



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
Facultad de Electrotecnia y Computación

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TRABAJO MONOGRÁFICO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**“Guía para el estudio de viabilidad de los Proyectos de Redes
Eficientes y Sostenibles (PRES) en Nicaragua”**

Autores:

Br. Alvin Antonio Berríos Ayerdis 2012-41988
Br. Maximiliano Alejandro Sandino López 2012-42137

Tutor:

Ing. Ramiro Arcia Lacayo.

Managua, Nicaragua Noviembre 2019



Agradecimientos

A Dios por permitirnos culminar nuestros estudios y llevar a cabo este trabajo producto de nuestro esfuerzo.

A nuestros familiares más allegados que acompañaron nuestros estudios y fueron nuestro aliento en momentos difíciles.

Y en general, a todas aquellas personas que de una u otra manera y de forma incondicional, aportaron un granito de arena para hacer realidad este trabajo.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
Facultad de Electrotecnia y Computación

TEMA:

Guía para el estudio de viabilidad de los Proyectos de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES) en Nicaragua



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
Facultad de Electrotecnia y Computación
Resumen

El presente trabajo titulado **“Guía para el estudio de viabilidad de los Proyectos de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES) en Nicaragua”**, es una referencia al lector que indaga acerca del diseño de proyectos de redes eficientes y sostenibles (PRES) implementados por la empresa de distribución eléctrica DISNORTE-DISSUR.

En el primer capítulo contiene los principales títulos del protocolo y propósitos de la monografía, también se abarca conceptos y definiciones esenciales relacionadas al tema como diseño de redes monofásicas de LAMT, y criterios constructivos de las redes PRES implementadas por la distribuidora de energía, su arquitectura de red definiciones relacionados con la viabilidad de proyectos.

De igual forma se describe la metodología que ha de utilizarse para poder lograr este trabajo monográfico.

En el capítulo II se mostrarán datos recopilados acerca de un proyecto (caso de estudio) el cual ya se encuentra en explotación y en donde se indican las pérdidas generadas antes de la ejecución de la obra y los datos recopilados después de un tiempo de haber implementado las redes PRES.

Se presentará una guía para el estudio de viabilidad de las redes PRES en el capítulo III, Seguidamente través de la guía se aplica al modelo de proyecto (Barrio Cuba) para conocer si es o no viable la ejecución de la obra.

Al final del trabajo se presentarán conclusiones relacionadas a la aplicación de la guía para el estudio de viabilidad de ejecución de proyectos de redes eficientes y sostenibles en zona de pérdidas de energía no técnicas. De tal forma que se den a conocer el beneficio que conlleva implementar este tipo de redes.



Índice de tablas

Características de los apoyos a utilizar, manual v7 Disnorte-Dissur	11
Características de los tipos de conductor, manual v7 Disnorte-Dissur	12
Especificaciones Técnicas de materiales Crucetas Metálicas y soportes (Disnorte-Dissur).....	13
Especificaciones Técnicas de Materiales Aisladores Compuestos Tipo Suspensión (Disnorte-Dissur).....	14
Tipos de transformadores a utilizar, manual v7 Disnorte-Dissur	14
CT a normalizar, Fuente centro de control de energía (Disnorte-Dissur).....	24
Centro De Control De Energía (Disnorte-Dissur).....	28
Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur).....	37
Coefficiente de simultaneidad Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur).....	38
Calculo de caída de tensión, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur).....	39
Calculo mecánicos, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)	40
Estimación de pérdidas energéticas en CT, Fuente Desarrollo Obras Pres	41
Materiales medida bicuerpo, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur).....	45
Capital, Fuente centro de control de energía (Disnorte-Dissur)	46
Presupuesto, Fuente centro de control de energía (Disnorte-Dissur).....	47

Índice de ilustración

Estructura en red convencional, Norma ENEL 1998	23
Red compacta, Manual PRES 2017, Disnorte-Dissur.	25
Transformador sin red de baja tensión, Manual PRES 2017, Disnorte-Dissur.....	26
Transformador en fin de Línea sin red de baja tensión, Manual PRES 2017 Disnorte-Dissur.....	27
Transformador en fin de Línea Red compacta, Manual PRES 2017 Disnorte-Dissur	28
Ubicación geo-referenciada, Fuente Desarrollo obras Pres	34
Fin de línea punto de transición, Manual PRES 2017 Disnorte-Dissur.....	35
Plano Proyecto Pres Barrio cuba, Fuente Desarrollo obras Pres.....	36
Presupuesto para líneas de media tensión, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur) ...	42
Presupuesto para líneas de baja tensión, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)	43
Presupuesto para centros de transformación, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)44	



Glosario

1. **Apoyo:** Son los postes que soportan las líneas y los herrajes que constituyen la red de distribución eléctrica.
2. **Caída de tensión (%):** Representa la reducción porcentual entre el voltaje en la salida del transformador y el punto de alimentación para los usuarios.
3. **Cantón:** Es la distancia que existe entre dos anclajes y está constituido por varios vanos o un solo vano.
4. **Cimentación:** Es la base de concreto en la que se instalan los apoyos y es utilizada para darle mayor estabilidad a los apoyos.
5. **Clientes estándar:** Representan los clientes de bajo consumo tales como casas comunes.
6. **Clientes no estándar:** Representan los clientes de consumo medio tales como talleres pulperías y negocios varios.
7. **Coefficiente de simultaneidad:** Cociente entre la potencia eléctrica máxima que puede entregar una instalación eléctrica, y la suma de las potencias nominales de todos los receptores que pueden conectarse a ella.
8. **Corriente nominal (A):** Corriente suministrada por el módulo en el punto de trabajo.

En condiciones extremas las tensiones son idénticas para todos esos vanos, mientras que en otras condiciones se producen diferencias de tensión que son absorbidas por los apoyos de suspensión.
9. **Esfuerzo longitudinal (daN):** Es el esfuerzo mecánico ejercido sobre los extremos de un cantón.
10. **Esfuerzo transversal (daN):** Es el esfuerzo mecánico ejercido sobre las estructuras en ángulos.
11. **Estaqueo:** Es una tabla donde se muestran los elementos de la red existente, a retirar y a instalar.



12. **Plano eléctrico:** Es la representación esquemática de la red en 2 dimensiones geo-referenciada.

Por lo tanto, el comportamiento de la componente horizontal de la tensión del conductor en un cantón de la línea se puede asemejar al comportamiento del mismo conductor en un único vano tipo llamado vano ideal de regulación.

13. **Potencia Activa (kW):** Es la cantidad necesaria de energía para realizar un trabajo.

14. **Potencia Aparente (kVA):** Es el cociente de la potencia activa y factor de potencia y es utilizada para determinar la selección de los transformadores

15. **Tense máximo:** Es el esfuerzo mecánico al cual se tensará la línea dada la temperatura ambiente.

16. **Tensión nominal (V):** Es el nivel de voltaje con el funciona los transformadores y la red de distribución.

17. **Vano de regulación:** Como el haz de conductores suele tensarse entre una serie de vanos consecutivos entre dos apoyos de amarre en el momento del tendido se igualan todas las tensiones en dichos vanos.

18. **Vano:** Es la distancia que existe entre dos apoyos.



Índice

Introducción.....	1
Antecedentes.....	2
Justificación	3
Objetivos	4
I. Marco Teórico.....	5
1.1. Generalidades de las Redes Eléctricas de Media Tensión	5
1.1.1. Definición de Red de Distribución	5
1.2. Redes de distribución de energía eléctrica según su tensión nominal	5
1.2.1. Redes de distribución de media tensión o primarias.....	5
1.2.2. Redes de distribución de baja tensión o secundarias	5
1.3. Redes de distribución de energía eléctrica según su ubicación	
geográfica.....	6
1.3.1. Redes de distribución urbana	6
1.3.2. Redes de distribución rural	6
1.4. Redes de distribución de energía eléctrica según su tipo de	
construcción	7
1.4.1. Redes de distribución subterráneas.....	7
1.4.2. Redes de distribución aéreas.....	8
1.5. Clasificación de las redes	9
1.6. Arquitectura de red.....	10
1.6.1. Materiales utilizados en la construcción de redes eléctricas....	11
1.6.2. Criterios generales de diseño	15
1.6.3. Criterios de construcción de la derivada principal de redes	
protegidas.	15
1.6.4. Criterio de diseño para AP	17
1.6.5. Criterio Constructivos.....	17
1.7. Evaluación de proyectos.....	21
1.7.1. Alcances de estudio de proyecto	21
1.7.2. Viabilidad de un proyecto.....	21
1.8. Tipos de estudio de viabilidad.....	21
1.8.1. Estudio de viabilidad comercial	21
1.8.2. Estudio de viabilidad técnica	21
1.8.3. Estudio de viabilidad legal.	21



1.8.4. Estudio de viabilidad organizacional.....	21
1.8.5. Estudio de viabilidad financiera.....	22
1.9. Diseño Metodológico.....	22
1.9.1. Alcance del estudio.....	22
1.9.2. Instrumentos de recolección de datos	22
II. Proyecto Pres finalizado.....	23
2.1. Proyecto Pres Cruz de la india.....	23
Ilustración 1 Estructura en red convencional, Norma ENEL 1998.....	23
III. Guía para el estudio de viabilidad de los Proyectos de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES)	29
Paso 1 Caracterización de la zona de trabajo.	29
Paso 2 Documentación de la obra.....	29
Paso 2.1 Plano de Situación y Emplazamiento	29
Paso 2.2 Memoria de cálculo	30
Paso 2.3 Estimación de pérdidas.....	31
Paso 3 Presupuesto de inversión.....	31
Paso 4 Determinación de inversiones.	31
Paso 5 Presupuesto de Ingresos y Egresos.	32
Paso 6 Análisis de costos y gastos.	32
IV. Análisis de viabilidad del proyecto PRES Barrio Cuba	33
4.1 Caracterización de la zona de trabajo.....	33
4.2 Documentación de la obra	33
4.2.1 Plano de Situación y Emplazamiento	34
4.2.2 Memoria de Cálculo	37
4.2.3 Estimación de pérdidas	41
4.3 Presupuesto de inversión.	42
4.4 Determinación de inversiones.....	46
4.4.1 Inversión Fija.	46
4.4.2 Inversión diferida.	46
4.4.3 Capital de trabajo.	46
4.5 Presupuesto de Ingresos y Egresos.	47
4.6 Análisis de costos y gastos.....	47
4.6.1 Indicadores de rentabilidad.....	47
Conclusiones.....	50



Bibliografía.....	51
ANEXOS.....	52
Anexo 1. Estructura en red convencional, Norma ENEL 1998.....	53
Anexo 2. Red compacta, Manual PRES 2017, Disnorte-Dissur.....	54
Anexo 3. Transformador sin red de baja tensión, Manual PRES 2017, Disnorte-Dissur.....	55
Anexo 4. Calculo de caída de tensión clientes estándar, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)	56
Calculo de caída de tensión clientes No estándar, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur).....	57
Calculo de caída de tensión alumbrado público, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur).....	58
Calculo de resumen de caída de tensión, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)	59
Anexo 5. Cálculo Mecánico y Tabla de Tendido Media Tensión.....	60
Cálculo Mecánico y Tabla de Tendido Media Tensión	62
Anexo 6.....	63
Cálculo de Presupuesto de Ingresos y Egresos.....	63
Anexo 7.....	64
Anexo 8.....	65
Anexo 9.....	66



Introducción

A partir del año 2016 Disnorte-Dissur inicio a ejecutar los proyectos de redes eficientes y sostenibles (PRES) en puntos vulnerables de perdidas tanto en Managua como en los departamentos del país, así como en zonas rurales consideradas como puntos de pérdidas para la distribuidora. (Dissur-Disnorte, 2017)

El presente trabajo tiene la finalidad de presentar una propuesta de guía para evaluar la viabilidad de las nuevas redes diseñadas por Disnorte-Dissur conocidas como (PRES) en Nicaragua.

Para el diseño de esta guía se realizan estudios de las características de las cargas, estimaciones de demanda, estudios de rutas y ubicación del centro de carga y construcción de los planos de operación de cada uno de los circuitos que conformarán los (PRES). Y así como analizar la viabilidad técnico-económica en los diseños (PRES) en los puntos de pérdidas considerados por la empresa distribuidora.

Para la elaboración de la guía se presentará el proyecto Pres Barrio Cuba como caso de estudio, donde se analizará la viabilidad técnico-económica para garantizar la fiabilidad de la guía.



Antecedentes

Disnorte-Dissur, empresa privada a cargo de la distribución y comercialización de energía en las zonas concesionadas desde el 2000, se basa en sus normas (Proyecto Tipo, octubre 2003) para la construcción de las redes eléctricas aéreas de media tensión (siempre auxiliándose de la norma vigente ENEL 1998), esta fue introducida por la empresa española GAS NATURAL FENOSA.

Las primeras redes que se diseñaron en puntos de pérdidas indicadas por la distribuidora se les conocían como redes eficientes y sostenibles (RES), estas al pasar el tiempo se fueron realizando mejoras en el diseño cambiando el nombre a proyectos de redes eficientes y sostenibles (PRES) las cuales se han ido expandiendo en el país, es decir, en las zonas donde Disnorte-Dissur posee la concesión de comercialización y distribución de energía.

La expansión de este tipo de red ha despertado el interés por el estudio de viabilidad de los proyectos de redes eficientes y sostenibles (PRES), diseñadas por DISSNORTE-DISSUR en Nicaragua, y con nuestras investigaciones en monografías anteriores en el país como en la región centroamericana (tesis publicadas en la web), no se ha encontrado alguna guía de evaluación de proyectos específicos para los PRES que permitan estudiar la viabilidad comercial, técnica, legal, organizacional y financiera. Es por esto que se opta por presentar una guía en la cual se evalúen los parámetros, consideramos de gran importancia para lograr los objetivos y alcance de los PRES.



Justificación

La empresa de distribución Disnorte-Dissur ha venido desarrollando proyectos tales como: mantenimientos, diseños de obras de redes protegidas, extensión de redes, repotenciación de circuitos, compensación de reactivos y algunos otros proyectos similares a los descritos anteriormente siempre con el objetivo de brindar un mejor servicio a sus clientes y la efectividad en el uso de sus recursos.

La carencia de una guía que permita analizar la viabilidad de los proyectos de redes eficientes y sostenibles (PRES) ha ocasionado que se diseñe y construya sin tomar en cuenta un sin número de aspectos técnicos-económicos que garanticen una mayor eficacia de estos proyectos.

Por este motivo se propone una guía que permita un estudio de viabilidad para los proyectos de redes eficientes y sostenibles (PRES), diseñadas por Disnorte-Dissur.

Todo proyecto nace de la necesidad de cobertura de servicio y se desarrolla para una vida útil a largo plazo, por lo anterior el buen diseño y optimización de los recursos técnicos y económicos permiten cumplir el alcance de un proyecto a largo plazo.

Este estudio nos permitirá como egresados de la carrera de Ingeniería eléctrica ampliar nuestros conocimientos en materia de evolución de proyecto.



Objetivos

General:

Proponer una guía para la evaluación técnico-económica de los Proyectos de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES) en Nicaragua.

Específicos:

1. Analizar desde el punto técnico la viabilidad de construir una red PRES en zonas de pérdidas de energía no técnicas.
2. Realizar un análisis económico para la construcción de los Proyectos de Redes Eficientes y Sostenibles en Nicaragua.
3. Cuantificar el monto de las inversiones y de los costos necesarios en la etapa constructiva teniendo en cuenta que se trata de un proyecto de impacto a largo plazo.

I. Marco Teórico

1.1. Generalidades de las Redes Eléctricas de Media Tensión

1.1.1. Definición de Red de Distribución

La red de distribución de la energía eléctrica es una parte del sistema de suministro eléctrico que es responsabilidad de las compañías distribuidoras de electricidad.

La red de distribución propiamente dicha, comúnmente denominada red de media tensión, con tensiones de funcionamiento de 3 kV a 30 kV y mallada (red de transporte). Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, la tensión a la salida de estos centros es de baja tensión (120/240 V).

Las líneas que forman la red de distribución se operan de forma radial, sin que formen mallas, al contrario que las redes de transporte y de reparto. (distribución)

1.2. Redes de distribución de energía eléctrica según su tensión nominal

1.2.1. Redes de distribución de media tensión o primarias

Es el conjunto de equipos o elementos que se utilizan para transportar la energía eléctrica desde una subestación de distribución hasta un centro de transformación de media tensión, el cual puede pertenecer a una subestación de distribución de menor capacidad MT/MT o una subestación de distribución tipo poste MT/BT.

Se considera una red de distribución primaria cuando los niveles de tensión son de Media Tensión (MT), considerados superiores a 1kV e inferior a 57,5 kV.

1.2.2. Redes de distribución de baja tensión o secundarias

Es el conjunto de equipos o elementos que se utilizan para transportar la energía eléctrica a tensiones nominales menores o iguales a 1000 V. Este tipo de redes es el utilizado para llevar la energía eléctrica desde los transformadores de distribución tipo poste hasta las acometidas de los usuarios finales.



1.3. Redes de distribución de energía eléctrica según su ubicación geográfica

1.3.1. Redes de distribución urbana

Son las redes de distribución ubicadas dentro de las ciudades y/o en el sector urbano de los municipios. Las principales características de las redes de distribución urbana son las siguientes:

- Usuarios muy concentrados.
- Cargas monofásicas y trifásicas.
- En general se usan postes de concreto.
- Es necesario coordinar los trazados de la red eléctrica con las redes telefónicas, redes de acueducto, alcantarillados y otras redes, igualmente tener en cuenta los parámetros de las edificaciones.
- Mayor densidad de clientes industriales y comerciales.
- La separación entre apoyos de media y baja tensión es de máximo 50m.
- En caso de mantenimientos preventivos se procura realizar trabajos en tensión para no realizar cortes del servicio.

1.3.2. Redes de distribución rural

Estas redes son las encargadas de llevar el servicio de energía eléctrica a zonas dispersas de los municipios. Las áreas rurales no cuentan con calles y no están organizados por manzanas. Por lo general se encuentran en zonas dedicadas a la agricultura y la ganadería. Las principales características de las redes de distribución rural son las siguientes:

- Usuarios dispersos.
- Principalmente cuenta con usuarios residenciales.
- Poca demanda de energía.
- Promedio de distancias entre apoyos es mayor a 50m.
- Dificultad para acceder a algunos tramos de las redes.
- Presencia de fallas en los circuitos debido al contacto de las redes con las ramas de los árboles.

1.4. Redes de distribución de energía eléctrica según su tipo de construcción

1.4.1. Redes de distribución subterráneas

Este tipo de redes consiste en instalar los conductores eléctricos debajo de las calles, ocultos a la vista, ya sea directamente o por medio de tuberías o ductos. Los conductores utilizados son aislados de acuerdo con el voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras.

Este tipo de redes es utilizado principalmente en ciudades donde por razones de urbanismo, estética, o condiciones de seguridad no es aconsejable o no se puede utilizar el sistema aéreo. Adicionalmente, las redes de distribución eléctrica subterránea presentan ciertas ventajas para la labor del mantenimiento y calidad del servicio en cuanto a continuidad. Algunas de estas son:

- La mayor parte de los daños que se presentan en redes aéreas no afectan a las redes subterráneas.
- No interfieren con el aspecto de las ciudades, pues no están a la vista.
- Son mucho más seguras porque no están expuestas a aves ni a humanos.
- No están expuestas a vandalismo.
- Se evitan realizar algunos planes de mantenimiento preventivo como poda y lavado.

Este tipo de redes también presenta unas desventajas en comparación con las redes aéreas. Algunas de estas son:

- La inversión inicial es mucho mayor.
- Se dificulta la localización de daños o causas de falla.
- El mantenimiento es más complicado y reparaciones más demoradas.
- Están expuestas a la humedad y a la acción de roedores si no se tienen las precauciones adecuadas en su construcción y/o mantenimiento.



1.4.2. Redes de distribución aéreas

En este tipo de redes el conductor va soportado sobre aisladores instalados en crucetas que a su vez se encuentran en postes. En las redes aéreas también podemos encontrar el uso de torres o torrecillas que no llevan crucetas. Los conductores usados en su mayoría son desnudos y los materiales de la estructura van de acuerdo al nivel y tipo de contaminación de la zona.

Estas redes son las que encontramos normalmente en los sistemas de distribución del país. La principal razón para el uso de este tipo de redes es el costo inicial de su construcción.

Ventajas sobre las redes subterráneas:

- a) Son las más comunes y por lo tanto trabaja con materiales de fácil consecución.
- b) Costo inicial de construcción más bajo.
- c) Tiempos de construcción más bajos.
- d) Fácil mantenimiento.
- e) Fácil localización de fallas.
- f) Los tiempos en la reparación de daños es menor.

Desventajas que tiene este tipo de construcción respecto a las redes subterráneas, que en su mayoría se refieren a mantenimiento y seguridad. Algunas de estas son:

- a) Se encuentran a la vista, esto les quita estética a las ciudades.
- b) Ofrecen menor confiabilidad debido a las diferentes situaciones a las que están expuestas.
- c) Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).
- d) Requieren de mayores planes de mantenimiento preventivo para evitar fallas y cortes de energía.
- e) Están expuestas y son de fácil acceso para el vandalismo. (Castaño, 2004)



1.5. Clasificación de las redes

Estas pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

Red radial o en antena

La alimentación por uno solo de sus extremos transmitiendo la energía en forma radial a los receptores. Son simples y de forma sencilla se equipan de protecciones selectivas, pero les falta de garantía de servicio.

Red en bucle o en anillo

Tiene dos de sus extremos alimentados, quedando estos puntos intercalados en anillo o bucle. Gran seguridad de servicio y facilidad de mantenimiento, pero tiene mayor complejidad y sistemas de protección así mismo más complicados.

Red mallada

La red mallada es el resultado de entrelazar anillos y líneas radiales formando mallas.

Sus ventajas radican en la seguridad de servicio, flexibilidad de alimentación y facilidad de conservación y manutención. Sus inconvenientes, la mayor complejidad, extensiva a las protecciones y el rápido aumento de las potencias de cortocircuito (energía)(Castaño, 2004)



1.6. Arquitectura de red

Es un sistema funcional compuesto de elementos para la distribución eléctrica, tales como son el poste, crucetas, aisladores, herrajes y de conductores eléctricos que permite la distribución de la energía eléctrica hasta los diferentes elementos que transformara dicha energía en niveles más bajos para alimentar a los distintos usuarios.

De un punto de vista topológico, ésta puede tener la forma de una antena o radial, de un bucle o anillo, de una malla (resultado de unir red radial y anillo). (Celsia)

La Arquitectura de red para los PRES se diseñará considerando lo siguiente:

- a) La solución prioritaria será la estructura de PRES Compacta, cuando está solución no permita mantener las distancias de seguridad o condiciones topológica se podrá diseñar con estructuras voladizas o soluciones particulares, en estos casos se presentará una propuesta a DISNORTE-DISSUR para su validación.
- b) No se conectarán gabinetes de medidores o centros de transformación en troncales.
- c) La solución prioritaria se extenderá una derivada y/o subderivadas, se diseñará en función de:
 - Las derivadas y/o subderivadas monofásicas que sobrepasen el 5% de la potencia instalada total en el circuito correspondiente, se tendrán que convertir a trifásica para evitar desequilibrios de corrientes y voltajes nocivos para la calidad del servicio.
 - En trifásico no hay límite.
 - En la arquitectura de red del Caribe no se contempla línea bifásica.
- d) Las derivadas se conectarán con una protección corta circuito fusible a la troncal o derivadas principales.
- e) El calibre del conductor para la derivada en media tensión será con conductor 1/0 ACSR.
- f) El conductor para la media tensión en las sub derivadas debe ser calibre # 2AWG.
- g) Las sub derivadas que se conecta a la derivada de la localidad a normalizar, se conectarán con conexión a movable completa (cuña con estribo CLV), en caso contrario se utilizará corta circuito fusible.
- h) El conductor para la red de baja tensión prioritario será Triplex #2 y 1/0. De acuerdo con los cálculos de caída de tensión se establece un calibre máximo de 3/0 AWG (Disnorte-Dissur, 2017)

1.6.1. Materiales utilizados en la construcción de redes eléctricas.

a) **Postes o Apoyos:** estos pueden ser de madera, concreto, fibra de vidrio y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción de los circuitos.

Clasificación de los apoyos

Los apoyos se clasificarán según su función, quedando definidas las siguientes categorías:

- Apoyos de alineación.
- Apoyos de ángulo.
- Apoyos de estrellamiento.
- Apoyos de fin de línea.

Se debe tener en cuenta que en la mayoría de los casos los postes pueden soportar líneas de M.T., de comunicación, etc. además de las líneas de B.T. que se vayan a incorporar. En consecuencia, un apoyo puede ser de alineación atendiendo a la línea de M.T. y fin de línea atendiendo a la línea de B.T.

Codigo	Denominación	Descripción
436932	HP-300-6	Poste de Hormigón Pretensado centrifugado o vibrado -300daN-6m
436937	HP-300-9	Poste de Hormigón Pretensado centrifugado o vibrado -300daN-9m
436938	HP-300-10	Poste de Hormigón Pretensado centrifugado o vibrado -300daN-10.5m
715700	HP-300-12	Poste de Hormigón Pretensado centrifugado o vibrado -300daN-12m
531666	HP-500-9	Poste de Hormigón Pretensado centrifugado o vibrado -500daN-9m
436956	HP-500-10	Poste de Hormigón Pretensado centrifugado o vibrado -500daN-10.5m
436957	HP-500-12	Poste de Hormigón Pretensado centrifugado o vibrado -500daN-12m
436958	HP-500-14	Poste de Hormigón Pretensado centrifugado o vibrado -500daN-14m
683322	HP-800-9	Poste de Hormigón Pretensado centrifugado o vibrado -800daN-9m
683324	HP-800-10	Poste de Hormigón Pretensado centrifugado o vibrado -800daN-10.5m
436959	HP-800-12	Poste de Hormigón Pretensado centrifugado o vibrado -800daN-12m

Tabla 1 Características de los apoyos a utilizar, manual v7 Disnorte-Dissur

Apoyos de hormigón

Para la construcción de nuevas líneas se utilizarán postes de hormigón pretensado centrifugado, de 9 y 10,5 m de altura.

Apoyos metálicos

En lugares de difícil acceso o cuando las características de la línea así lo aconsejen se podrán emplear apoyos metálicos de chapa, de 9 y 10,5 m de altura.

Apoyos de madera

Cuando se empleen de forma singular postes existentes de madera, éstos serán de 9 y 10,5 m. (Dissur, 2006)

b) Conductores: Son utilizados para circuitos primarios el Aluminio y el ACSR desnudos y en calibres 1/0 y #2 AWG y para circuitos secundarios en cables aislados 4/0, 3/0, 1/0, #2AWG. Estos circuitos son de 3 hilos con neutro puesto a tierra. (Dissur, 2006)

CONDUCTOR	Densidad máxima de corriente (A/mm ²)		Intensidad máxima (A)	
	25°C	35°C	25°C	35°C
477MCM(Hawk)	2.81	2.47	678	597
3364MCM(Linnet)	3.21	2.82	546	481
266MCM(Partridge)	3.5	3.08	473	417
4/0AWG(Penguin)	3.82	3.38	410	362
Características constructivas				
Conductor	Descripción			
Conductores de uso exclusivo en acometidas				
Concéntrico 2 x #8	Concéntrico; Fase y Neutro: #8 Cu			
Concéntrico 3 x #8	Concéntrico; Fase y Neutro: #8 Cu			
Concéntrico 2 x #6	Concéntrico; Fase y Neutro: #6 Cu			
Concéntrico 3 x #6	Concéntrico; Fase y Neutro: #6 Cu			
Concéntrico 4 x #6	Concéntrico; Fase y Neutro: #6 Cu			
Concéntrico 3 x #4	Concéntrico; Fase y Neutro: #4 Cu			
Concéntrico 4 x #4	Concéntrico; Fase y Neutro: #4 Cu			
Dúplex #6	Trenzado; Fases: #6 AAC-Neutro: #6 AAC			
Tríplex #6	Trenzado; Fases: #6 AAC-Neutro: #6 AAC			
Conductores de uso en líneas y acometidas				
Tríplex #2	Trenzado; Fases: #2 AAC-Neutro: #6 AAAC			
Tríplex 1/0	Trenzado; Fases: 1/0 AAC-Neutro: 1/0 AAAC			
Cuádruplex 1/0	Trenzado; Fases: 1/0 AAC-Neutro: 1/0 AAAC			
Tríplex 4/0	Trenzado; Fases: 4/0 AAC-Neutro: 4/0 AAAC			
Cuádruplex 4/0	Trenzado; Fases: 4/0 AAC-Neutro: 4/0 AAAC			
Cuádruplex 336.4	Trenzado; Fases: 336.4 AAC-Neutro: 4/0 AAAC			

Tabla 2 Características de los tipos de conductor, manual v7 Disnorte-Dissur



c) Crucetas: Las crucetas que se utilizan apegada a las normas DN-DS son de acero galvanizado las cuales son de tipo angular y bandera.

Las crucetas angulares de hierro galvanizado de 3000, 2.400, 2000, 1.800 y 1.400 mm para 24.9 kV y 13.2 kV.

Son herrajes que van en la estructura anclada a los postes, sobre estas se colocan los aisladores, dependiendo del tipo de estructura así será la cantidad de crucetas necesarias y el tipo de aisladores que se instalaran en estas. Su función es sostener horizontalmente las líneas y cuentan con el tamaño adecuado para dar la separación mínima adecuada a cada nivel de tensión. (Disnorte, 2006)

Código	Material
551 265	CRUCETA ANGULAR METALICA 1400mm
551 266	CRUCETA ANGULAR METALICA 1800mm
551 267	CRUCETA ANGULAR METALICA 2400mm
690 290	CRUCETA ANGULAR METALICA 3000mm
722 101	CRUCETA ANGULAR METALICA 1200mm
437 008	SOPORTE LATERAL PARA AISLADOR TIPO POSTE
709 770	SOPORTE VERTICAL DE CHAPA PARA AISLADOR TIPO POSTE
458 414	HERRAJE DE ANCLAJE PARA RETENIDA VERTICAL
450 701	SOPORTE SECCIONADOR FUSIBLE EN POSTE
551 556	SOPORTE SECCIONADOR FUSIBLE EN CRUCETA ANGULAR
458 557	SOPORTE SECCIONADOR FUSIBLE EN CRUCETA DE MADERA
450 912	SOPORTE FIJACIÓN PARA TRANSFORMADOR SOBRE POSTE
520 888	SOPORTE AUXILIAR PARA TERCER TRANSFORMADOR TIPO POSTE
552 239	SOPORTE PARA AUTOVALVULA Y BOTELLA TERMINAL EN CRUCETA ANGULAR
437 806	SOPORTE HORQUILLA PARA AISLADOR TIPO CARRETE
526 674	POSTECILLO ELEVADOR PARA ACOMETIDAS
528 895	SOPORTE DE POSTECILLO PARA FACHADA
722 100	SOPORTE CORTO LATERAL PARA AISLADOR TIPO POSTE

Tabla 3 Especificaciones Técnicas de materiales Crucetas Metálicas y soportes (Disnorte-Dissur)

d) Aisladores: Estos son los encargados de aislar las líneas de las estructuras o armados en cada poste. Se usan dependiendo del nivel de tensión y el tipo de armado que hay en cada apoyo. Los aisladores usados en anclajes y fin de línea son diferentes a los usados en alineaciones y pequeños ángulos.

Los aisladores apegados a las normas CRNE serán de porcelana y de poliméricos dependiendo el nivel de tensión (24.9/13.2kVA)



Código	Material
441 249	AISLADOR COMPUESTO TIPO SUSPENSIÓN 13.2 kV 70 kN
458 540	AISLADOR COMPUESTO TIPO SUSPENSIÓN 24.9 kV 70 kN
441 250	AISLADOR COMPUESTO TIPO SUSPENSIÓN 34.5 kV 70 kN
711 849	AISLADOR COMPUESTO TIPO SUSPENSIÓN 34.5 kV 70 kN

Tabla 4 Especificaciones Técnicas de Materiales Aisladores Compuestos Tipo Suspensión (Disnorte-Dissur).

e) Herrajes: Todos los herrajes utilizados en redes aéreas de baja y mediana tensión son de acero galvanizado. (Grapas, varillas de anclaje, tornillos de máquina, arandela, tuerca, tornillo toda rosca, arandelas curvas cuadradas, etc.). Son todas las partes metálicas presentes en cada tipo de estructura cuya función es fijar o asegurar todos los materiales usados en el poste y entre estos mismos.

f) Equipos de seccionamiento: El seccionamiento se efectúa con cortacircuitos y seccionador mono polares para operar sin carga (100 A - 200 A). Los seccionamientos en redes de distribución eléctrica sirven para establecer y/o delimitar zonas de trabajo y para proteger el sistema en caso de una falla. En distribución se usan como equipos de seccionamiento cortacircuitos, switches, interruptores y reconectores principalmente.

g) Transformadores y protecciones: En los sistemas de distribución todos los transformadores son usados para reducir los niveles de tensión de la energía eléctrica en ese punto. Se emplean transformadores monofásicos con los siguientes valores de potencia o nominales: 5 - 10 - 25 - 37.5 - 50 - 75 kVA protegidos por cortacircuitos, fusibles y pararrayos tipo válvula de 10 – 15kV.

Código	Denominación	Descripción
441 208	TPA-10-13.2	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 10 kVA 13.2/7.6 kV
441 209	TPA-25-13.2	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 25 kVA 13.2/7.6 kV
441 210	TPA-50-13.2	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 50 kVA 13.2/7.6 kV
441 211	TPA-75-13.2	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 75 kVA 13.2/7.6 kV
458 416	TPA-10-24.9	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 10 kVA 24.9/14.4 kV
458 417	TPA-25-24.9	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 25 kVA 24.9/14.4 kV
458 418	TPA-50-24.9	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 50 kVA 24.9/14.4 kV
458 419	TPA-75-24.9	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 75 kVA 24.9/14.4 kV
441 212	TPA-10-34.5	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 10 kVA 34.5 kV
441 213	TPA-25-34.5	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 25 kVA 34.5 kV
441 214	TPA-50-34.5	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 50 kVA 34.5 kV
441 215	TPA-75-34.5	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 75 kVA 34.5 kV

Tabla 5 Tipos de transformadores a utilizar, manual v7 Disnorte-Dissur

1.6.2. Criterios generales de diseño

- Para la normalización del sitio se deberá de acoplar a los siguientes criterios: Levantamiento de la zona de trabajo utilizando plano de BDI o Google Earth, de forma tal que la cartografía se ajuste a lo real en campo, se debe detallar en el plano el número de lote y representar las viviendas que conformen el lote. En cualquier otro caso se puede disponer de la cartografía de la municipalidad u otros, en el caso de no disponer de la cartografía se debe realizar el levantamiento de esta.
- La configuración de red prioritaria a instalarse es la configuración compacta (invertida).
- Las redes protegidas se conectarán del punto de alimentación con conexión completa amovible.
- El calibre del conductor de las redes protegidas para media tensión debe ser #2 ACSR y el calibre del conductor de baja tensión a utilizar son: Triplex #2, 1/0 y Triplex 3/0AWG.(Dissur-Disnorte, 2017)

1.6.3. Criterios de construcción de la derivada principal de redes protegidas.

- Se construirá una derivada principal para la conexión de las redes protegidas, la configuración de la derivada principal será red convencional y pueden ser monofásicas o trifásicas.
- La derivada principal se construirá en la vía pública donde se presenten menos obstáculos.
- Todas las derivadas principales se conectarán con fusible corta circuitos a las redes troncales o principales y las sub derivadas con conectores amovibles de líneas vivas (conector cuña más estribo).
- Se debe realizar la asociación de usuarios (número de NIS) por poste, gabinete y transformador.
- El conductor de las derivadas principales será 1/0 ACSR y el de las sub derivadas será conductores calibres #2 ACSR.
- Para la normalización de la localidad, se construirán como primera instancia las derivadas principales y posteriormente construir las redes protegidas, paralelas a la red principal. En las redes de derivadas principales no se instalarán transformadores de distribuciones ni gabinetes de medidores; ya que estos se colocarán en las redes protegidas.

- Se deben presentar dos tipos de planos conteniendo la información básica:
 - Media y Baja Tensión en digital e impreso (original y tres copias): Red existente, Red a instalar, cruzamiento y paralelismo con otros servicios u obstáculos (rótulos, árboles, accidentes geográficos, edificaciones próximas a la línea), en el emplazamiento de la red, así como los detalles de las estructuras a instalar en cada punto, el estaqueo en los formatos establecidos por DN-DS o alguna particularidad relevante que deba, mostrarse en el diseño.
 - Acometidas en digital e impreso (original y tres copias): lote, número de lote, cantidad de vivienda por cada lote, datos de cada suministro (NIS, No. De medidor, tipo de conexión y voltaje, tipo de usuario), En cada lote identificar la asociación poste/trafo/gabinete/lote. Emplazamiento de acometida (cotas), red BT. cable guía con su poste asociado. Gabinete, ubicación de Poste de Acometida. La distribución de acometidas de un gabinete sobre un cable guía, deben emplazarse en una misma dirección es decir sin mezclar acometidas de otro gabinete.

- Se instalarán puesta a tierra en los puntos con anclajes, y anillos cerrados de puesta a tierra donde se instalen elementos de maniobra (fusibles, barras seccionadoras, centros de transformadores, interruptores tele controlados, transformadores de corriente y transformadores de potencia).

- En las siguientes configuraciones los armados anclajes y ángulos 30° a 60° y 60° a 90° se deberán de instalar retenidas con vanos ascendentes que superen los 30 metros.

- Todos los herrajes metálicos de las estructuras se conectarán al neutro del sistema que se encuentra puesto a tierra. (Dissur-Disnorte, 2017)

1.6.4. Criterio de diseño para AP

- Los proyectos deben considerar la instalación o reinstalación de las luminarias del alumbrado público, sustituyendo los elementos existentes en mal estado.
- La instalación de la luminaria será conforme se indica en el presente Manual. “Ver detalle en esquemas de PRES”.
- Las luminarias se conectarán directamente a la red de baja tensión utilizando conductor concéntrico calibre 12 y conectores de perforación.
- En callejones donde no se proyecte red MT/BT, las luminarias se alimentarán independiente con conductor concéntrico No.12, el cual se conectara la red BT más cercana con conectores de perforación.
- En los sitios donde no existe AP, se debe realizar el diseño considerando la ampliación del alumbrado Público dentro de la zona de gestión del proyecto. En estos casos se deberá presupuestar y presentar una propuesta a DISNORTE-DISSUR para su validación.
- En soluciones particulares donde no exista red de baja tensión se instalara un dispositivo de control múltiple conectado a la bornera del gabinete, alimentando las luminarias en serie con conductor concéntrico No.12

1.6.5. Criterio Constructivos

- La red se construirá prioritariamente en la banda de la vía o calle donde se presenten menos obstáculos, pudiendo ser la misma banda de la red existente. Si durante la construcción de la obra se presentan nuevos obstáculos que afecten el cumplimiento de las distancias de seguridad, se deberá presentar una propuesta a DISNORTE-DISSUR para su validación.
- El flechado y tendido de la línea deberá ser realizado con la utilización de las tablas de cálculo mecánico establecidas por DISNORTE-DISSUR. La técnica a utilizar deberá ser prioritariamente el método de verificación de la flecha. Programa CALMECON.

- Se instalará Cable Guía en las siguientes condiciones:
 - Callejones donde no sea posible la instalación de la red de media y baja tensión.
 - Cuando la acometida del cliente invada la propiedad de otro cliente.
 - Cuando exista cruce de calle transitadas o principales.
 - Cuando no existan condiciones para fijar la acometida en la fachada del cliente y se requiera la instalación de Poste de Acometida elevador.

- Se instalará Poste de Acometida en las siguientes condiciones:
 - Cuando el cliente no tenga condiciones para fijar la acometida.
 - Cuando no se cumpla con la altura de seguridad.
 - La fijación será máximo de dos acometidas por poste.
 - En los callejones donde no se pueda instalar cable guía.

- Se construirá primero la derivada y posterior la Sub derivada.

- Realizar la normalización de todos los suministros alimentado de la nueva red, debiéndose desmontar las acometidas existentes una vez que se hallan energizado las nuevas acometidas y que no se presenten ninguna anomalía.

- El desmontaje de la red existente se efectuará una vez efectuado en el inciso anterior.

- Condición de Izado de Postes:
 - El hoyado de poste se debe hacer un día antes del izado dejando instaladas tapas supuestas y señalizando cada punto.
 - El empotramiento debe ser cumpliendo el 10% de la altura del poste más 0.5 M
 - En los casos con tipo de suelo suave deberá considerar la instalación de base hormigonada con una profundidad de 10 hasta 15 centímetros adicional a la profundidad de empotramiento.
 - Se deberá empotrar con aporte de hormigón los postes cuando existan condiciones de: zonas afluencia de agua, terreno suave, rocoso o desniveles y demás condiciones que se presenten en campo.



- El tiempo de fraguado del hormigonado de los postes será como mínimo de 72 hrs, no realizándose ningún esfuerzo al poste utilizando retenidas o vientos para estabilizarlo y asegurar la verticalidad del poste desde su instalación. En caso de requerirse un rápido fraguado deberá presentar una propuesta a DISNORTE-DISSUR para su validación.
 - Con el objetivo de garantizar 3000 PSI en el hormigonado la proporción del material será como base la utilización de la mezcla 3-2-1 (grava, arena y cemento).
 - En los casos que se utilice poste de madera la cimentación será a base de grava en los lugares de zonas de afluencia de agua, terreno suave, rocoso o desnivel y demás condiciones que se presenten en campo.
-
- DISNORTE-DISSUR definirá los puntos donde se instalará, en las terminales secundarias del transformador la cinta selladora Armor Cast 3M, hasta la entrada y posterior a la salida de la caja de los transformadores de corrientes hasta la conexión a la red de baja tensión. Esto deberá realizarse posterior a la instalación del Punto de Control de consumo de cada transformador se instalará antes de la cinta selladora.
 - En estructuras con configuración de fin de línea compacta, la conexión a las terminales secundarias del transformador se realizará directamente del cable conductor de la red de baja tensión sin cortar y con terminales doble ojo y terminal tipo paleta.
 - En estructura de alineamiento y ángulo se alimentará la red de baja tensión con cables bajantes secundarios conectados a las terminales del transformador y se realizará esta conexión con conectores cuñas cubiertos con cinta eléctrica scotch súper 33+ de 3M para reponer el aislamiento y evitar el ingreso de humedad al cable.



- La red de baja tensión podrá alimentarse con bajante simple o doble.
- La ubicación de los display de los medidores bicuerpo será prioritariamente en la fachada del inmueble del cliente, en lugar de fácil acceso para la toma de lectura (Medida). En casos que se requiera por consideraciones de distancia o una condición especial la ubicación del Display podrá ser en un sitio diferente a éste, cualquier modificación deberá presentar una propuesta a DISNORTE-DISSUR para su validación
- Clientes Especiales en conexiones de suministros de medida indirecta BT y trifásica la normalización será con un transformador y medida independiente, protegido desde los bushing del transformador hasta el medidor.
- La instalación de los gabinetes de medida deberá ser con camión canasta pequeño o con la utilización de andamios o plataformas de trabajo.
- En la Recepción se deberán entregar los dos tipos de planos como construido (Media / Baja Tensión y Acometida) una copia en digital e impresa, debiendo contener todas las modificaciones en la red y suministros realizadas en la ejecución.

1.7. Evaluación de proyectos

1.7.1. Alcances de estudio de proyecto

Toda decisión de inversión debe responder a un estudio previo de las ventajas y desventajas asociadas a su implementación. En términos generales, cinco son los estudios particulares que deben realizarse para evaluar el proyecto. (CHAIN, 1991).

1.7.2. Viabilidad de un proyecto.

Proceso evaluación de un Proyecto consiste en un ejercicio de análisis de la pertinencia, eficacia, eficiencia e impacto del proyecto a la luz, con el fin de alcanzar objetivos específicos. Así, la evaluación recopila información relevante para el análisis del proyecto desde la perspectiva de diversos objetivos. (Mendieta, 2005)

1.8. Tipos de estudio de viabilidad

1.8.1. Estudio de viabilidad comercial

El estudio de mercado consiste en un estudio de oferta, demanda y precios, tanto de los productos como de los insumos de un proyecto.

1.8.2. Estudio de viabilidad técnica

El estudio técnico se basa en un análisis de la función de producción, que indica cómo combinar los insumos y recursos utilizados por el proyecto para que se cumpla el objetivo previsto de manera efectiva y eficiente.

1.8.3. Estudio de viabilidad legal.

El estudio legal busca determinar la viabilidad de un proyecto a la luz de las normas que lo rigen en cuanto a localización, utilización de productos, subproductos y patentes. También toma en cuenta la legislación laboral y su impacto a nivel de sistemas de contratación, prestaciones sociales y demás obligaciones laborales.

1.8.4. Estudio de viabilidad organizacional.

Este estudio busca determinar la capacidad operativa y ejecutora de las entidades responsables del proyecto, con el fin de detectar sus puntos débiles y diseñar las medidas correctivas necesarias para una eficaz gestión del proyecto.



1.8.5. Estudio de viabilidad financiera.

Este estudio puede dar una buena idea sobre cuál es la estructura óptima de la gerencia financiera. Adicionalmente, busca establecer información relevante acerca de aspectos como las posibles fuentes y los costos del financiamiento, tanto interno como externo, y los criterios para el mantenimiento de excedentes. **(Mendieta, 2005)**

1.9. Diseño Metodológico

1.9.1. Alcance del estudio

El estudio por realizar es del tipo mixto cualitativo y cuantitativo. Se describirá los tipos de redes que se utilizan en la distribución de energía eléctrica, se mencionarán los tipos de arquitectura de red que se utilizan para los proyectos de redes eficientes y sostenibles, se interpretará la información obtenida en el proceso de recolección de datos de tal modo que sirva como guía para la evaluación de Proyectos de Redes Eficientes y Sostenibles, se cuantificará el monto de las inversiones y de los costos necesarios en la fase técnica.

1.9.2. Instrumentos de recolección de datos

Los instrumentos de recolección de datos que se realizarán serán a través de la información documental contenida en el manual de obras PRES 2017, de la norma vigente de redes eléctricas y de la norma proyecto tipo, así como de entrevista a personas que nos brindarán información necesaria acerca de la PRES y el uso de una base de datos que implementa la empresa distribuidora de energía para cuantificar costos y materiales para la ejecución de una obra o proyecto.

II. Proyecto Pres finalizado

2.1. Proyecto Pres Cruz de la India.

Las pérdidas de energía son el equivalente a la diferencia de la energía comprada (inyectadas a los sistemas de distribuciones) y la energía vendida (Energía Medida o salidas por usuario).

Las pérdidas técnicas constituyen un factor nominal para la distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas por completo, aunque es posible reducirlas mediante mejoras a las redes.

Las pérdidas no técnicas en este lugar representan y obedecen principalmente al uso clandestino del servicio de la compañía, esto debido a tipo de red existente es decir red convencional que normalmente se instalan en el país, la red de baja tensión se encuentra en la parte baja del apoyo y la media tensión está en la parte más alta del poste. Por su localización la baja tensión se encuentra expuesta a las manipulaciones de conexiones ilegales. (Ver anexo 1)

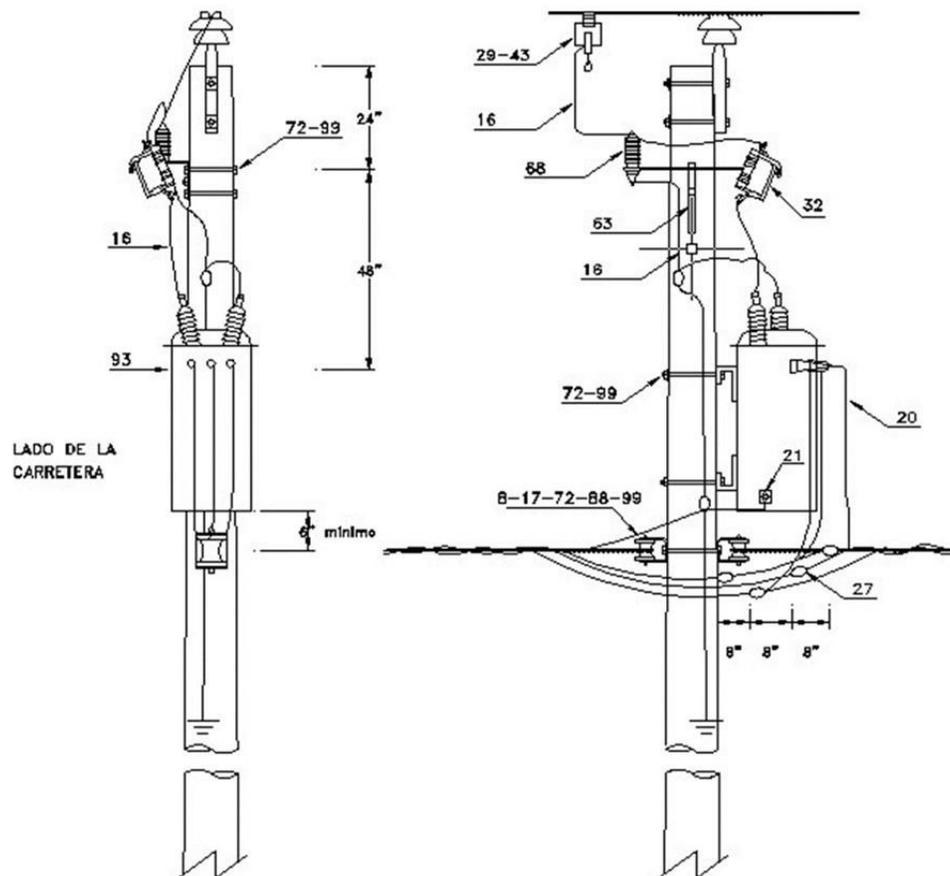


Ilustración 1 Estructura en red convencional, Norma ENEL 1998

El proyecto cruz de la india se ubica en el departamento de Estelí, los índices de pérdidas no técnicas rondan el 42% correspondiente a 41.37 MWh, motivo por el cual fue considerado como zona de pérdida no técnicas para implementarse las redes PRES.

CT	Localidad	Cientes Totales	Entradas kWh	Salidas kWh	Pérdidas kWh	%	Pérdias por Cliente kWh
N11290	Mina La India	23	13,360	8,131	5,229	39%	227
3520_1989C	Mina La India	13	2,876	2,487	389	14%	30
3515_1990C	Mina La India	119	20,520	12,725	7,795	38%	66
3515_1993C	Mina La India	123	24,600	13,095	11,505	47%	94
N13057	Mina La India	21	2,380	2,157	223	9%	11
N13055	Mina La India	31	7,138	2,279	4,859	68%	157
3520_1988C	Mina La India	4	668	496	172	26%	43
Total	Mina La India	334	71,542	41,370	30,172	42%	90

CT	Localidad	Cientes Totales	Entradas MWh	Salidas MWh	Pérdidas MWh	%	Pérdias por Cliente kWh
Total	Mina La India	334	71.54	41.37	30	42%	90

Tabla 6CT a normalizar, Fuente centro de control de energía (Disnorte-Dissur)

Para minimizar estas pérdidas se implementó el diseño de redes PRES y así evitar las pérdidas por conexiones ilegales de las cuales se utilizaron las siguientes configuraciones de red:

- a) **Red compacta:** También conocida como red invertida por tener la media y baja tensión en posición inversa con respecto a la red convencional, lo que dificulta el acceso para poder manipular la red de baja tensión. (Ver anexo 2)

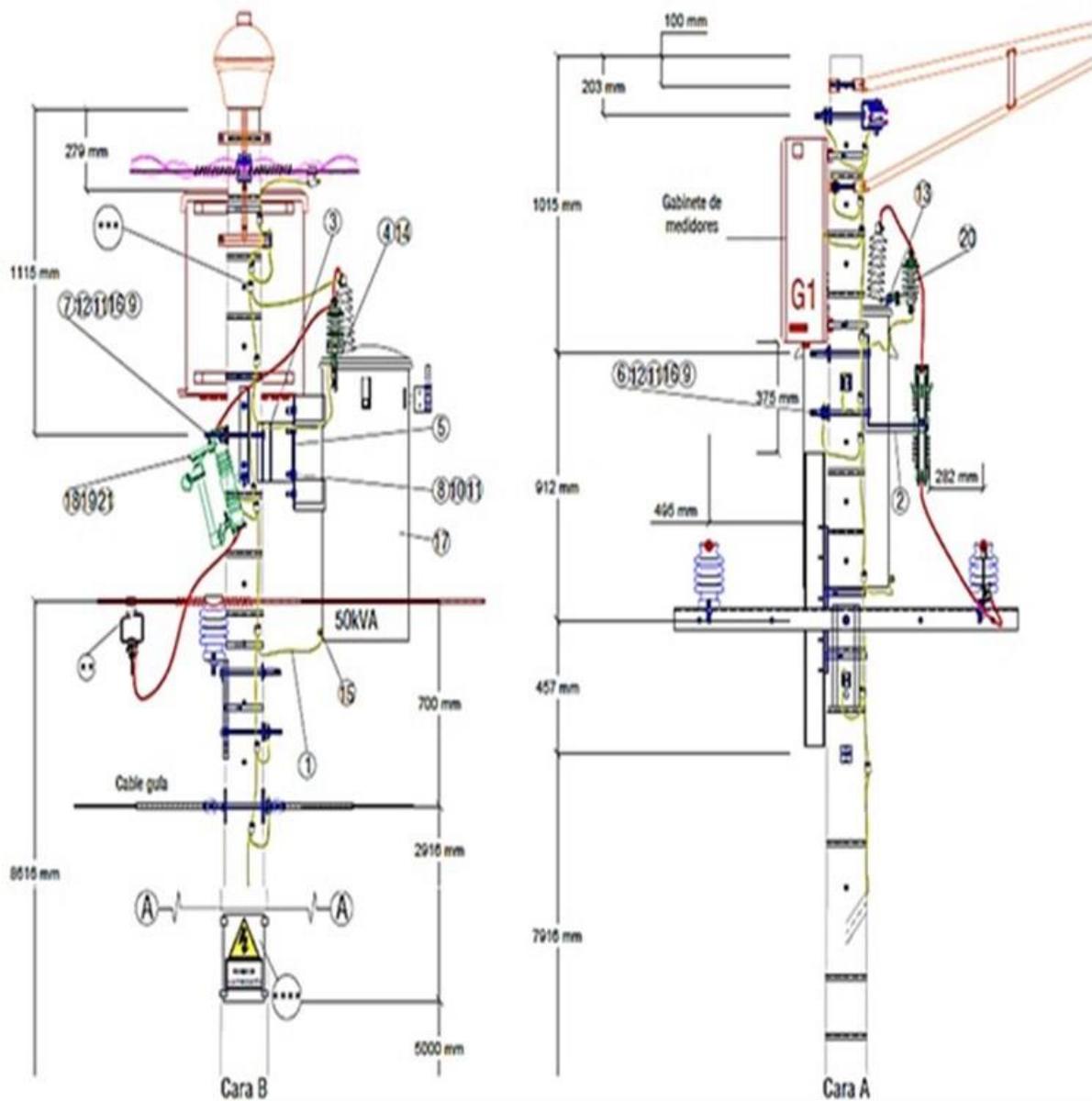


Ilustración 2 Red compacta, Manual PRES 2017, Disnorte-Dissur.

- b) **Transformador sin red de baja tensión:** cuenta con una estructura de media tensión convencional, lo que hace que sea diferente es la disposición del transformador, el cual no tiene emplazamiento de red de baja tensión, por lo que los gabinetes de medidores se conectan directamente de las borneras secundarias del transformador. También cuenta con una media luna de protección a partir del conexionado de la parte de media tensión del transformador, está se encuentra ubicado por debajo de los gabinetes de los medidores para brindar mayor seguridad. (Ver anexo 3)

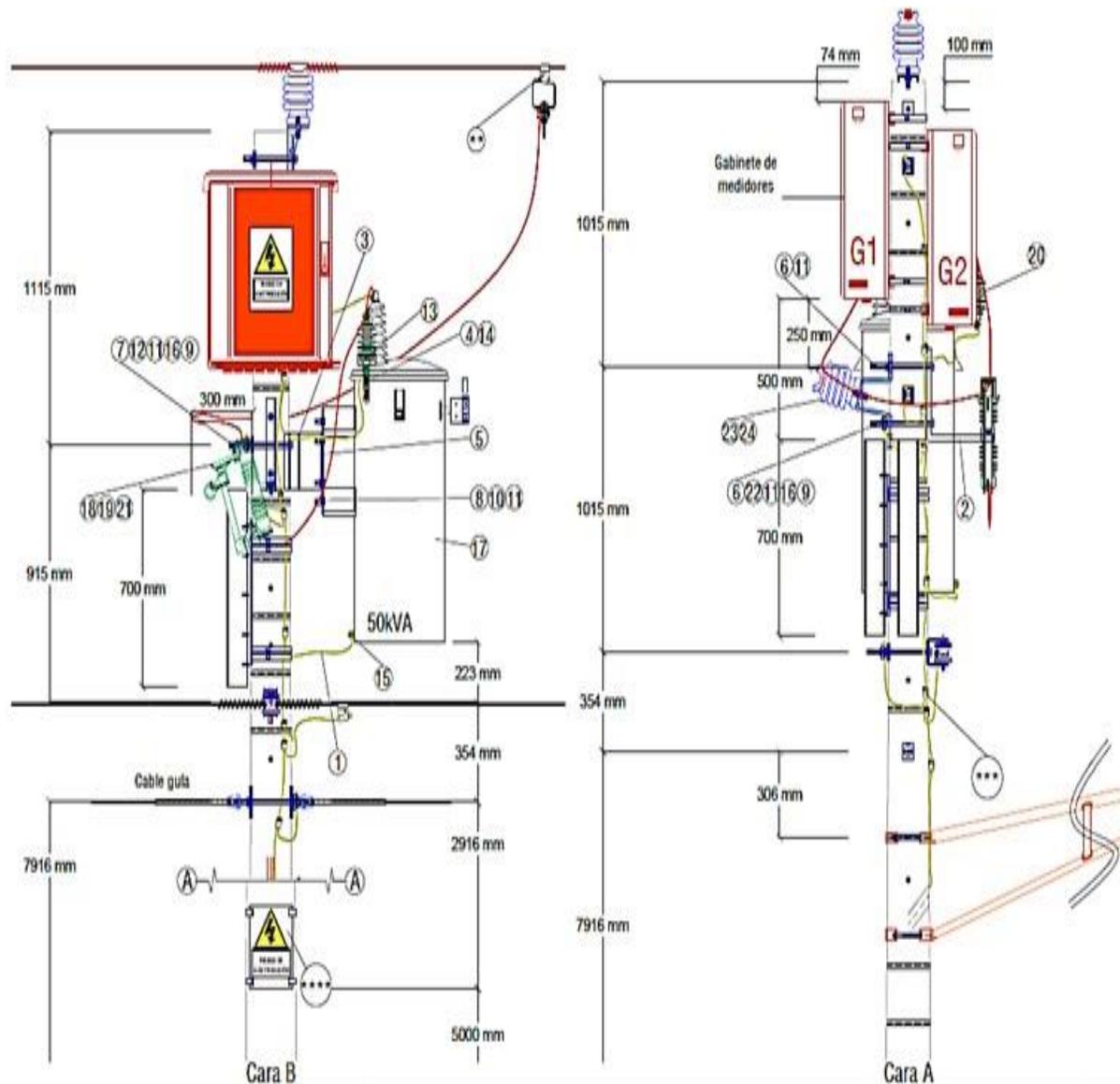


Ilustración 3 Transformador sin red de baja tensión, Manual PRES 2017, Disnorte-Dissur.

Luego de la construcción de la red e instalación de la medición, la efectividad es muy notable obteniendo 1.1 % de pérdidas y un índice de cobro del 90%.



Ilustración 4 Transformador en fin de Línea sin red de baja tensión, Manual PRES 2017 Disnorte-Dissur.



Ilustración 5 Transformador en fin de Línea Red compacta, Manual PRES 2017 Disnorte-Dissur

Proyecto	Sector	Entradas MWh	Salidas MWh	Perdidas MWh	% Perdidas	Perdidas por Cliente kWh	Índice de Cobro	Clientes Totales
Mina La India	Norte	95.7	94.6	1.1	1.1	2.9	90%	384

Tabla 7 Centro De Control De Energía (Disnorte-Dissur)

III. Guía para el estudio de viabilidad de los Proyectos de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES)

Paso 1 Caracterización de la zona de trabajo.

Antes de iniciar un diseño de red eléctrica el primer paso que se debe realizar es una visita al terreno en donde se ejecutara la obra o proyecto, esto para evaluar las condiciones en campo y de acuerdo con lo visualizado realizar el diseño que cumpla con las condiciones y requerimientos establecidos (Manual PRES).

Algunas de las condiciones que se deben de evaluar está el físico del terreno (plano, irregular, rocoso, fangoso, suelo sonsocuite, etc.), así como identificar la presencia de acueductos (tubería de agua potable, aguas negras, pluviales, otras.), cables de telefonía y fibra óptica existentes en el terreno.

Aunque la mayoría de las obras de redes eléctricas en media tensión se realizan en la vía pública se deberá solicitar documento de servidumbre de paso, esto en el caso que la red recorra o invada propiedad privada. En el documento se debe expresar el permiso de realizar mantenimiento preventivo y correctivo en caso de ser necesario.

Paso 2 Documentación de la obra.

Toda obra o proyecto de redes eléctricas de media tensión debe ser presentada a la distribuidora eléctrica (Disnorte-Dissur), para que este valore los alcances, cálculos y materiales a instalar.

La documentación por presentar deberá contener una memoria de cálculo donde se brindará, planos, estaqueo de las estructuras primaria y secundarias, tipos de apoyo a instalar, cimentación, puestas a tierra, caída de tensión, selección del conductor, selección de transformador y protección, demanda de los consumidores; Así como lista de materiales eléctricos junto con información técnica brindado por el proveedor.

Paso 2.1 Plano de Situación y Emplazamiento

El plano de situación representará el trazado de la línea en un plano a escala 1:50.000, 1:25.000 o 1:10.000 en donde sea perfectamente identificable la situación y emplazamiento de la línea.

En caso necesario se podrán utilizar otras escalas equivalentes a las indicadas en función de la cartografía disponible en el país.



Paso 2.1.1 Plano eléctrico

En este se reflejará el recorrido del circuito eléctrico a ejecutar de manera unifilar con simbología eléctrica, así como la distancia que existe entre cada vano. Se indicará la ubicación de seccionamiento, protecciones, apoyos y centro de transformación, todos geos referenciados en coordenadas UTM.

La elaboración de la cartografía se realiza utilizando el programa Google Earth, el plano muestra la ubicación geo-referenciada del emplazamiento de la red existente y a instalar, a su vez muestra la información para la instalación de la medición de cada usuario, indicando de que gabinete y poste se alimentará el medidor facilitando la instalación de las acometidas las cuales se muestran en el plano también.

Paso 2.2 Memoria de cálculo

Para determinar el dimensionamiento de los postes, transformador y el calibre de conductor de la red de baja tensión se utilizó el procedimiento propuesto por la empresa distribuidora Disnorte-Dissur.

Paso 2.2.1 Descripción de los cálculos eléctricos.

Para el dimensionamiento de los transformadores y calibre adecuado es necesaria la realización de un censo de carga que se obtiene mediante la utilización de un programa Sistema de Gestión Comercial (SGC).

Es necesario para una correcta tipificación de las cargas identificar adecuadamente cada tipo de consumidor, por ejemplo; Negocios, Clientes domiciliarios, taller, etc.

Potencia de transformador = $C.S * kVA * NC$

kVA: Potencia Aparente Max por Cliente: kW/ F.P

kW: Potencia Activa Máxima por cliente obtenida del SGC

C.S: Coeficiente de simultaneidad

N.C: Número de Clientes

Paso 2.2.2 Descripción del Cálculo de caída de tensión.

Para la obtención del calibre adecuado del conductor de la red de baja tensión, se utiliza los siguientes datos:

- 1) Potencia activa por cliente.
- 2) Distancia de los vanos.
- 3) Clientes por tramo o por nodo.
- 4) Calibre de conductor propuesto.

Paso 2.2.3 Descripción del Cálculo Mecánico

Para la selección adecuada de los apoyos se utilizan los esfuerzos mecánicos tanto transversales como longitudinales, cabe resaltar que de existir el espacio para instalar una retenida esta se instalara para reducir los esfuerzos aplicados por el conductor eléctrico e instalar apoyos con un valor (daN) menor al indicado en los cálculos.

Los datos necesarios para realizar estos cálculos son los siguientes:

- 1) El nombre o número del apoyo.
- 2) Altura del apoyo.
- 3) Distancia del vano.
- 4) Puntos de aplicación tanto MT/BT.
- 5) Datos generales de los conductores a utilizar.

Paso 2.3 Estimación de pérdidas

Muestra la información recopilada de las pérdidas no técnicas que tienen una mayor relevancia al momento de proceder a tomar medidas con mira a su reducción por tener un beneficio a corto plazo; por ello es necesario conocer su valor con la mayor precisión posible, ya que nos brindara la información de cuanto se tiene que invertir para reducir este porcentaje y que la empresa tenga un mayor margen de ganancia.

Paso 3 Presupuesto de inversión

En este se reflejarán costos de inversión en que incurrirá un determinado proyecto para su funcionamiento y llevarlos a cabo en un plazo determinado en donde se establecen opciones y los recursos necesarios para lograrlo.

Paso 4 Determinación de inversiones.

Este es determinante para la posterior evaluación económica del proyecto, para tal efecto, el monto de inversión total requerido se sintetiza en tres segmentos:

- 1) Inversión Fija.
- 2) Inversión Diferida.
- 3) Capital de Trabajo.



Paso 5 Presupuesto de Ingresos y Egresos.

En este se muestra la información de carácter monetario que resulta de la inversión que realiza la empresa en determinado periodo de tiempo. Ambos presupuestos proporcionan una estimación de entrada y salida de efectivo; Estado de Pérdidas y Ganancias y Punto de Equilibrio, para posteriormente dar paso a la Evaluación Económica del proyecto en sí.

Paso 6 Análisis de costos y gastos.

Este apartado tiene como propósito mostrar el monto total anual de costos y gastos que implicaría la operación normal del proyecto durante un periodo determinado, tiempo considerado como horizonte de planeación, mediante la clasificación y valoración de cada una de las partidas que conforman los costos y gastos del proyecto.

VAN: El valor actual neto es el valor actual/presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta, entendiéndose por flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos y los egresos periódicos. **(Mete, 2014)**



IV. Análisis de viabilidad del proyecto PRES Barrio Cuba

4.1 Caracterización de la zona de trabajo.

El barrio Cuba cuenta con una extensión territorial de 4800 metros cuadrados y la altitud alcanza los 66 metros sobre el nivel del mar y su clima se clasifica como tropical. Colinda al norte con barrio Alemania democrática; al sur con el barrio Monseñor; al este con el barrio Julio Buitrago; al oeste con Reparto Sífida Miranda.

El barrio cuenta con los servicios de agua entubada, luz eléctrica, pavimentación, drenaje, teléfono, correo, transporte terrestre, iglesias, centros de salud, escuelas, áreas verdes, y otros servicios básicos.

4.2 Documentación de la obra

La obra consiste en la adecuación de red del centro de transformación con código de referencia CT: 5525_65455, el cual se realiza para disminuir las pérdidas y evitar fraudes en el sector situado en la intersección Avenida 1, calle el triunfo municipio de Managua departamento de Managua.

De acuerdo con lo visto en campo el transformador propuesto adecuar es de 15kVA, el nuevo transformador será de 37.5kVA 7.6/13.2 kV 120/240V el cual alimentará la red aérea secundaria con conductor Triple #2 AWG instalados sobre un total de 3 apoyos de concreto proyectándose en configuración PRES COMPACTA. Con esta nueva red se beneficiarán 24 clientes contabilizados en campo.

4.2.1 Plano de Situación y Emplazamiento

Para la instalación de la red se utilizará un espacio de 1080 metros cuadrados, ubicándose de norte a sur en la calle principal del barrio. La localización del terreno se puede apreciar mejor en el siguiente croquis:



Ilustración 6 Ubicación geo-referenciada, Fuente Desarrollo obras Pres

4.2.1.1 Plano Eléctrico

En este se reflejará el recorrido del circuito eléctrico a ejecutar de manera unifilar con simbología eléctrica, así como la distancia que existe entre cada vano. Se indicará la ubicación de seccionamiento, protecciones, apoyos y centro de transformación, todos geos referenciados en coordenadas UTM.

La elaboración de la cartografía se realiza utilizando el programa Google Earth, el plano muestra la ubicación geo-referenciada del emplazamiento de la red existente y a instalar, a su vez muestra la información para la instalación de la medición de cada usuario, indicando de que gabinete y poste se alimentará el medidor facilitando la instalación de las acometidas las cuales se muestran en el plano también.



Ilustración 7 Fin de línea punto de transición, Manual PRES 2017 Disnorte-Dissur

4.2.2 Memoria de Cálculo

Para determinar el dimensionamiento de los apoyos, transformador y el calibre de conductor de la red de baja tensión se utilizó el procedimiento propuesto por la empresa distribuidora Disnorte-Dissur.

4.2.2.1 Descripción de los Cálculo Eléctrico

Para el dimensionamiento de los transformadores y calibre adecuado es necesaria la realización de un censo de carga que se obtiene mediante la utilización de un programa Sistema de Gestión Comercial (SGC).

Es necesario para una correcta tipificación de las cargas identificar adecuadamente cada tipo de consumidor ejemplo: Clientes domiciliarios (usuarios estándar), Negocios o talleres pequeños (cliente no estándar), Alumbrado Público (AP), así como otros tipos de usuario como son los grandes consumidores.

Potencia de transformador = $C.S * kVA * NC$

kVA: Potencia Aparente Max por Cliente: kW/ F.P

kW: Potencia Activa Máxima por cliente obtenida del SGC

C.S: Coeficiente de simultaneidad

N.C: Número de Clientes

Selección de Centro de Transformación T1-37.5kVA					
Tipificación	Numero de clientes	Coef. Simult.	kW máximo por Cliente	kVA máximo por Cliente (cos phi = 0,9)	kVA Total
Usuarios Estándar	14.00	0.67	1.00	1.11	10.42
Usuarios No Estándar	1.00	1.00	1.10	1.22	1.22
Usuarios de Gran Consumo	9.00	0.71	1.96	2.18	13.92
AP	9.00	1.00	0.15	0.17	1.50
Total de kVA calculados					27.06
Transformador Propuesto					37.5 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					72.16%

Tabla 8 Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)

La tipificación en la selección de transformadores no toma en cuenta el tipo de tarifa que tiene los clientes o usuarios, si no que únicamente la potencia que ellos demandan es necesaria para seleccionar la potencia de transformador a instalar.



Núm Clientes	Coef. Simult.	Clientes Equiv.	kW máximo por Cliente							
			0 A	0 B	0 C	0 D	0 E	0 F	1.03 G	0 H
1	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0
2	0.90	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	0.0
3	0.87	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	0.0
4	0.85	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	0.0
5	0.80	4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	0.0
6	0.77	4.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.7	0.0
7	0.74	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.4	0.0
8	0.73	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	0.0
9	0.71	6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.6	0.0
10	0.70	7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.2	0.0
11	0.69	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	0.0
12	0.68	8.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4	0.0
13	0.68	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.1	0.0
14	0.67	9.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.7	0.0
15	0.67	10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.3	0.0
16	0.65	10.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.7	0.0
17	0.64	10.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
18	0.62	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5	0.0
19	0.61	11.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.9	0.0
20	0.60	12		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.4	0.0
21	0.59	12.4		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.8	0.0
22	0.58	12.8		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.2	0.0
23	0.57	13.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.6	0.0
24	0.57	13.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.0	0.0
25	0.56	14		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.4	0.0
26	0.55	14.4		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.8	0.0
27	0.55	14.8		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.2	0.0
28	0.54	15.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.7	0.0
29	0.54	15.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.1	0.0
30	0.53	16		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	0.0

Tabla 9 Coeficiente de simultaneidad Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)

4.2.2.2 Descripción del Cálculo de caída de tensión

Para la obtención del calibre adecuado del conductor de la red de baja tensión se utiliza la siguiente tabla, en la cual se utilizan los siguientes datos:

- 5) Potencia activa por cliente.
- 6) Distancia de los vanos.
- 7) Clientes por tramo o por nodo.
- 8) Calibre de conductor propuesto.

La tabla muestra en la parte inferior derecha un color verde si el calibre del conductor propuesto cumple con el porcentaje máximo establecido del 5% al final del último nodo. Se pueden apreciar los resultados de los cálculos (Ver anexo 4) de los distintos tipos de usuarios, así como la tabla de resumen de las caídas de tensión.

Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

Datos

Tipo de red:	Rural	
Nivel de potencia:	Especial	C. de T. máx total: 5,0%
cos fi:	0,90 1030 W	C. de T. máx en línea: 4,2%
Nº tramos:	3	C. de T. máx en acom.: 0,8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla



Las secciones de los conductores son correctas
La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida
La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nodo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	14	5	9,68	31,70	48,41	0,07	--	0,07	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	3	44	2,68	8,77	117,83	0,41	--	0,49	Ok!
2	4	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	9	29	6,59	21,58	191,17	0,67	--	0,74	Ok!

Tabla 10 Cálculo de caída de tensión, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)

4.2.2.3 Descripción del Cálculo Mecánico

Para la selección adecuada de los apoyos se utiliza la siguiente tabla para obtener los esfuerzos mecánicos tanto transversales como longitudinales, cabe resaltar que de existir el espacio para instalar una retenida esta se instalara para reducir los esfuerzos aplicados por el conductor eléctrico e instalar apoyos con un valor (daN) menor al indicado en los cálculos. A continuación se muestran los resultados de los cálculos de la red eléctrica construida, así como sus tablas para el tendido de las líneas tanto de media como de baja tensión. (Ver anexo 5)

Los datos necesarios para realizar estos cálculos son los siguientes:

- 6) El nombre o número del apoyo.
- 7) Altura del apoyo.
- 8) Distancia del vano.
- 9) Puntos de aplicación tanto MT/BT.
- 10) Datos generales de los conductores a utilizar.

Nombre del proyecto:		PRES - BARRIO CUBA																			
Cantón	1	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx														
Red MT1		ACSR	#2	1	0.379	11.00	23.55														
Red MT2		ACSR																			
Neutro		ACSR	#2	1	0.379		23.55														
Red BT		Triplex				11															
Punto	Tipo	Cota	Esf.	Altura	Angulo	Vano	Altura de Aplicación de Red				Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes						
		Apoyo (m)	Nomina (daN)	libre (m)	Red (°)	post (m)	Red MT1 (m)	Red MT2 (m)	Neutro (m)	Triplex (m)	Red MT1 (m)	Red MT2 (m)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Red MT1 (m)	Red MT2 (m)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	
P4	AC	10.5	300	8.95		11	0.6			1.82		2.08	0.00	2.08	0.00	3.73	23.55	0.00	23.55	0.00	42.14
P2	AC	12	300	10.3	0.00		0.1			1.82		2.08	0.00	2.08	0.00	3.89	23.55	0.00	23.55	0.00	43.99

Cantón	2	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx													
Red MT1		ACSR	#2	2	0.379	39	216.17													
Red MT2		ACSR																		
Neutro		ACSR																		
Red BT		Triplex	#2	1	0.992	73	239.07													
Punto	Tipo	Cota	Esf.	Altura	Angulo	Vano	Altura de Aplicación de Red				Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes					
		Apoyo (m)	Nomina (daN)	libre (m)	Red (°)	post (m)	Red MT1 (m)	Red MT2 (m)	Neutro (m)	Triplex (m)	Red MT1 (m)	Red MT2 (m)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Red MT1 (m)	Red MT2 (m)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
PB96	AC	12	800	10.3		44	1.821			0.1	16.68	0.00	0.00	21.82	36.40	432.34	0.00	0.00	239.07	610.43
PB97	AL	12	300	10.3	0.00	29	2.690			0.1	27.67	0.00	0.00	36.21	57.99	-	-	-	-	-
PB98	AC	12	300	10.3	0.00		1.821			0.1	10.99	0.00	0.00	14.38	23.99	432.34	0.00	0.00	239.07	610.43

Tabla 11 Cálculo mecánicos, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)



4.2.3 Estimación de pérdidas

La siguiente tabla muestra la información recopilada de la base de datos de incidencia (Disnorte-Dissur), reflejando los datos de consumo obtenido en un periodo de un mes a lo cual demuestra que el 65 % de la energía consumida está siendo facturada mientras que el 35 % restante es producto de conexiones ilegales, debido a esto surge la propuesta de realizar la adecuación del transformador como manera de mitigar las pérdidas.

INFORMACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

Localización / Características			
Proyecto			
Dirección	intersección Avenida 1, calle el triunfo		
Centro Transformación	5525_65455	Ref CT	
Numero Transformador 1	68134	CAPACIDAD (Kva)	15
Numero Transformador 2		CAPACIDAD (Kva)	
Numero Transformador 3		CAPACIDAD (Kva)	
Tarifa Predominante	T0		
[Kw-h/mes] Prom	145		
Valor Medio Compra [Kw-h/mes]	SC		

Resumen Resultados Balance			
Parametro	Energía [Kw-h/mes]	%	Costo [\$/mes]
Energía de Pérdidas	816	34,98%	0
Energía Entrada	2.333	100%	0
Energía Registrada	1.516	65%	0

Datos a Ingresar
 Datos Formulados

INFORMACIÓN DEL EQUIPO TOTALIZADOR INSTALADO

Periodo de analisis				
Parametro	Inicial	Final	Total analisis	Unidad
Fecha y Hora Lectura	20/04/2011 9:00 a 4/p.4	26/04/2011 13:10 a 4/p.4	148	Horas
	61	73	480	Kw-h

DATOS BÁSICOS MEDIDOR TOTALIZADOR			
No MEDIDOR	MARCA	TIPO	FACTOR MULT
0881927AC	ACTARIS	ACE6000	40

INFORMACIÓN Y ANALISIS

ALUMBRADO PUBLICO				
Tipo	Potencia [Kw]	Pérdidas Nom.Kw	# Lumina.	Sub.T [Kw-h]
Na	0,070	0,023		0,000
Na	0,100	0,023		0,000
Na	0,150	0,040	1	14,076
Na	0,250	0,047		0,000
Na	0,400	0,042		0,000
Hg	0,100	0,017		0,000
Hg	0,125	0,032		0,000
Hg	0,175	0,022		0,000
Hg	0,250	0,027		0,000
Hg	0,400	0,032		0,000
TOTAL [Kw-h]				14

Proyección Mensual Pérdidas (Kw-h / mes)			
Totalizador	Cosumos	A.P.	Pérdidas
2.333	1.448	68	816

Resumen Resultados Balance				
Parametro	Cantidad Suministros	Energía [Kw-h/mes]	%	Costo [\$/mes]
Cientes Medidos	4	1.448	62%	0
Cientes Consumo Fijo	0	0	0%	0
A.P. Y Otros	1	68	3%	0
Ilegales	6	869	37%	0
Pérd. Técnicas		93	4%	0

Tabla 12 Estimación de pérdidas energéticas en CT, Fuente Desarrollo Obras Pres



4.3 Presupuesto de inversión.

Líneas Aéreas De Media Tensión

Unidades Constructivas	Cantidad	Valor Unitario	TOTAL
0202309000 POSTE HORMIGON PRET CENTRIF/VIBRADO 300 daN 12 M	3.00	2,043.028	6,129.08
0204325100 ARM SIMPLE CIRC. MONOFASICO FIN DE LINEA	1.00	741.587	741.59
0208304100 CONEXIÓN CONDUCTOR ACSR #2 -ACSR #2	3.00	14.330	42.99
0208305200 CONEXIÓN CONDUCTOR ACSR 1/0-Nº2 CU	2.00	14.330	28.66
0209300110 MONTAJE CONJUNTO RETENIDA 3/8" CON AISLADOR TENSOR 13.2 KV	1.00	653.054	653.06
0209310200 ANCLAJE DE RETENIDA 3/8" CON ANCLA DE HORMIGON	2.00	349.760	699.52
0209351000 SEÑALIZACION Y PROTECCION DE RETENIDA	1.00	22.653	22.65
0210301000 AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 13,2 KV	5.00	16.336	81.68
0305321100 METRO DE TENDIDO DE LINEA MONOF. ACSR 2	136.00	9.455	1,285.88
0305321400 METRO DE TENDIDO DE NEUTRO 1/0 ACSR	165.00	9.070	1,496.55
0305321500 METRO DE TENDIDO DE NEUTRO 2 ACSR	20.00	8.776	175.52
0305321600 AMARRE MT COND ACSR 1 AISLADOR	4.00	103.850	415.40
0305322000 VARILLA PREF DE REMATE PARA COND 1/0 ACSR	4.00	56.960	227.92
0309000209 COMPLEMENTO DE RETENIDA MEDIA TENSION	1.00	34.040	34.04
0309000219 RETENIDA VERTICAL APOYO HORMIGON 9/10.5/12M	1.00	631.462	631.46
0314322200 COMPLEMENTO SOPORTE HORQUILLA	2.00	68.775	137.55
0314322300 FIN DE LINEA SOPORTE HORQUILLA	3.00	101.247	303.74
0315000059 VARILLA DE REMATE PREF. #2 ACSR	7.00	53.921	377.45
0315000089 VARILLA PROTECTORA 1 AISL COND #2 ACSR	4.00	79.110	316.44
0407311699 REUB SECCIONADOR FUSIBLE (XS) 100 o 200 A EXIST EN OBRA	1.00	139.150	139.15
0701110020 CRUCETA DOBLE 1400 MM	2.00	570.890	1,141.78
0704110030 AISLAD TP PORCE. 13,2 KV C/PERNO 3/4"X3/4"X3"	5.00	30.516	152.58
0704220010 CADENA AMARRE COMPOS 13,2 KV CRUCETA	4.00	253.498	1,013.99
0704220030 CADENA AMARRE COMPOS 13,2 KV POSTE	2.00	323.605	647.21
0707010200 CONEXION COND AL 3/0 - 1/0	2.00	15.760	31.52
0709010100 CONEXION CONDUCT #2 CU A PERNO 5/8"	11.00	49.642	546.06
0709010300 CONEXIÓN CONDUCTOR COBRE #2 - #2	5.00	7.966	39.83
0709010600 PAT EN POSTE HORMIGON 14 M	2.00	147.275	294.55
Total por Unidades Constructivas:			17,807.86

182500250100000 Líneas Aéreas Media Tensión hasta 13,8

Unidades de Obra	Cantidad	Valor Unitario	TOTAL
18896 DERIV 1F RIGIDA #2 ACSR	1.00	292.590	292.59
Total por Unidades de Obra:			292.59
Total por MEI 182500250100000:			18,100.45

Ilustración 9 Presupuesto para líneas de media tensión, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)



Líneas Aéreas De Baja Tensión

Unidades Constructivas		Cantidad	Valor Unitario	TOTAL
0209310200	ANCLAJE DE RETENIDA 3/8" CON ANCLA DE HORMIGON	1.00	349.758	349.76
0215301000	METRO DE LINEA TENSADA DUPLEX #6	267.00	13.116	3,501.97
0215301200	METRO DE LINEA TENSADA TRIPLEX #2	60.00	20.259	1,215.54
0215302310	METRO DE LINEA TENSE REDUCIDO 2 X #12 CONCENTRICO	30.00	5.135	154.05
0305321500	METRO DE TENDIDO DE NEUTRO 2 ACSR	248.00	8.776	2,176.45
0305322000	VARILLA PREF DE REMATE PARA COND 1/0 ACSR	2.00	56.980	113.96
0305322700	VARILLA REMATE PREFORMADA 3/0 ACSR	1.00	89.980	89.98
0309000199	COMPLEMENTO DE RETENIDA BAJA TENSION	1.00	30.710	30.71
0309000219	RETENIDA VERTICAL APOYO HORMIGON 9/10.5/12M	1.00	631.460	631.46
0314322200	COMPLEMENTO SOPORTE HORQUILLA	5.00	68.778	343.89
0314322300	FIN DE LINEA SOPORTE HORQUILLA	12.00	101.247	1,214.96
0315000059	VARILLA DE REMATE PREF. # 2 ACSR	18.00	53.922	970.60
0315000279	VARILLA DE REMATE PREF. # 6 ACSR	10.00	41.242	412.42
0315000289	AMARRE BT	9.00	42.394	381.55
0510000079	REMOCION PERNO SOP/AISL CARR APOYO HORM/MAD 10 5/1	7.00	45.231	316.62
0515000029	REMOCION ML COND TRIPLEX 3/0 ACSR	224.00	17.971	4,025.50
0706110005	PERNO D/TOPE ALINEAMIENTO HASTA 5°	1.00	188.436	188.44
0706110030	FIN DE LINEA BT EN POSTE	2.00	132.545	265.09
0706110040	REMATE CABLE /GUIA ACOM BT	9.00	183.261	1,649.35
0706110050	COMPLEMENTO CABLE /GUIA ACOM BT	4.00	82.656	330.62
Total por Unidades Constructivas:			<u>18,362.92</u>	

Ilustración 10 Presupuesto para líneas de baja tensión, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)



183100310000000 Centros De Transformacion

Unidades Constructivas		Cantidad	Valor Unitario	TOTAL
0331341800	PAT CON ANILLO CERRADO EN POSTE DE HORMIGC HASTA 14M (COPPERWELD)	1.00	418.392	418.39
0411030109	DESCONEXIONADO BT 1 TRAF0 10-50 KVA	1.00	105.966	105.97

183100310000000 Centros De Transformacion

Unidades Constructivas		Cantidad	Valor Unitario	TOTAL
0420320099	MATRICULACIÓN DE CT	1.00	236.370	236.37
0499312119	CONEXION PAT CUBA TRAF0	1.00	126.643	126.64
0506000019	REMOCION DE TRAF0 TP HASTA 25 KVA 13,2/24,9 KV	1.00	859.120	859.12
0702010210	TRAF0 1F CONV TP 37,5KVA 7,6/13,2KV 120/240V	1.00	2,208.754	2,208.75
0705010500	P. DOBLE1/0 PICONEX BT A TRAF0 MONOF. TP 25-50 KVA	1.00	198.214	198.21
0709010300	CONEXIÓN CONDUCTOR COBRE #2 -#2	3.00	7.966	23.90

Total por Unidades Constructivas: 4,177.36

Unidades de Obra

Cantidad Valor Unitario TOTAL

25.22

4,202.58

18901 CONEXION AMOVIBLE COMPLETA #2

1.00 25.220 25.22

Total por Unidades de Obra: Total por MEI

183100310000000:

Total Presupuesto Contrata: 40,665.94

Ilustración 11 Presupuesto para centros de transformación, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)



Materiales para medida bicuerpo.

PNESER Instalación de la Medida



Tipo Solicitud MATERIALES PARA INSTALACION DE LA MEDIDA BICUERPO 2019

Sector Sector MANAGUA

Código	Materiales	UM	Cant. Material x armario	Costo /u C\$	Costo total por material.	Observaciones
1000602	ARMARIO PARA 10 CONTADORES BICUERPO	und	3	36850	110550	Pora cada 10 med. Incluye un armario.
1000943	MEDIDORES E1DD 120V. 100 60HZ A 1.B.C.RRFSA.ST	und	30			Medidor fantasma.
1000943	MEDIDORES E1DD 120V. 100 60HZ A 1.B.C.RRFSA.ST	und	30			Medidor master.
468880	Sello de aro azules	und	120	9.07	1088.4	
915227	Sello blanco	und	30	10.14	304.2	
465067	Hebillas aceradas 3/4"	und	30	9.02	270.6	
520318	Conductor Trenzado Duplex 3x6 ACSR	metros	1200	16.68	20016	Se utiliza solo para medidor 120V
520319	Conductor Trenzado Triplex 3x6 ACSR	metros	22	26.56	584.32	Se utiliza solo para medidor 240V
524746	Conector Insulin 6-6	und	60	14.98	898.8	
468627	Conec. Comp. CAT. WR P/# 2-4 Y 6	und	60	13.84	830.4	
933732	Bridas de sujeción hasta 1000mm	und	30	18.57	557.1	
933741	Bridas de sujeción hasta 100mm	und	60	3.57	214.2	
1000061	Cajas Policarbonato P/medidor monofásico	und	30	522	15660	
521070	Pinza de anclaje para acometida	und	30	27.26	817.8	
512844	Gancho J	und	30	12.58	377.4	
					152169.22	Total

Tabla 13 Materiales medida bicuerpo, Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)



4.4 Determinación de inversiones.

4.4.1 Inversión Fija.

Los montos de las inversiones fijas se han distribuido 2 en partes:

1) Media tensión: La inversión en media tensión consta de todos los materiales y mano de obra para la construcción de la red de media tensión incluyendo los centros de transformación, izado de apoyos, tendido de conductor de media tensión, neutro y cable guía el cual asciende a un total de C\$ 22,302.58. "Fuente Desarrollo obras Pres.

2) Baja Tensión: La inversión en baja tensión consta de todos los materiales y mano de obra para la construcción de la red de baja tensión incluyendo tendido conductor de baja tensión, izado de apoyos, e instalación de la medición la cual asciende a un total de C\$ 170,532.14. "Fuente Desarrollo obras Pres.

La inversión total para la construcción de este proyecto es de **C\$ 192,834.72.**

4.4.2 Inversión diferida.

No se presenta inversiones diferidas debido a que no se requieren permisos para las construcciones ejecutadas por la misma distribuidora Disnorte-Dissur.

4.4.3 Capital de trabajo.

Para la operación normal del proyecto se denota como materia prima el costo de la energía que ronda según El Instituto nicaragüense de energía (INE) es de 143.8241 US\$/MWh.

Proyecto	Sector	Entradas MWh	Salidas MWh	Perdidas MWh	% Perdidas	Perdidas por Cliente kWh	Cientes Totales	Índice de Cobro
BARRIO CUBA PRES(M15015)	MANAGUA NORTE	6185.10	6178.00	7.1	0.10%	31.0	0	99%

Tabla 14 Capital, Fuente centro de control de energía (Disnorte-Dissur)

Según los datos proporcionados por el Centro de Control de Energía se puede obtener un total de C\$29,355.68 pagados en concepto de energía vendida a la distribuidora por cada mes facturado aproximadamente.

4.5 Presupuesto de Ingresos y Egresos.

Los valores de ingresos y egresos mensuales del proyecto (ver anexos 6, 7, 8 y 9) se detallan en la siguiente tabla:

Egresos	Costo en C\$	Ingresos	Precio en C\$
Precio de la construcción	192,834.72	Facturación de la energía	50,566.93
Costo de la energía	29,355.68		
Costos varios	10113.386		
Total	232,303.79		50,566.93

Tabla 15 Presupuesto, Fuente centro de control de energía (Disnorte-Dissur)

Precio de la construcción: Representa todos los costos relacionados a la construcción y es obtenido del capítulo anterior.

Precio del costo de la energía: Representa el producto de los kWh medidos por la medición del transformador y el precio Promedio del kWh obtenido de la página del instituto nicaragüense de energía (INE).

Costos varios: Representa los costos de mantenimiento, reparto y se constituye como el 20% de lo facturado.

Facturación de la energía: Representa los ingresos correspondientes a las facturas de los clientes.

4.6 Análisis de costos y gastos.

Para realizar un análisis correcto se requiere determinar un conjunto de indicadores que demostraran los niveles de rentabilidad del proyecto para esto se analizara a un período de 5 años los datos de ingresos, egresos, así como la inversión inicial del proyecto.

4.6.1 Indicadores de rentabilidad

VAN: El valor actual neto es el valor actual/presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta, entendiéndose por flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos y los egresos periódicos. (Mete, 2014)

Ecuación 1

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} - I$$

Bt: Beneficio del año t del proyecto
Ct: Costo del año t del proyecto
t: Año correspondiente a la vida del proyecto, que varía entre 0 y n
0: Año inicial del proyecto, en el cual comienza la inversión
r: Tasa social de descuento.
I: Inversión inicial

Criterio de decisión del VAN:

Cuando VAN > 0: Señala que el proyecto es conveniente.
Cuando VAN < 0: Señala que el proyecto no es atractivo.
Cuando VAN = 0: Señala que el proyecto es Indiferente.

TIR: Tasa Interna de Retorno se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos. Es la tasa de interés que, utilizada en el cálculo del Valor Actual Neto, hace que este sea igual a 0. (Mete, 2014)

Ecuación 2

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1 + tir)^t} - I$$

Bt: Beneficio del año t del proyecto
Ct: Costo del año t del proyecto
t: Año correspondiente a la vida del proyecto, que varía entre 0 y n
0: Año inicial del proyecto, en el cual comienza la inversión
tir: Tasa interna de retorno.
I: Inversión inicial

Criterio de decisión de la TIR:

Cuando TIR > r: Señala que el proyecto es conveniente.
Cuando TIR < r: Señala que el proyecto no es atractivo.
Cuando TIR = r: Señala que el proyecto es Indiferente.

RBC: Relación costo beneficio relaciona los beneficios y los costos de un proyecto para definir su viabilidad. (Mete, 2014)

Ecuación 3

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t / (1 + r)^t}{C_T / (1 + r)^t}$$



Bt: Beneficio del año t del proyecto

Ct: Costo del año t del proyecto

t: Año correspondiente a la vida del proyecto, que varía entre 0 y n

0: Año inicial del proyecto, en el cual comienza la inversión

r: Tasa social de descuento.

I: Inversión inicial.

Criterio de decisión de la RBC:

Cuando $RBC > 0$: Señala que el proyecto es conveniente.

Cuando $RBC < 0$: Señala que el proyecto no es atractivo.

Cuando $RBC = 0$: Señala que el proyecto es Indiferente.

Para el análisis de rentabilidad se realiza el cálculo de costos y beneficios anuales durante un período de 5 años y tomando un crecimiento aproximado de 7% anual.

Flujo de caja del Proyecto a un Plazo de 5 años						
Expresado en córdobas						
Concepto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Facturación de la energía		C\$606,803.16	C\$649,279.38	C\$694,728.94	C\$743,359.96	C\$795,395.16
Ingresos totales		C\$606,803.16	C\$649,279.38	C\$694,728.94	C\$743,359.96	C\$795,395.16
Costo de la Construcción	C\$192,834.72					
Costo de la energía		C\$352,268.16	C\$376,926.93	C\$403,311.82	C\$431,543.64	C\$461,751.70
Costos varios		C\$121,360.63	C\$129,855.88	C\$138,945.79	C\$148,671.99	C\$159,079.03
Egresos totales	C\$192,834.72	C\$473,628.79	C\$506,782.81	C\$542,257.60	C\$580,215.64	C\$620,830.73
Margen Bruto Anual		C\$133,174.37	C\$142,496.57	C\$152,471.33	C\$163,144.33	C\$174,564.43
Tasa de descuento	12%					
Valor actual Neto	VAN	C\$350,928.16				
Tasa interna de retomo	TIR	36.10%				
Razón beneficio costo	RBC	6.41				

Tabla 16 Fuente centro de control de energía (Disnorte-Dissur)



Conclusiones

El presente trabajo monográfico tiene como tema “Guía para el estudio de viabilidad de los proyectos de redes eficientes y sostenibles (pres) en nicaragua”

Nos planteamos como objetivo general el proponer una guía para la evaluación técnico-económica de los Proyectos de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES) en Nicaragua, que dio como resultado una guía aplicable a cualquier proyecto de este tipo sin importar su ubicación (rural o urbana) o magnitud del Proyecto.

Analizamos desde el punto técnico la viabilidad de construir una red PRES en zonas de pérdidas de energía no técnicas.

Aplicamos la guía al proyecto Pres Barrio Cuba, en donde se analizó desde el punto técnico la viabilidad de construir una red PRES en zonas de pérdidas de energía no técnicas indicadas por la distribuidora de energía eléctrica del país Disnorte-Dissur en donde el resultado de este es satisfactorio para la construcción.

Realizamos un análisis económico para la construcción de los Proyectos de Redes Eficientes y Sostenibles en Nicaragua en el cual los valores obtenidos para que la inversión sea viable son comprobables a través de las variables de; análisis del Valor Actual Neto (VAN) equivalente a C\$350,928.16, Tasa Interna de Retorno (TIR) que genero un 36% y una Razón Beneficio Costo (RBC) de 6.40 cumpliendo con los criterios de los indicadores de rentabilidad y así concluir que el proyecto que tomamos como ejemplo es viable desde el punto de vista económico.

Se logró cuantificar el monto de las inversiones equivalente a C\$192,834.72 y de los costos necesarios en la etapa constructiva teniendo en cuenta que se trata de un proyecto de impacto a largo plazo.



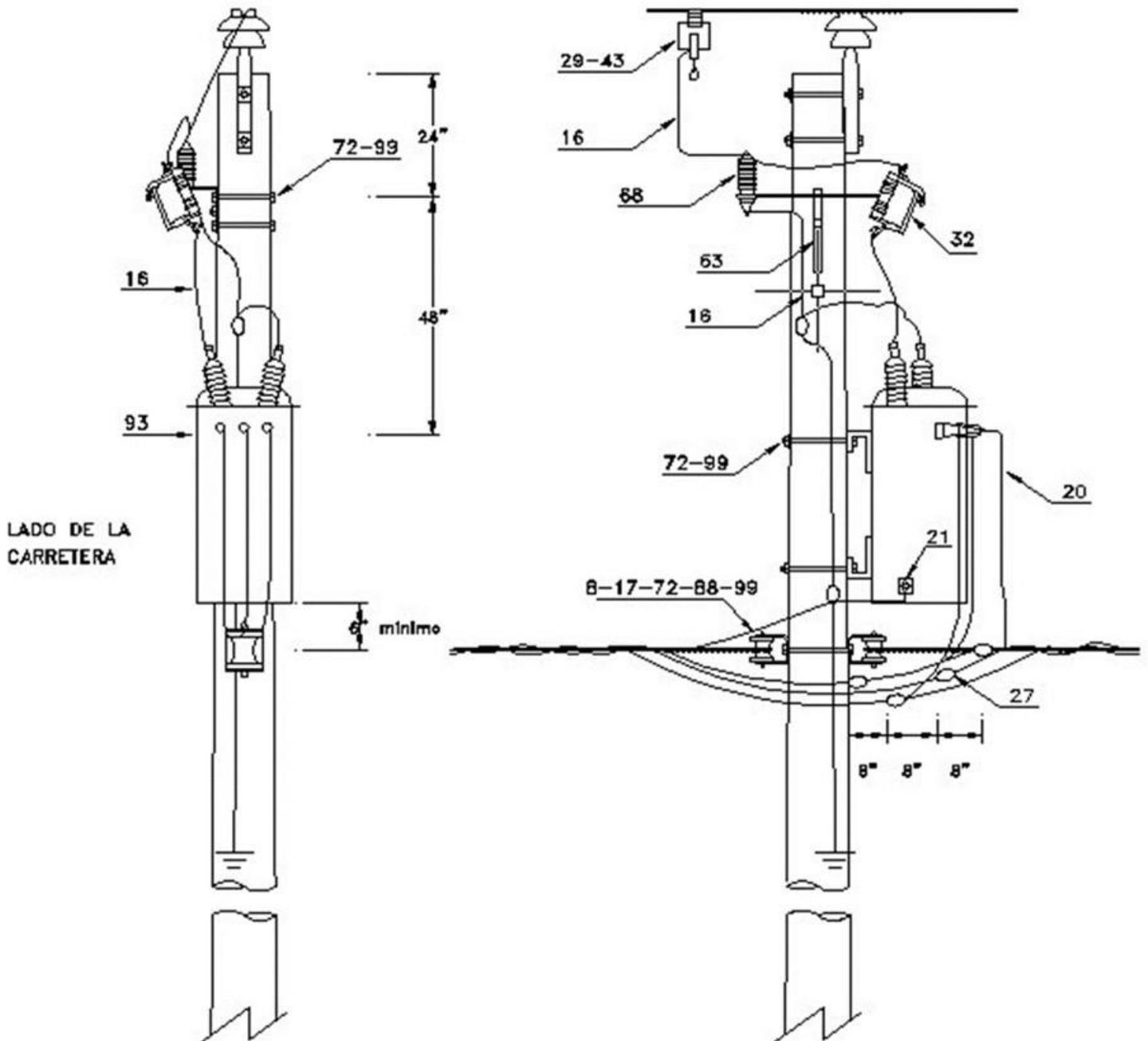
Bibliografía

- Castaño, S. R. (2004). *Redes De Distribución De Energía*. Colombia: Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
- Celsia. (s.f.). *Celsia*. Obtenido de www.celsia.com/Portals/0/contenidos-celsia/proveedores/.../arquitectura-red-epsa.pdf
- Disnorte, D. (04 de 04 de 2006). Especificaciones Técnicas. *Crucetas Metálicas y soportes*. Managua, Managua, Nicaragua.
- Dissur, D. (04 de 04 de 2006). Norma Técnica LAMT 13.2-24.9kV . *Memoria LAMT V7*. Managua, Managua, Nicaragua.
- Dissur-Disnorte. (OCTUBRE de 2017). Manual De Construcción De Proyecto De Redes Eficiente Y Sostenible 13.2-24.9 KV. Managua, Nicaragua: Disnorte Dissur.
- distribución, S. d. (s.f.). www.bibing.us.es. Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70003/fichero/Trabajo+Fin+Master.pdf>
- energía, R. d. (s.f.). *Bibing*. Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/10963/fichero/Archivos%252F01+Red+de+Distribucion+de+Energia+Electrica.pdf>
- Mendieta, M. B. (2005). *Formulación y Evaluación De Proyectos de Inversión Agroperia*. Managua: Universidad Nacional Agraria.
- Mete, L. M. (2014). *Valor Actual Neto y Tasa De Retorno: Su Utilidad Como Herramientas Para El Análisis y Evaluación De Proyectos De Inversión*. Bolivia : Instituto de investigación en Ciencias Económicas y Financieras Universidad La Salle.
- UNAM, F. d. *Estudio Técnico*. Ciudad de México: Facultad de economía UNAM.
- UNAM., F. d. *ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO*. Ciudad de México.

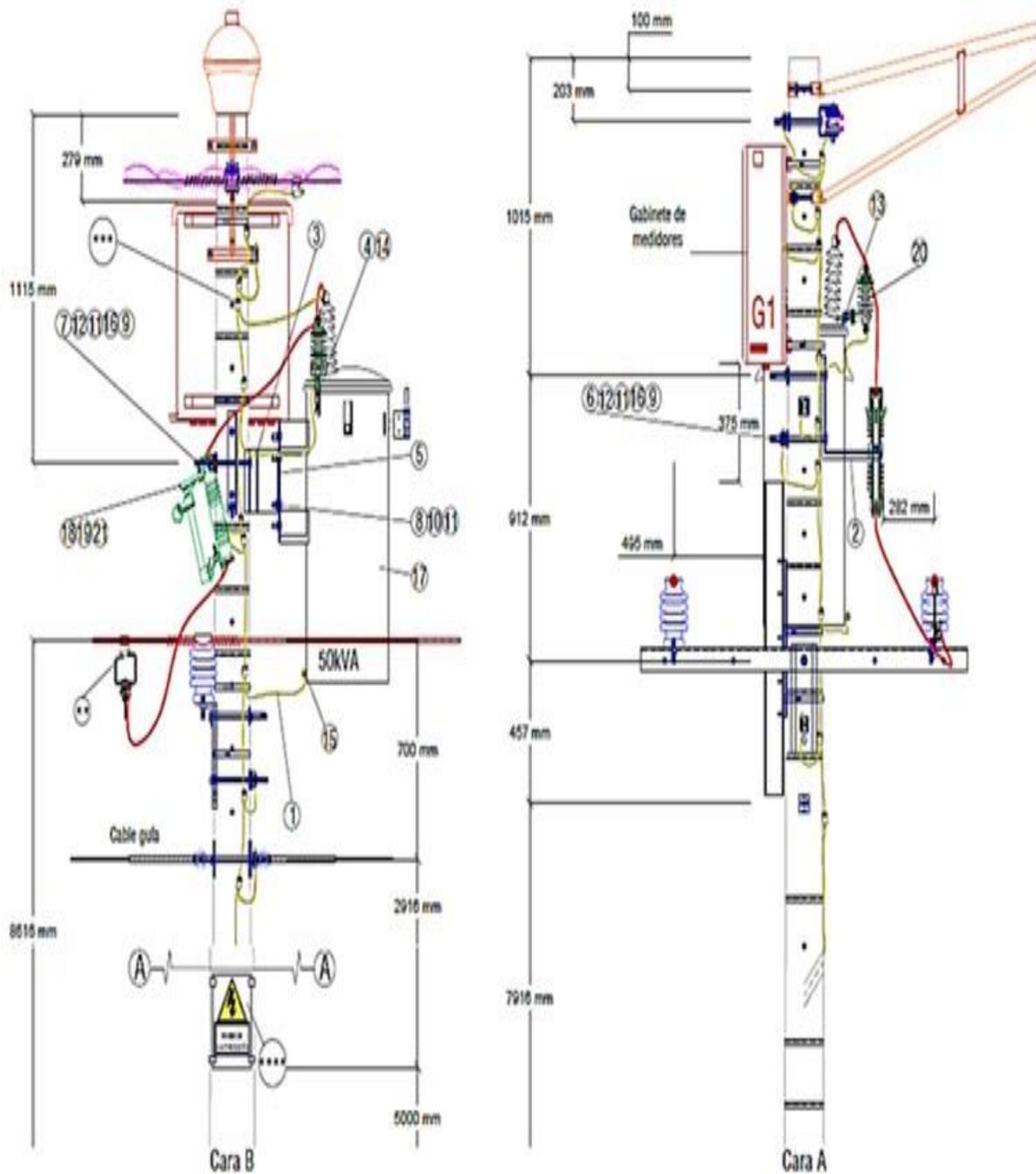


ANEXOS

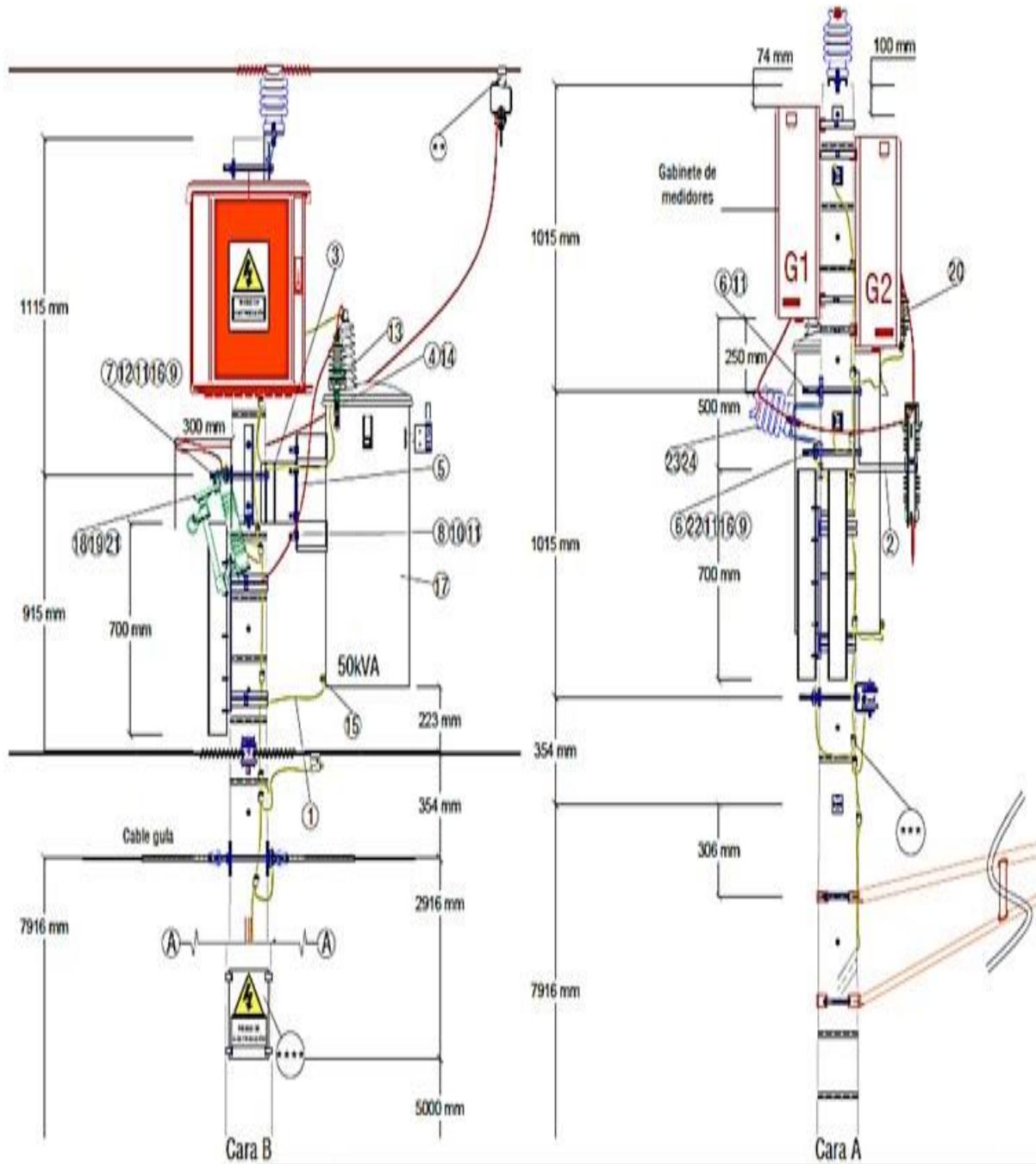
Anexo 1.
Estructura en red convencional, Norma ENEL 1998



Anexo 2.
Red compacta, Manual PRES 2017, Disnorte-Dissur.



Anexo 3.
Transformador sin red de baja tensión, Manual PRES 2017, Disnorte-Dissur.



Anexo 4.
Calculo de caída de tensión clientes estándar,
Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)

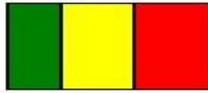
Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

Datos

Tipo de red:	Rural
Nivel de potencia:	Especial
cos fi:	0,90
Nº tramos:	3
C. de T. máx total:	5,0%
C. de T. máx en línea:	4,2%
C. de T. máx en acom.:	0,8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla



Las secciones de los conductores son correctas
La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida
La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)
1	2	Línea	2F	240/120	Trip. 3/0	14	5	9,68	3170	48,41	0,07	0,07
2	3	Línea	2F	240/120	Trip. #2	3	44	2,68	8,77	117,83	0,41	0,49
2	4	Línea	2F	240/120	Trip. #2	9	29	6,59	21,58	191,17	0,67	0,74

**Calculo de caída de tensión clientes No estándar,
Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)**

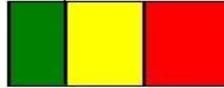
Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

Datos

Tipo de red:	Rural
Nivel de potencia:	Especial
cos fi:	0,90
Nº tramos:	2
C. de T. máx total:	5,0%
C. de T. máx en línea:	4,2%
C. de T. máx en acom.:	0,8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla



Las secciones de los conductores son correctas
La c.d.t. en el cond. de línea en el cond. de acom. es superior a la permitida
La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)
1	2	Línea	2F	240/120	Trip. 3/0	10	5	13,72	44,91	68,60	0,10	0,10
2	3	Línea	2F	240/120	Trip. #2	3	44	5,10	16,68	224,22	0,79	0,89

**Calculo de caída de tensión alumbrado público,
Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)**

Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

Datos

Tipo de red:	Rural
Nivel de potencia:	Especial
cos fi:	0,90
Nº tramos:	1
C. de T. máx. total:	5,0%
C. de T. máx. en línea:	4,2%
C. de T. máx. en acom.:	0,8%

Calcular Tabla Borrar Datos Tabla

Las secciones de los conductores son correctas
 La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida
 La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)
1	2	Línea	2F	240/220	Trip. 3/0	9	5	0,96	3,4#	4,80	0,01	0,01

**Calculo de resumen de caída de tensión,
Fuente Desarrollo Obras Pres (Disnorte-Dissur)**

Tabla de Resumen CE: Cliente Estandar
Caída de tensión CNE: Cliente No Estandar

Transformador N°	Nodo Inicial	Nodo Final	Conductor LABT	Tipo	Tension (V)	Longitud Tramo (m)	N° clientes Tramo, CE	C. de T. tramo (%)	N° clientes Tramo, CNE	C. de T. tramo (%)	N° de luminarias	C. de T. tramo (%)	Σ C. de T. tramo (%)	Σ e% nudo final
T1	1	2	Trip. 30	2F	240/120	5	14	0,07	10	0,10	9	0,01	0,18	0,18
	2	3	Trip. #2	2F	240/120	44	3	0,41	3	0,79			1,20	1,38
	2	4	Trip. #2	2F	240/120	29	9	0,67					0,67	0,85



Anexo 5.
Cálculo Mecánico y Tabla de Tendido
Media Tensión

Nombre del proyecto:	PRES - BARRIO CUBA
----------------------	--------------------

Cantón	1	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx
Red MT1		ACSR	#2	1	0.379	11.00	23.55
Red MT2		ACSR					
Neutro		ACSR	#2	1	0.379	11.00	23.55
Red BT		Triplex				11	

Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf. Nomina (daN)	Atura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Atura de Aplicación de Red				Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes					
							Red MT1 (m)	Red MT2 (m)	Neutro (m)	Triplex (m)	Red MT1 (m)	Red MT2 (m)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Red MT1 (m)	Red MT2 (m)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
P4	AC	10.5	300	8.95		11	0.6		1.82		2.08	0.00	2.08	0.00	3.73	23.55	0.00	23.55	0.00	42.14
P2	AC	12	300	10.3	0.00		0.1		1.82		2.08	0.00	2.08	0.00	3.89	23.55	0.00	23.55	0.00	43.99

HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h):	100
CONDUCTOR A INSTALAR:	#2 AC SR
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m):	0,134
VANO DE REGULACIÓN (mts):	11

Conversiones.
1daN equivale a 0.01KN
1daN equivale a 2.2480Lbf

CANTON No.	1		
APOYO INICIAL No.	P4	APOYO FINAL No.	P2

Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón

Número del Vano		Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7
Longitudes del Vano (mts)		11,00						
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)						
10	215,05	0,01	-	-	-	-	-	-
15	184,92	0,01	-	-	-	-	-	-
20	154,93	0,01	-	-	-	-	-	-
25	125,22	0,02	-	-	-	-	-	-
30	96,15	0,02	-	-	-	-	-	-
35	68,78	0,03	-	-	-	-	-	-
40	45,97	0,04	-	-	-	-	-	-
45	31,33	0,06	-	-	-	-	-	-
50	23,55	0,09	-	-	-	-	-	-



Cálculo Mecánico y Tabla de Tendido Baja Tensión

Cantón	2	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx
Red MT1		ACSR	#2	2	0.379	39	216.17
Red MT2		ACSR					
Neutro		ACSR					
Red BT		Triplex	#2	1	0.992	73	239.07

Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf. Nomina (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post. (m)	Altura de Aplicación de Red				Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes							
							Red MT1 (m)	Red MT2 (m)	Neutro (m)	Triplex (m)	Red MT1 (m)	Red MT2 (m)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Red MT1 (m)	Red MT2 (m)	Neutro (daN)		Triplex (daN)	Total Equiv	
PB96	AC	12	800	10.3		44	1.821			0.1	16.68	0.00	0.00	21.82	36.40	432.34	0.00	0.00	239.07	610.43	Retener	
PB97	AL	12	300	10.3	0.00	29	2.690			0.1	27.67	0.00	0.00	36.21	57.99	-	-	-	-	-	-	
PB98	AC	12	300	10.3	0.00		1.821			0.1	10.99	0.00	0.00	14.38	23.99	432.34	0.00	0.00	239.07	610.43	Retener	

TABLA DE TENDIDO.	
PROYECTO:	MLP 3020

HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h):	100
CONDUCTOR A INSTALAR:	Triplex #2 AWG
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m):	0,351
VANO DE REGULACIÓN (mts):	39

Conversiones.
1daN equivale a 0.01KN
1daN equivale a 2.2480Lbf

CANTON No.	2		
APOYO INICIAL No.	P2	APOYO FINAL No.	P9

Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón

Número del Vano		Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7
Longitudes del Vano (mts)		44,00	29,00					
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)						
10	118,37	0,72	0,31	-	-	-	-	-
15	110,52	0,77	0,33	-	-	-	-	-
20	103,68	0,82	0,36	-	-	-	-	-
25	97,71	0,87	0,38	-	-	-	-	-
30	92,48	0,92	0,40	-	-	-	-	-
35	87,87	0,97	0,42	-	-	-	-	-
40	83,79	1,01	0,44	-	-	-	-	-
45	80,16	1,06	0,46	-	-	-	-	-
50	76,91	1,10	0,48	-	-	-	-	-



**Cálculo Mecánico y Tabla de Tendido
Media Tensión**

HIPOTESIS DE CALCULO			
20 °C + V		50 °C	
Tmax (daN)	f (mts)	Tmax (daN)	f (mts)
163,43	0,04	23,55	0,09

Vano de regulación - metros:	11	
Velocidad de viento - Km/h:	100	
Conductor LAMT o LABT:	#2 ACSR	SPARROW
Presion de viento (Pv) - daN/m	0,379	

HIPOTESIS DE CALCULO			
20 °C + V		50 °C	
Tmax (daN)	f (mts)	Tmax (daN)	f (mts)
216,17	0,35	61,15	0,42

Vano de regulación - metros:	39	
Velocidad de viento - Km/h:	100	
Conductor LAMT o LABT:	#2 ACSR	SPARROW
Presion de viento (Pv) - daN/m	0,379	

HIPOTESIS DE CALCULO			
20 °C + V		50 °C	
Tmax (daN)	f (mts)	Tmax (daN)	f (mts)
239,07	0,88	77,73	0,86

Vano de regulación - metros:	39	
Velocidad de viento - Km/h:	100	
Conductor LAMT o LABT:	Triplex #2 AWG	-
Presion de viento (Pv) - daN/m	0,992	



Anexo 6.

Cálculo de Presupuesto de Ingresos y Egresos.

Precio del costo de la energía: Es el Producto de la energía medida por el costo unitario de MWh establecido periódicamente por el instituto nicaragüense de energía (INE).

Ejemplo:

EM: Energía medida (MWh).

CUE: Costo Unitario de la Energía en (C\$/MWh)

PCE: Precio del costo de la Energía (EM X CUE)

Facturación de la energía: Es la suma del costo de la energía, impuesto y costo del alumbrado público

$$\sum_{c=1}^n PCE + CAP + IMP$$

PEC: Precio de la energía consumida por cliente se determina mediante un censo de carga obtenido del programa SGC y utilizando el pliego tarifario proporcionado por el INE.

CAP: Costo del alumbrado Público por cliente se obtiene del pliego tarifario proporcionado por el INE.

C: Cantidad de clientes de 1 hasta n, todos y cada uno de los suministros que correspondan al proyecto

1: Primer Cliente

IMP: Impuestos por el uso de la Energía referente a la comercialización de la energía pliego tarifario proporcionado por el INE.

Costos varios: Representa los costos de mantenimiento, reparto y se constituye como el 20% de lo facturado.



Anexo 7.



**INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA
ENTE REGULADOR**

CARGO FIJO DE COMERCIALIZACIÓN

TARIFAS ACTUALIZADAS A ENTRAR EN VIGENCIA EL 1 DE NOVIEMBRE 2019

AUTORIZADAS PARA LAS DISTRIBUIDORAS DISNORTE Y DISSUR

BLOQUES DE CONSUMO	CARGO C\$/Cliente-mes
RESIDENCIAL	
0-25 kWh	34.4028
26-50 kWh	34.4028
51-100 kWh	34.4028
101-150 kWh	34.4028
151-500 kWh	100.2357
501-1000 kWh	186.4391
MAS DE 1000 kWh	400.9429
GENERAL MENOR	
0-150 kWh	34.4028
> 150 kWh	163.7122
APOYO TURÍSTICO MENOR	
0-140 kWh	98.0323
> 140 kWh	163.7122
GENERAL E IND MENOR Y APOYO TURÍSTICO MENOR BINOMIAL	
0-140 kWh	163.7122
> 140 kWh	163.7122
GENERAL MAYOR Y APOYO TURÍSTICO MAYOR	2,352.7764
INDUSTRIA MENOR E INDUSTRIA TURISTICA MENOR	
0-140 kWh	98.0323
> 140 kWh	163.7122
INDUSTRIA MEDIANA E INDUSTRIA TURÍSTICA MEDIANA	2,352.7764
INDUSTRIA MAYOR E INDUSTRIA TURISTICA MAYOR	3,921.2939
BOMBEO	
0-4000 kWh	1,019.5354
> 4000 kWh	1,019.5354
IGLESIAS	60.1425
RADIODIFUSORAS	0.0000
A. PUBLICO	0.0000
RIEGO	0.0000
PEQUEÑAS CONCESIONARIAS	275.8436

NOTAS: I La tasa Residencial es aplicable a tarifa T-A y T-J.

II La tasa General Menor es aplicable a tarifa T-B

III La tasa Industrial Menor es aplicable a tarifa T-C



Anexo 8.



INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA
ENTE REGULADOR

TARIFAS ACTUALIZADAS A ENTRAR EN VIGENCIA EL 1 DE NOVIEMBRE 2019
AUTORIZADAS PARA LAS DISTRIBUIDORAS DISNORTE Y DISSUR

BAJA TENSIÓN (120,240 y 480 V)						
TIPO DE TARIFA	APLICACIÓN	TARIFA		CARGO POR		
		CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA (C\$/kWh)	POTENCIA (C\$/kW-mes)	
RESIDENCIAL	Exclusivo para uso de casas de habitación urbanas y rurales	T-0	Primeros 25 kWh	3.1925		
			Siguientes 25 kWh	6.8776		
			Siguientes 50 kWh	7.2032		
			Siguientes 50 kWh	9.5198		
			Siguientes 350 kWh	8.9777		
			Siguientes 500 kWh	14.2595		
			Adicionales a 1000 kWh	16.2465		
GENERAL MENOR	Carga contratada hasta 25 kW para uso general (Establecimientos Comerciales, Oficinas Públicas y Privadas, Centros de Salud, Centros de Recreación, etc.)	T-1	TARIFA MONOMIA			
			0-150 kWh	5.9803		
		> 150 kWh	9.3343			
T-1A	TARIFA BINOMIA SIN MEDICIÓN HORARIA ESTACIONAL					
Todos los kWh	6.7664					
kW de Demanda Máxima				806.2475		
GENERAL MAYOR	Carga contratada mayor de 25 kW para uso general (Establecimientos Comerciales, Oficinas Públicas y Privadas, Centros de Salud, Hospitales, etc.)	T-2	TARIFA BINOMIA SIN MEDICIÓN HORARIA ESTACIONAL			
			Todos los kWh	6.9970		
kW de Demanda Máxima				834.0385		
INDUSTRIAL MENOR	Carga contratada hasta 25 kW para uso industrial (Talleres, Fabricas, etc.)	T-3	TARIFA MONOMIA			
			Todos los kWh	8.1525		
		T-3A	TARIFA BINOMIA SIN MEDICIÓN HORARIA ESTACIONAL			
Todos los kWh	5.7504					
kW de Demanda Máxima				765.9266		
INDUSTRIAL MEDIANA	Carga contratada mayor de 25 kW y hasta 200 kW para uso industrial (Talleres, Fábricas, etc.)	T-4	TARIFA BINOMIA SIN MEDICIÓN HORARIA ESTACIONAL			
			Todos los kWh	6.3401		
kW de Demanda Máxima				755.7637		
INDUSTRIAL MAYOR	Carga contratada mayor de 200 kW para uso Industrial (Talleres, Fábricas, etc.)	T-5	TARIFA BINOMIA SIN MEDICIÓN HORARIA ESTACIONAL			
			Todos los kWh	6.5465		
kW de Demanda Máxima				721.1022		
IRRIGACIÓN	Para irrigación de campos agrícolas	T-6	TARIFA MONOMIA			
			Todos los kWh	7.1590		
		T-6A	TARIFA BINOMIA SIN MEDICIÓN HORARIA ESTACIONAL			
			Todos los kWh	5.2558		
		kW de Demanda Máxima				610.5988
		T-6B	TARIFA BINOMIA CON MEDICIÓN HORARIA ESTACIONAL			
			Verano Punta	6.8737		
Invierno Punta	6.6503					
Verano Fuera de Punta	5.0865					
Invierno Fuera de Punta	5.0089					
Verano Punta			1,155.8399			
Invierno Punta			721.9247			
Verano Fuera de Punta			0.0000			
Invierno Fuera de Punta			0.0000			

Anexo 9.



**INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA
ENTE REGULADOR**

**TASA DE ALUMBRADO PÚBLICO APLICADA POR DISNORTE Y DISSUR AL
MUNICIPIO DE MANAGUA**

A ENTRAR EN VIGENCIA A PARTIR DEL 1 DE NOVIEMBRE DEL 2019

SECTORES	BLOQUES DE CONSUMO (kWh)	C\$/Cliente-mes
RESIDENCIAL	0-25	16.6936
	26-50	21.4210
	51-100	26.1812
	101-150	98.1390
	151-500	98.1390
	501-1000	255.6508
	> de 1000	369.2771
GENERAL MENOR	0-150 *	0.4793
	151-500	132.7649
	> 500	132.7649
GENERAL MENOR BINOMIA T1-A	0-140	32.2785
	> de 140	132.7649
GENERAL MAYOR	0-2500	1,222.1428
	> de 2500	12,221.1656
INDUSTRIA MENOR	0-140	32.2785
	141-500	138.7971
	> 500	138.7971
INDUSTRIA MEDIANA	0-2240	385.5471
	> de 2240	804.5785
INDUSTRIA MAYOR	0-61750	17,109.6712
	> de 61750	19,553.8910
RADIODIFUSORAS		0.0000
IRRIGACIÓN		0.0000
BOMBEO	0-4000	120.9621
	> de 4000	335.2379
IGLESIAS	0-25	21.6494
	26-50	27.8117
	51-100	33.9739
	101-500	127.4177
	501-1000	331.9127
	> de 1000	479.4149
Apoyo a la Industria Turística T1-H, T-1 AH	0-140	32.2785
	>140	132.7649
Apoyo a la Industria Turística - T2-H, T2-DH, T2-EH	0-2500	1,222.1428
	>2500	12,221.1656
Industria Turística - T3-H, T-3 AH	0-140	32.2785
	>140	138.7971
Industria Turística - T-4H, T-4 DH, T-4 EH	0-2240	385.5471
	>2240	804.5785
Industria Turística - T-5H, T-5 DH, T-5 EH	0-61750	17,109.6712
	>61750	19,553.8910

Estos cargos estan sujetos a indexacion mensual por deslizamiento cambiario con respecto al dólar de Estados Unidos de America

* La unidad utilizada es C\$/Cliente-mes