



# **UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN CIENCIA Y TECNOLOGÍA**

## **TEMA:**

“AUDITORÍA ENERGÉTICA Y DISEÑO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN GENERADOR ELÉCTRICO A COMBUSTIÓN INTERNA CON TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA PARA EL “GAD” MUNICIPAL DEL CANTÓN OTAVALO”

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

## **AUTORES:**

Benalcázar Nicolalde Jorge Giovanni

Hinojosa Rojas Sergio Andrés

## **DIRECTOR:**

Ing. Ramiro Flores

Ibarra, 2015

## **ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR**

Luego de haber sido designado por el Honorable Consejo Directivo de la Facultad de Educación Ciencia y Tecnología de la Universidad Técnica del Norte de la ciudad de Ibarra; he aceptado con satisfacción, participar como director de la tesis titulada **“AUDITORÍA ENERGÉTICA Y DISEÑO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN GENERADOR ELÉCTRICO A COMBUSTIÓN INTERNA CON TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA PARA EL “GAD” MUNICIPAL DEL CANTÓN OTAVALO”**; de los señores egresados: BENALCÁZAR NICOLALDE JORGE GIOVANNY E HINOJOSA ROJAS SERGIO ANDRÉS, previo a la obtención del título de Ingeniero en la especialidad de Mantenimiento Eléctrico.

Al ser testigo presencial, y corresponsable directo del desarrollo del presente trabajo de investigación, afirmo que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sustentado públicamente ante el tribunal que sea designado oportunamente.

Esto es lo que puedo certificar, por ser justo y legal.

**Ing. Ramiro Flores.**  
**DIRECTOR DE TESIS**

## DEDICATORIA

A mi madre..., por su infinito amor, por su tenacidad, su incondicionalidad y por ese abrazo cuando más lo necesité.

A mis amigos de infancia, a los de la adolescencia, a los de hoy, a los que han estado siempre..., brindándome su apoyo, sus consejos y confianza.

**Jorge Benalcázar N.**

Al Creador, por sus bendiciones de hoy y siempre.

A mis padres, por su incondicional apoyo, esfuerzo y amor en todos los momentos de mi vida.

A mis hermanos, por su amistad y cariño demostrados cada día.

**Sergio Hinojosa R.**

## **AGRADECIMIENTO**

Damos infinitas gracias...

A Dios..., por el camino recorrido.

A nuestros padres..., por su aliento y confianza.

A la Universidad Técnica del Norte..., por formarnos académica y moralmente.

A los ingenieros: Ramiro Flores, Hernán Pérez, Mauricio Vásquez, Pablo Méndez..., por enriquecer nuestros conocimientos con su experiencia.

A los ingenieros: Alfonso y Alejandro Echeverría, por compartir, enseñar y brindar sus conocimientos técnicos, para la concreción de este proyecto, y por sobre todo, extendernos la mano como amigos.

Al Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Otavalo..., por abrir sus puertas, y facilitar la información necesaria para el desarrollo de este proyecto.

A nuestra promoción de curso..., que a más de ser compañeros, somos entrañables amigos.

A la vida..., por lo aprendido y aprehendido.

**Los Autores**

## ÍNDICE GENERAL

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR .....	ii
DEDICATORIA .....	iii
AGRADECIMIENTO .....	iv
ÍNDICE GENERAL .....	v
ÍNDICE DE TABLAS .....	x
ÍNDICE DE GRÁFICOS .....	xii
RESUMEN.....	xiv
ABSTRACT .....	xv
INTRODUCCIÓN .....	xvi
CAPÍTULO I.....	17
1 EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	17
1.1 Antecedentes .....	17
1.2 Planteamiento del problema.....	19
1.3 Formulación del problema .....	20
1.4 Delimitación.....	20
1.4.1 Espacial .....	20
1.4.2 Temporal.....	20
1.4.3 Tecnológica.....	21
1.4.4 Teórica.....	21
1.5 Objetivos .....	22
1.5.1 Objetivo general.....	22
1.5.2 Objetivos específicos .....	22
1.6 Preguntas de investigación .....	22
1.6.1 Justificación .....	23
CAPÍTULO II.....	25
2 MARCO TEÓRICO.....	25
2.1 Fundamentación teórica .....	25
2.1.1 Marco legal .....	25
2.2 Uso racional y eficiente de la energía eléctrica.....	26
2.3 Auditoria energética eléctrica .....	26

2.3.1	Objetivos de la auditoria energética eléctrica .....	27
2.4	Desarrollo de la auditoría energética eléctrica .....	28
2.4.1	Vista de inspección .....	28
2.4.2	Mini auditoria energética eléctrica .....	29
2.4.3	Maxi auditoria energética eléctrica .....	29
2.4.3.1	Selección del conductor – criterio por corrientes .....	30
2.4.3.2	Iluminación de Interiores .....	34
2.5	Ahorro de energía en términos de costos .....	40
2.6	Análisis de rentabilidad de inversiones .....	40
2.7	Definiciones básicas de evaluación económica .....	41
2.8	Grupo electrógeno a combustión interna .....	43
2.8.1	Partes principales del grupo electrógeno: .....	44
2.8.2	Dimensionamiento del grupo electrógeno .....	45
2.8.3	Cálculo del grupo electrógeno .....	49
2.9	Tablero de transferencia automática (TTA) .....	50
2.9.1	Acciones que cumple un sistema de transferencia automático .....	50
2.10	Construcción de caseta para grupo electrógeno .....	52
2.11	Sistema de escape .....	53
2.12	Sistema de puesta a tierra para el grupo electrógeno .....	54
2.13	Extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica .....	54
2.13.1	Red eléctrica .....	54
2.13.2	Cálculo de la demanda y capacidad del transformador .....	54
2.14	Conductores .....	61
2.15	Protecciones de cortocircuitos y sobre corrientes .....	62
2.15.1	Cálculo del fusible .....	62
2.16	Caídas de voltaje .....	63
2.16.1	Cálculo de caídas de voltaje para redes primarias .....	64
2.16.2	Cálculo de caídas de voltaje para redes secundarias .....	66
2.17	Transformador .....	69
2.18	Sistema de puesta a tierra .....	70
2.18.1	Método para calcular la puesta a tierra .....	74
2.18.2	Determinación del calibre del conductor para el SPAT .....	77

2.19	Acometida eléctrica y medición .....	80
2.19.1	Cálculo de la acometida eléctrica .....	80
2.20	Estructuras de soporte .....	81
2.20.1	Recomendaciones para el trazado - postes .....	81
2.21	Glosario de términos .....	82
CAPÍTULO III.....		86
3	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	86
3.1	Tipo de investigación.....	86
3.1.1	Investigación tecnológica .....	86
3.1.2	Investigación documental.....	86
3.1.3	Investigación de campo.....	86
3.2	Métodos .....	87
3.2.1	Método de observación científica .....	87
3.2.2	Método analítico - sintético.....	87
3.2.3	Método inductivo - deductivo.....	87
3.3	Técnicas e instrumentos.....	87
CAPÍTULO IV .....		89
4	PROPUESTAS, PROCESOS Y RESULTADOS .....	89
4.1	Auditoria energética eléctrica en el “GADMO” .....	89
4.1.1	Objetivo general - auditoría energética eléctrica en el “GADMO” .....	89
4.1.2	Objetivos específicos - auditoría energética eléctrica en el “GADMO” .....	89
4.1.3	Justificación - auditoría energética eléctrica en el “GADMO” .....	90
4.1.4	Desarrollo de la propuesta - auditoría energética eléctrica en el “GADMO” .....	90
4.1.4.1	Vista de inspección .....	90
4.1.4.2	Visita a las instalaciones del “GADMO” .....	91
4.1.4.3	Mini auditoria energética eléctrica en el “GADMO” .....	94
4.1.4.4	Maxi auditoria energética eléctrica en el “GADMO” .....	121
4.1.4.4.1	Análisis de las curvas de cargas obtenidas en el “GADMO” .....	121
4.1.4.4.2	Cálculos .....	122
4.1.4.4.3	Selección del conductor – criterio por caída de tensión ( $\Delta V$ )... ..	124

4.1.4.4.4 Cálculo de número de luminarias por dependencias específicas .....	126
4.1.4.5 Alternativas técnicas .....	130
4.1.4.5.1 Ahorro en la utilización de la energía .....	130
4.1.4.5.2 Cambios en el sistema de iluminación .....	131
4.1.4.5.3 Plan de ahorro energético .....	133
4.1.4.6 Análisis económico .....	135
4.1.4.7 Readecuación del sistema eléctrico del “GADMO” .....	140
4.1.4.8 Rediseño específico .....	141
4.2 Diseño de extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica para el “GADMO” .....	141
4.2.1 Objetivo general - diseño de extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica para el “GADMO” .....	141
4.2.2 Objetivos específicos - diseño de extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica para el “GADMO” .....	141
4.2.3 Justificación - diseño de extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica para el “GADMO” .....	142
4.2.4 Desarrollo de la propuesta - diseño de extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica para el “GADMO” .....	143
4.2.5 Memoria técnica .....	143
4.2.5.1 Antecedentes .....	143
4.2.6 Determinación de la demanda para cambio de transformador. .	143
4.2.6.1 Cálculos para el dimensionamiento del transformador .....	144
4.2.7 Red en media tensión. ....	149
4.2.8 Red de baja tensión. ....	149
4.2.9 Caída de voltaje. ....	149
4.2.10 Transformador para el GADMO .....	150
4.2.11 Cálculo de protecciones. ....	151
4.2.12 Puesta a tierra, CT Y TM.....	152
4.2.12.1 Cálculo para el calibre de conductor de puesta a tierra .....	153
4.2.13 Acometida y medición .....	157



4.2.13.1	Cálculo del calibre de conductor para la acometida eléctrica.	157
4.2.14	Estructuras de soporte.	160
4.3	Diseño para la implementación de un generador eléctrico a combustión interna con transferencia automática para el “GADMO”	161
4.3.1	Objetivo general - diseño para la implementación de un generador eléctrico a combustión interna con transferencia automática para el “GADMO”	162
4.3.2	Objetivos específicos - diseño para la implementación de un generador eléctrico a combustión interna con transferencia automática para el “GADMO”	162
4.3.3	Justificación - diseño para la implementación de un generador eléctrico a combustión interna con transferencia automática para el “GADMO”	163
4.3.4	Dimensionamiento del generador eléctrico para el “GADMO”	163
4.3.4.1	Cálculo del grupo electrógeno	165
4.4	Diseño del tablero de transferencia automática	170
4.5	Rediseño de la caseta para el generador	173
4.5.1	Principios para la ubicación del grupo electrógeno insonorizado	174
4.6	Sistema de puesta a tierra para el generador	175
4.7	Presupuesto general del proyecto	176
4.8	Análisis Costo-Beneficio	178
CAPÍTULO V		180
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	180
5.1	Conclusiones	180
5.2	Recomendaciones	182
BIBLIOGRAFÍA		184
ANEXOS		190

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de temperatura media, máxima y mínima de Otavalo .....	18
Tabla 2. Factores de corrección por cantidad de conductores $fN$ .....	32
Tabla 3. Factores de corrección por temperatura $fT$ .....	32
Tabla 4. Resistividad de conductores eléctricos. ....	34
Tabla 5. Iluminancia, limitación del deslumbramiento y calidad de color	35
Tabla 6. Iluminancia en las áreas de tareas y en los entornos inmediatos .....	35
Tabla 7. Reflectancias mínimas por tipo de superficie .....	37
Tabla 8. Porcentaje de reflexión .....	37
Tabla 9. Coeficiente de utilización y factor de mantenimiento.....	38
Tabla 10. Factor de utilización-emplazamiento .....	48
Tabla 11. Tipos de consumidores .....	55
Tabla 12. Demanda máxima diversificada ( <b>DMD</b> ) - abonado tipo A .....	56
Tabla 13. Formato para determinar <b>DMU</b> .....	59
Tabla 14. Potencia de transformadores .....	61
Tabla 15. Conductores para redes eléctricas.....	62
Tabla 16. Determinación de fusibles .....	63
Tabla 17. Formato para cálculos de caída de voltaje - redes primarias....	64
Tabla 18. FDV conductor de aluminio con alma de acero ACSR .....	66
Tabla 19. Formato para cálculos de caída de voltaje - redes secundarias .....	67
Tabla 20. FDV conductor de aleación de aluminio AAAC 5005 .....	68
Tabla 21. FDV conductor aislado-cobre.....	69
Tabla 22. Resistividad según el tipo de terreno .....	75
Tabla 23. Conversión AWG a mm <sup>2</sup> .....	78
Tabla 24. Corriente de falla en kilo amperios ( <b>kA</b> ) 60 Hz.....	78
Tabla 25. Centros de transformación “GADMO” .....	92
Tabla 26. Abastecimiento de cargas.....	92
Tabla 27. Medidores de energía. ....	94
Tabla 28. Historial de facturaciones medidor T47133-ELS-OO.....	95
Tabla 29. Historial de facturaciones medidor M36818-ABB-OO .....	96

Tabla 30. Consumos máximos y mínimos, transformador de 37½ <i>kVA</i> .	103
Tabla 31. Consumos máximos y mínimos, transformador de 75 <i>kVA</i> ....	103
Tabla 32. Corrientes transformador 37½ <i>kVA</i> .....	103
Tabla 33. Corrientes transformador 75 <i>kVA</i> .....	104
Tabla 34. Carga instalada construcción antigua .....	111
Tabla 35. Carga instalada construcción nueva .....	116
Tabla 36. Mediciones de corriente en circuitos construcción antigua.....	117
Tabla 37. Mediciones de corriente en circuitos construcción nueva.....	119
Tabla 38. Potencia Instalada y Corriente calculada .....	123
Tabla 39. Características Incandescentes y CFL .....	132
Tabla 40. Características lámparas fluorescentes.....	132
Tabla 41. Consumo y costo operativo anual lámparas T8 .....	135
Tabla 42. Flujos de efectivo netos del proyecto de reemplazo de lámparas.....	137
Tabla 43. Prueba y error VAN.....	139
Tabla 44. Distribución y balance de cargas.....	140
Tabla 45. Levantamiento y estudio de carga “GADMO” .....	144
Tabla 46. Estudio demanda “GADMO” .....	148
Tabla 47. Computo de caídas de voltaje circuitos primarios .....	150
Tabla 48. Computo de caídas de voltaje circuitos secundarios.....	150
Tabla 49. Resistividad del terreno “GADMO” .....	152

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Ubicación geográfica de Otavalo .....	18
Gráfico 2. Grupo electrógeno.....	43
Gráfico 3. Partes del grupo electrógeno.....	44
Gráfico 4. Curva de capacidad de energía reactiva / alternador constante .....	47
Gráfico 5. Esquema general Red – TTA - Generador .....	50
Gráfico 6. Bloque hormigón .....	53
Gráfico 7: Fijación ideal del grupo.....	53
Gráfico 8 SPAT dedicadas e interconectadas.....	73
Gráfico 9 Sistema de puesta a tierra.....	73
Gráfico 10 Esquema de montaje por el método Wenner.....	76
Gráfico 11 Equipo y conexiones método de Wenner .....	76
Gráfico 12 Valor-Consumo por demanda USD medidor T47133-ELS-OO.....	95
Gráfico 13 Demanda facturada medidor T47133-ELS-OO.....	96
Gráfico 14 Valor-Consumo por demanda USD medidor M36818-ABB-OO.....	97
Gráfico 15 Demanda facturada medidor M36818-ABB-OO.....	97
Gráfico 16 Demanda facturada medidor M36818-ABB-OO.....	99
Gráfico 17 Demanda facturada medidor M36818-ABB-OO.....	99
Gráfico 18 Conexión en transformador de 75 <i>kVA</i> .....	100
Gráfico 19 Transformador de 37½ <i>kVA</i> Potencias.....	101
Gráfico 20 Transformador de 75 <i>kVA</i> Potencias.....	102
Gráfico 21. Transformador de 37½ <i>kVA THD V</i> .....	106
Gráfico 22. Transformador de 37½ <i>kVA THD I</i> .....	107
Gráfico 23. Transformador de 75 <i>kVA THD V</i> .....	108
Gráfico 24. Transformador de 75 <i>kVA THD I</i> .....	109
Gráfico 25. Plano útil de trabajo.....	127
Gráfico 26. Diseño de malla puesta a tierra “GADMO” .....	155
Gráfico 27. Pozo de revisión para acometidas y BT.....	158
Gráfico 28. Grupo insonorizado .....	169

Gráfico 29. Conexión TTA “GADMO” .....	172
Gráfico 30. Flujograma de comportamiento del TTA.....	173
Gráfico 31. Caseta grupo electrógeno .....	174
Gráfico 32. Caseta y base de asentamiento para grupo electrógeno .....	175

## RESUMEN

El proyecto detalla la metodología empleada en la aplicación de una auditoría energética eléctrica en el Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal del Cantón Otavalo, con el propósito de ratificar o rectificar el sistema eléctrico instalado, mediante inspecciones visuales, instalación de analizadores de energía, recopilación de datos, medición de parámetros eléctricos, interpretación de resultados; propuestas y recomendaciones dirigidas al cambio del sistema de iluminación, calidad de la energía eléctrica y por sobre todo, generar conciencia sobre el uso racional y eficiente de la misma. Sugerencias apegadas a la normativa legal vigente en el país, que dan más valía a este proyecto. Además, dimensionar y diseñar la futura implementación de un centro de generación eléctrica de emergencia; a través del levantamiento de carga eléctrica instalada en el municipio, requerimientos propios de la entidad, tipo de servicio al cual va a ser sometido el grupo electrógeno y cálculos de rigor. Finalmente el proyecto se complementa con el diseño de una extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica; con el objetivo de centralizar el suministro eléctrico en un solo punto, esta parte del proyecto se la realizó basándose en las guías de diseño y construcción eléctrica establecidas y apegadas a normativas del Estado ecuatoriano; hechos aunados que contribuyen a la reconstrucción de sistemas eléctricos eficientes en instituciones públicas.

## **ABSTRACT**

The project details the methodology used in the implementation of an energy audit in the Decentralized Autonomous Municipal Government of the Canton Otavalo, for the purpose of ratifying or rectifier the electrical system installed, using visual inspections, installation of energy analyzers, data collection, measurement of electrical parameters, interpretation of results; propose and recommendations for the change in the lighting system, power quality and above all, generate awareness of the rational and efficient use of the same.

Suggestions tied to the legal regulations in force in the country, which gives more value to this project. In addition, sizing and designing the future implementation of a center of power generation of emergency; through the lifting of electrical load installed in the village, requirements of the entity, the type of service which is going to be subjected the generator and calculations of rigor. Finally, the project is complemented by the design of an extension- phase network, transformer mounting and electrical connection; whit the goal of centralizing the power supply in a single point, thus part of the project was conducted on the basis of the design guides and electrical construction laid down and tied to regulation of the Ecuadorian State; facts together that contribute to the reconstruction of efficient electrical systems in public institutions.

## INTRODUCCIÓN

El proyecto tiene como propósito... generar conciencia en el uso racional y eficiente de la electricidad a través de una auditoría energética eléctrica y la implementación de tecnologías eficientes; para garantizar energía de calidad, constante y confiable ante eventuales fallos en la red de suministro eléctrico. Comprendiendo los procedimientos teórico-técnicos para llevar a cabo el ahorro energético y económico. Brindando una solución eficaz y amigable a necesidades y requerimientos, además, la inversión en estas propuestas será recuperada en un corto o mediano plazo.

El alcance del proyecto comprende: realizar una auditoría energética eléctrica, diseño de extensión de red trifásica, dimensionamiento de grupo electrógeno con tablero de transferencia automática, dimensionamiento de transformador y acometida eléctrica, cálculo del sistema de puesta a tierra, rediseño de caseta para el grupo electrógeno, rediseño específico de tableros de distribución, y análisis económico de lo propuesto.

La metodología empleada se basa en: la teoría, la observación, la técnica, el método inductivo-deductivo, y la investigación de ciencia disponible con respecto al presente proyecto que hicieron posible el desarrollo y cumplimiento de objetivos planteados.

Finalmente, con todo lo recabado, investigado y estudiado; se plantearon directrices para cumplir a cabalidad el alcance del proyecto. Con propuestas adecuadamente diseñadas y dimensionadas técnicamente mediante los respectivos cálculos y criterios de profesionales.



## CAPÍTULO I

### 1 EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Este proyecto de investigación surge de la necesidad ciudadana y obligación del “Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Otavalo” por contar con energía eléctrica permanente, de calidad y equilibrada en cada uno de sus circuitos; enfatizando el uso racional de la energía eléctrica, lo que implica una buena administración del recurso público. Es así que el “GADMO” opta por realizar una auditoria energética eléctrica en las inmediaciones del cabildo y el diseño para la implementación de un centro de generación eléctrica de emergencia con transferencia automática. Complementando el proyecto, una extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica.

#### 1.1 Antecedentes

[www.otavalo.gob.ec/web/wp-content/uploads/2013/03/plan-de-desarrollo-y-ordenamiento-territorial.pdf](http://www.otavalo.gob.ec/web/wp-content/uploads/2013/03/plan-de-desarrollo-y-ordenamiento-territorial.pdf), (2011), en su artículo Límite Cantonal y Parroquial - Gobierno Municipal de Otavalo dice:

**“El cantón Otavalo está situado en la zona norte del Ecuador y al sur oriente de la provincia de Imbabura. Tiene una superficie de 579  $km^2$ , según los nuevos límites otorgados por el Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal del Cantón Otavalo.**

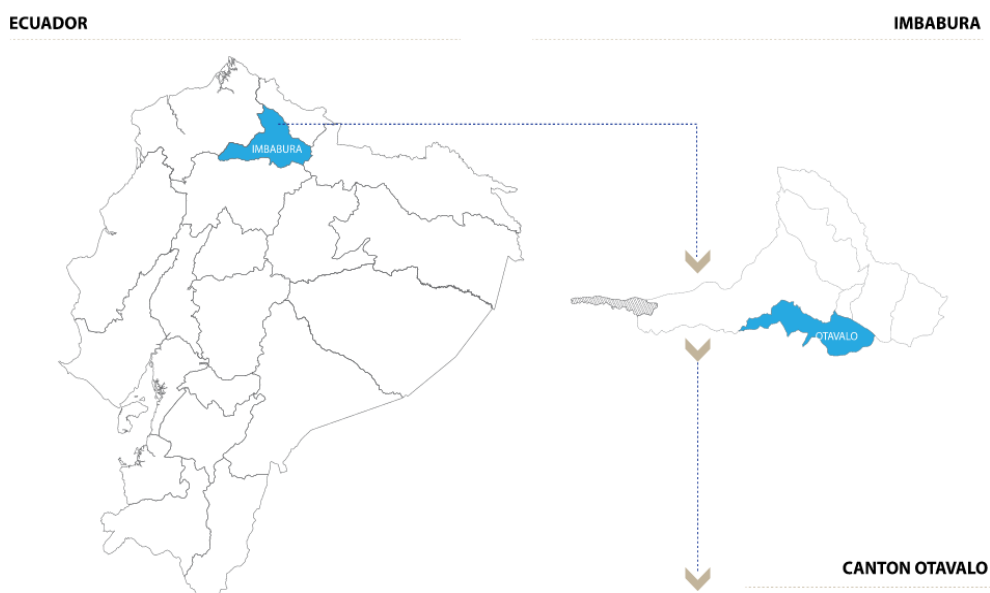
**La ciudad de Otavalo se localiza al norte del callejón interandino a**

110 kilómetros de la capital Quito y a 20 kilómetros de la ciudad de Ibarra, se encuentra a una altura de 2.565 metros sobre el nivel del mar, y está ubicada geográficamente en las siguientes coordenadas:

78° 15' 49" longitud oeste

0° 13' 43" latitud norte" (p. 9).

Gráfico 1. Ubicación geográfica de Otavalo



Fuente: INEC - División política administrativa del Ecuador, 2009

Tabla 1. Datos de temperatura media, máxima y mínima de Otavalo

ESTACION		VALOR ANUAL			
		Temperaturas Extremas °C			Humedad Relativa
COD / NOMBRE	PROVINCIA	Mínima	Media	Máxima	Media %
M105 Otavalo	IMBABURA	8,39	14,71	21,89	80,44

Fuente: INHAMI

San Félix Álvaro., (1988), en su libro Monografía de Otavalo dice:

**“En el centro urbano de la ciudad de Otavalo se empezó la construcción de la casa del cabildo, planificada como un solo cuerpo por el Arq. Luis Aulestia a un costo de 370 sucres, estaba incompleta desde que se terminó de construir en 1929; a su parte central se añadió el ala oriental en la administración del Ing. Rosanía Dávila en 1958 y así permaneció hasta 1986, fecha en que se terminó la parte occidental de su fachada, permitiendo la futura incorporación de oficinas, salas y dependencias administrativas” (p.25).**

En el año 2000, el cabildo inició una nueva fase de construcción, contigua a la infraestructura existente, con la finalidad de dar solución a necesidades de tipo administrativo que surgían en los otavaleños. Se crearon jefaturas, dependencias y despachos, tales como: Ventanilla Única Empresarial, Farmacia Municipal, Dirección de Agua Potable, Jefatura de Tránsito y Transporte Municipal, ventanillas de recaudación, etc. Se implementa el servicio de cedula en el registro civil ya existente, además, se incorpora a la infraestructura el Servicio de Rentas Internas.

## **1.2 Planteamiento del problema**

El Municipio de Otavalo ha tenido un crecimiento acelerado en los últimos años y se ha visto en la necesidad de construir obra civil moderna anexa al edificio antiguo para la creación de nuevas dependencias de atención al público. Indistintamente los descuidos en el área eléctrica, especialmente, en el desbalance de las fases y sobrecargas periódicas en los circuitos han ocasionado fallas constantes y molestas para los usuarios y ciudadanía.

Particularmente, en la construcción antigua se evidenció el uso de tecnologías ineficientes que afectan la calidad de energía; no existe

identificación de tableros y circuitos para hacer mejoras acertadas, y casi en su totalidad los circuitos eléctricos son mixtos (fuerza-iluminación).

Además, una preocupación latente del “GADMO”, es que, al no contar con un centro de generación eléctrica de emergencia automático, se ha tropezado con la desazón de la ciudadanía, porque al sufrir la suspensión del servicio eléctrico; las actividades diarias en los distintos despachos y dependencias se paralizan.

### **1.3 Formulación del problema**

¿Cuál es el procedimiento para realizar una auditoria energética eléctrica, y como diseñar un centro de generación eléctrica de emergencia con transferencia automática para el Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Otavalo?

### **1.4 Delimitación**

Se procedió en base a la planificación y organización siguiente:

#### **1.4.1 Espacial**

El análisis, diagnóstico, recolección de datos, toma de mediciones y diseño del proyecto, se realizó dentro de los predios del “GADMO”; ubicado en la ciudad de Otavalo, provincia de Imbabura - Ecuador, en la manzana comprendida entre las calles Gabriel García Moreno, Vicente Piedrahita, Simón Bolívar y Antonio José de Sucre.

#### **1.4.2 Temporal**

Proyecto desarrollado en un periodo de cinco meses, comprendidos a partir del mes de julio del 2013 y culminado en noviembre del mismo año.

### **1.4.3 Tecnológica**

- a) Medición y obtención de parámetros eléctricos con el uso de pinza amperimétrica y voltímetro.
- b) Montaje de analizadores de energía en cada transformador.
- c) Verificación de la iluminancia en las dependencias mediante un luxómetro.
- d) Medición de la resistividad de terreno con el uso de un telurómetro.
- d) Elaboración de diagramas unifilares para la municipalidad.

### **1.4.4 Teórica**

- a) Análisis de carga y demanda energética del “GADMO”.
- b) Estudio de los sistemas de iluminación y fuerza del cabildo.
- c) Cálculos para determinar parámetros eléctricos.
- d) Dimensionamiento para establecer la capacidad del generador, transformador y conductores eléctricos.
- e) Estudio del sistema de control y transferencia automática del generador eléctrico de emergencia.
- f) Análisis económico y estudio de rentabilidad de las propuestas planteadas en el proyecto.
- g) Cálculo y diseño para extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica.

## **1.5 Objetivos**

### **1.5.1 Objetivo general**

Realizar una auditoría energética eléctrica y diseñar un centro de generación eléctrica de emergencia a combustión interna con transferencia automática para el Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Otavalo.

### **1.5.2 Objetivos específicos**

- a) Verificar y evaluar el estado actual de las instalaciones eléctricas.
- b) Recolectar la información necesaria para realizar los cálculos respectivos y determinar las soluciones técnicas aplicables.
- c) Elaborar un plan de ahorro energético al interior del cabildo para generar conciencia en el servidor público.
- d) Hacer el diseño para la implementación del centro de generación eléctrica de emergencia.
- e) Elaborar el diseño de: extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica; para que la municipalidad obtenga energía eléctrica desde un punto centralizado.

## **1.6 Preguntas de investigación**

- a) ¿En qué estado se encuentran las instalaciones eléctricas del cabildo?

- b) ¿Cómo determinar soluciones en sistemas eléctricos basadas en mediciones, datos gráficos y cálculos?
- c) ¿Cómo persuadir a través de un plan de ahorro energético sobre el uso racional y eficiente de la energía eléctrica en el Municipio de Otavalo?
- d) ¿Qué procedimientos se deben seguir al realizar el diseño para la implementación de un centro de generación eléctrica de emergencia?
- e) ¿Cuáles son los parámetros, y cuál es el procedimiento a considerar en el diseño de una extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica?

### **1.6.1 Justificación**

La ciudad de Otavalo al tener un acelerado desarrollo comercial y poblacional, ha provocado en las autoridades del cabildo la necesidad de crear y construir nuevas dependencias y/o despachos dentro de una misma edificación; con el afán de resarcir y satisfacer las peticiones de la ciudadanía, sin prever que estas construcciones aumentarían la demanda energética eléctrica en sus circuitos. Llegando al punto de saturación, sobrecarga y desbalance de fases. Afectando la calidad de energía. Además, no cuenta con un departamento de planificación y concientización sobre el uso racional y eficiente del suministro eléctrico.

En ciertos despachos, han sido instaladas y utilizadas tecnologías eléctricamente ineficientes, lo cual, hoy por hoy, es muestra clara de desconocimiento, despilfarro energético y económico. Entonces, se hace evidente la necesidad de una readecuación del sistema eléctrico, y la implementación de tecnologías eficientes y amigables con el ambiente, de otro modo, el Municipio al ser una entidad pública y multifuncional

requiere que toda su edificación opere sin incidentes eléctricos, sin embargo, no cuenta con un centro de generación eléctrica de emergencia.

Correa Rafael, presidente constitucional de la República del Ecuador., (2009), Decreto Ejecutivo N° 1681 dice:

“Las entidades y organismos de la administración pública central deben implementar tecnologías de eficiencia energética, así como programas de capacitación sobre uso racional de la energía dirigidos a todos sus funcionarios” (p.1).

Se debe hacer hincapié en la viabilidad de este proyecto, que reúne, características necesarias, condiciones técnicas y operativas; que aseguran el cumplimiento de metas y objetivos planteados para su ejecución y consolidación.



## CAPÍTULO II

### 2 MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Fundamentación teórica

El proyecto se sustenta en la lectura, investigación y análisis de artículos de la Constitución Política de la República del Ecuador, reglamentos, resoluciones, decretos; planes y programas para el uso eficiente de la energía eléctrica, libros, manuales sobre instalaciones eléctricas y de grupos electrógenos, normas técnicas nacionales e internacionales, criterios técnicos de profesionales, internet y la experiencia propia.

##### 2.1.1 Marco legal

Constitución de la República del Ecuador., (2008), en su artículo 280 dice:

**“El plan nacional de desarrollo es el instrumento al que se sujetaran las políticas, programas y proyectos públicos; la programación y ejecución del presupuesto del estado; y la inversión y la asignación de los recursos públicos; y coordinar las competencias exclusivas entre el Estado central y los “GAD’s”. Su observancia será de carácter obligatorio para el sector público e indicativo para los demás sectores.**

**Los planes y programas para el uso eficiente de la energía deben centrarse fundamentalmente en los sectores industrial y residencial.**

**El sector estatal debe ser ejemplo en el consumo energético eficiente y responsable” (p. 172).**

## **2.2 Uso racional y eficiente de la energía eléctrica**

CPE INEN 019., (2001) dice:

“La tendencia en el mundo entero es la racionalización de la energía, obedeciendo a la necesidad imperiosa de preservar sus fuentes, como uno de los objetivos medio-ambientales que se logren para evitar su agotamiento” (p. 6).

El uso racional y eficiente de la energía eléctrica, debe ser un asunto de interés nacional, no significa bajar la producción o desmejorar las condiciones de vida, logradas; sino más bien, aprovechar al máximo y con responsabilidad los recursos energéticos. Evitando el impacto ambiental y logrando competitividad.

Para un uso racional y eficiente de la energía eléctrica, se deberá aplicar métodos y prácticas, como las sugeridas a continuación:

## **2.3 Auditoria energética eléctrica**

El Blog de la Energía Sostenible., (2013), en su artículo [www.blogenergiasostenible.com/que-es-auditoria-energetica/](http://www.blogenergiasostenible.com/que-es-auditoria-energetica/) dice:

**“Una auditoría energética, es un estudio técnico de una unidad (empresa, vivienda, comercio, edificio, etc.) para comprobar si la gestión energética está optimizada. Esto significa que el estudio técnico explicará si se puede ahorrar en gasto energético o no. Y en caso de existir margen de ahorro explicará dónde y cómo se puede conseguir” (p. 1).**

Entonces, una auditoria energética eléctrica es la recolección de datos organizados sobre el sistema, suministro y consumo eléctrico; con la finalidad de determinar la conveniencia técnica y económica para aplicar y ejecutar mejoras al sistema eléctrico. Cuyo objetivo es la reducción de costos por consumo energético, y el uso racional y eficiente de la electricidad.

### **2.3.1 Objetivos de la auditoria energética eléctrica**

- a) Reducir costos energéticos.
  
- b) Mediante diagramas unifilares, conocer la distribución de cargas y principales circuitos.
  
- c) A través del conocimiento de los consumos y cargas, desarrollar un programa de eficiencia energética en la entidad.
  
- d) Por medio del análisis de distintos parámetros eléctricos, estimar el potencial de ahorro.
  
- e) Con las mediciones de parámetros, cálculos realizados, interpretación de formas de onda generadas por la acción y efecto de la energía; conocer el estado en que se encuentra el sistema eléctrico del cabildo.
  
- f) Proyectar un plan de acción de ahorro de energía eléctrica.

En conclusión, el propósito de realizar una auditoria energética eléctrica es: reducir costos por consumo de energía, disminuir pérdidas energéticas ocasionadas por perturbaciones (armónicos), tener energía eléctrica de calidad y generar conciencia en el uso racional de la misma; se planifica entonces lo que se debe hacer para que una institución funcione eficientemente en la parte eléctrica.

## **2.4 Desarrollo de la auditoría energética eléctrica**

Núñez Franklin., (2005), en su tesis Auditoría Energética en la Universidad de las Fuerzas Armadas dice:

“Se desarrolla en tres instancias, dependientes una de la otra. Y se las aplica en el siguiente orden:

- a) Vista de inspección.
- b) Mini auditoría energética eléctrica.
- c) Maxi auditoría energética eléctrica” (p.17).

### **2.4.1 Vista de inspección**

Consiste en la observación y toma de datos a través de una inspección por todo el lugar a auditar, familiarizarse con el sistema eléctrico instalado. Lo cual dará pautas de las oportunidades de ahorro de energía eléctrica.

Mediante esta vista se obtendrá la siguiente información:

- a) Ubicación del lugar.
- b) Identificación del proceso productivo y/o áreas de consumo.
- c) Organización y sistemas eléctricos existentes.
- d) Detalle de las instalaciones: problemas técnicos y físicos, capacidad de centros de transformación, etc.

#### **2.4.2 Mini auditoria energética eléctrica**

Se toma mediciones para analizar y cuantificar el uso de energía, y determinar si es factible hacer cambios en el sistema eléctrico instalado. El desarrollo en esta sección comprende:

a) Análisis estadístico de planillas de consumo de energía eléctrica de los últimos seis o doce meses otorgadas por la empresa suministradora del servicio eléctrico de la localidad, para saber el comportamiento energético y su coste económico.

b) El estudio de diagrama unifilar y planos eléctricos, desde la acometida de la empresa suministradora hacia: transformadores, generadores, transferencias, tableros principales y subtableros con sus cargas correspondientes, para detallar: la ubicación, calibre de conductor y tipo de protecciones; que dan un panorama claro de la estructuración y funcionamiento del sistema eléctrico.

c) Mediciones de parámetros eléctricos, se instala analizadores de energía en las cámaras de transformación del lugar para monitorear las curvas de carga y verificar distorsiones en la forma de onda. Además, instrumentación portátil, para obtener información visual y en tiempo real de voltaje y corriente, consiguiendo de esta manera las bases para corroborar el rendimiento energético y económico de la instalación.

#### **2.4.3 Maxi auditoria energética eléctrica**

Comprende el análisis de mediciones y estudio técnico del sistema eléctrico instalado, para cuantificar excedentes de consumo por energía eléctrica malgastada o mal utilizada.

Considerando periodos de tiempo, se plantea alternativas técnicas y eficientes para un rediseño óptimo del sistema eléctrico, promover el uso racional de la energía eléctrica y el potencial de ahorro económico.

Las alternativas técnicas más favorables se las logra mediante:

a) Análisis y dimensionamiento adecuado de conductores, desde la acometida hacia cada uno de los circuitos.

b) Evaluación del sistema de iluminación y fuerza.

c) Aprovechamiento la luz natural en la edificación.

Para el dimensionamiento adecuado de conductores eléctricos se procede con los siguientes métodos:

#### **2.4.3.1 Selección del conductor – criterio por corrientes**

Capacidad de transporte de energía que tienen los conductores eléctricos.

a) Para sistemas monofásicos:

$$I = \frac{P}{V * fp} (1)$$

b) Para sistemas trifásicos:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * fp} (2)$$

Dónde:

$I$  = Corriente de línea (A)  $\approx I_l$

$V$  = Voltaje (V)

$fp$  = Factor de potencia

$P$  = Potencia (W)

Seguidamente, si el proceso lo amerita, se procede a calcular la corriente corregida, tomando en cuenta el número de conductores por ducto, la temperatura ambiente y de trabajo de los conductores.

Procobre-Chile en su artículo [www.es.scribd.com/doc/195591510/-corriente-admisible-en-conductores.](http://www.es.scribd.com/doc/195591510/-corriente-admisible-en-conductores.), (2008), dice:

**“La capacidad de transporte de los conductores está restringida por su capacidad de disipar la temperatura del medio que los rodea. Para ello, los aislantes no deben sobrepasar la temperatura de servicio de los conductores.**

**El exceso de temperatura genera dos efectos negativos en los aislantes:**

**a) Disminución de la resistencia de aislación.**

**b) Disminución de la resistencia mecánica” (p.7).**

La corriente máxima admisible en un conductor se procede a realizar con la siguiente ecuación:

$$I_c = \frac{Il}{fN * fT} \quad (3)$$

Dónde:

$I_c$  = Corriente admisible corregida (A)

$fN$  = Factor de corrección por N° de conductores

$fT$  = Factor de corrección por temperatura

$Il$  = Corriente de línea (A)

Tabla 2. Factores de corrección por cantidad de conductores  $fN$

Cantidad de Conductores	Factor
4 a 6	0,8
7 a 24	0,7
25 a 42	0,6
Sobre 42	0,5

Fuente: [www.es.scribd.com/doc/195591510/Corriente-Admisible-en-Conductores](http://www.es.scribd.com/doc/195591510/Corriente-Admisible-en-Conductores)

Tabla 3. Factores de corrección por temperatura  $fT$

Temperatura Ambiente °C	Temperatura de Servicio	
	60°C	75°C
Más de 30 hasta 40	0,82	0,88
Más de 40 hasta 45	0,71	0,82
Más de 45 hasta 50	0,58	0,75
Más de 50 hasta 55	0,41	0,67
Más de 55 hasta 60	-	0,58
Más de 60 hasta 70	-	0,35

Fuente: [www.es.scribd.com/doc/195591510/Corriente-Admisible-en-Conductores](http://www.es.scribd.com/doc/195591510/Corriente-Admisible-en-Conductores)

Conocida la corriente o corriente corregida, se verifica el valor correspondiente en tablas técnicas para definir el calibre del conductor.

#### 2.4.3.2. Selección del conductor – criterio por caída de voltaje ( $\Delta V$ )

Martínez Alfredo., (2008), en su página [www.ehu.es/alfredomartinezargote/tema\\_4\\_archivos/electrificacion/anexo%2011.pdf](http://www.ehu.es/alfredomartinezargote/tema_4_archivos/electrificacion/anexo%2011.pdf) dice:

**“La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la instalación. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Este criterio suele**



**ser determinante cuando las líneas son de larga longitud por ejemplo en derivaciones individuales que alimenten a los últimos pisos en un edificio de cierta altura” (p.2).**

Para lo descrito se aplica las siguientes ecuaciones:

a) En sistemas monofásicos:

$$S = \frac{2 * \rho * L * I * fp}{\Delta V} \quad (4)$$

b) En sistemas trifásicos:

$$S = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * fp}{\Delta V} \quad (5)$$

Dónde:

$\Delta V$  = Caída de voltaje (%)

$\rho$  = Resistividad en ( $\Omega/m$ )

$L$  = Longitud del cable ( $m$ )

$I$  = Corriente ( $A$ )

$S$  = Sección del conductor ( $mm^2$ )

Al igual que en anterior caso, se procede a verificar en tablas técnicas.

Las  $\Delta V$  normalizadas según Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE) son:

a) Iluminación y tomacorrientes  $\Delta V = 1.5 \%$

b) Acometidas  $\Delta V = 5 \%$

c) Máquinas y equipos  $\Delta V = 2.5 \%$

Tabla 4. Resistividad de conductores eléctricos.

<b>Material del conductor eléctrico</b>	<b>Resistividad (<math>\Omega/mm^2</math>)</b>
Cobre blando	0,01724
Cobre semiduro	0,01783
Cobre duro	0,01790
Aluminio	0,0328

Fuente: [www.es.scribd.com/doc/195591510/Corriente-Admisible-en-Conductores](http://www.es.scribd.com/doc/195591510/Corriente-Admisible-en-Conductores)

### 2.4.3.2 Iluminación de Interiores

NEC 11., (2011), Capítulo 13 Eficiencia Energética en la Construcción en Ecuador - Decreto ejecutivo N° 705 dice:

**“Los sistemas de iluminación deberán cumplir con lo establecido en la norma ISO 8995-1 que trata de la iluminación de las áreas de trabajo “Iluminación de interiores en lugares de trabajo.**

**Esta norma identifica los parámetros que influyen en el rendimiento visual. También presenta los criterios que deben ser satisfechos para alcanzar un ambiente visual aceptable. Se aplica a las áreas de trabajo en edificios, industrias, oficinas, bibliotecas, museos, espacios de circulación, garajes, hospitales, etc. pero no para aquellas áreas donde se usa baja luminancia como proyección, visualización de transparencias, y manejo de material fotosensible” (p. 30).**

La Normativa Ecuatoriana., (1998), en su Reglamento de Seguridad y Salud de Los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo-Art. 56.- Iluminación, niveles mínimos dice:

“Todos los lugares de trabajo y tránsito deberán estar dotados de suficiente iluminación natural o artificial, para que el trabajador pueda efectuar sus labores con seguridad y sin daño para los ojos” (p. 22).

El nivel de iluminación en interiores, debe ser lo más acorde posible para las tareas asignadas a realizar, favoreciendo un adecuado desempeño del trabajador.

Tabla 5. Iluminancia, limitación del deslumbramiento y cualidad de color

OFICINAS				
Tipo de interior o actividad	$\bar{E}_m$ lux	CUDI	Ra	Observaciones
Archivo, copia, circulación, etc.	300	19	80	
Escritura mecanografía, lectura, procesamiento de datos	500	19	80	Para trabajar en TPV, ver 4.10
DibUjo técnico	750	16	80	
Estación de trabajo CAD	500	19	80	Para trabajar en TPV, ver 4.10
Salas de conferencias y reuniones	500	19	80	La iluminación debiera ser controlable (regulable)
Buró (carpeta) de recepción	300	22	80	
Archivos	200	25	80	

Fuente: NEC-11 Capítulo 13

Tabla 6. Iluminancia en las áreas de tareas y en los entornos inmediatos

Iluminancia de la tarea lux	Iluminancia de los entornos inmediatos lux
$\geq 750$	500
500	300
300	200
$\leq 200$	Igual a la iluminancia de la tarea

Fuente: NEC-11 Capítulo 13

La iluminación, representa un porcentaje considerable en el consumo de energía eléctrica. Se puede conseguir ahorros significativos, con lámparas de tecnologías eficientes. Por lo que se requiere tener claro algunos conceptos.

CONELEC., (2011), Regulación 008/11- Resolución 083/11 dice:

**“Flujo luminoso.- Potencia ( $W$ ) emitida en forma de radiación luminosa a la que el ojo humano es sensible. Su símbolo es  $\Phi$  ( $\varphi$ ) y su unidad es el lumen ( $lm$ ).**

**Iluminancia.- Flujo luminoso recibido por una superficie. Su símbolo es ( $E$ ) y su unidad es el lux ( $lx$ ) que es ( $lm/m^2$ ).**

**Luminancia.- Relación entre la intensidad luminosa y la superficie aparente vista por el ojo en una dirección determinada. Su símbolo es  $L$  y su unidad es la ( $cd/m^2$ )” (p. 4).**

Aza Lennin., (2012), [www.slideshare.net/lennins99/libro-de-intsalaciones-electricas](http://www.slideshare.net/lennins99/libro-de-intsalaciones-electricas) dice:

**“Factor de mantenimiento.- Las luminarias no mantienen indefinidamente las características luminosas iniciales, ello se debe a dos factores.**

- 1. A la pérdida de flujo luminoso de las lámparas, motivada tanto por el envejecimiento natural como por el polvo y suciedad.**
- 2. A la pérdida de reflexión del reflector o de transmisión del difusor o refractor, motivada así mismo por la suciedad.**

**Coeficiente de Utilización ( $C_u$ ).- Relación entre el flujo luminoso que llega a la superficie a iluminar (flujo útil) y el flujo total emitido por una luminaria.**

**Las variables a considerar para el coeficiente de utilización ( $C_u$ ) son la eficacia de las luminarias, la reflectancia de las paredes,**

techos, porcentajes de reflexión y las dimensiones del local”  
(p. 59- 60).

Tabla 7. Reflectancias mínimas por tipo de superficie

<b>Techo</b>	0,6 a 0,9
<b>Paredes</b>	0.3 a 0,8
<b>Plano de trabajo</b>	0,2 a 0,6
<b>Piso</b>	0,1 a 0,5

Fuente: NEC-11 Capítulo 13

Tabla 8. Porcentaje de reflexión

<b>Color</b>	<b>Reflexión (%)</b>
Blanco	70
Claro	50
Medio	30
Oscuro	10

Fuente: NEC-11 Capítulo 13

Tabla 9. Coeficiente de utilización y factor de mantenimiento

REPARTO LUMINOSO	Factor de mantenimiento fm. %	Techo %	70			50			30		
		Paradas %	50	30	10	50	30	10	30	10	
		K	Coeficiente de utilización C <sub>u</sub>								
<b>DIRECTO</b> 	Bueno 70 Medio 60 Malo 50	1	30	25	22	29	25	22	25	22	
		1,2	38	33	30	37	33	29	32	29	
		1,5	44	39	36	43	39	36	38	35	
		2	51	46	42	49	45	41	44	41	
		2,5	55	50	47	54	49	46	48	45	
		3	62	57	53	60	56	52	54	52	
		4	65	61	58	63	60	57	58	56	
		6	68	65	62	66	63	60	61	59	
		8	72	69	66	70	67	65	65	63	
		10	74	72	69	72	70	68	68	66	

Fuente: [www.slideshare.net/lennins99/libro-de-intsalaciones-electricas](http://www.slideshare.net/lennins99/libro-de-intsalaciones-electricas)  
 Aza Lennin, [www.slideshare.net/lennins99/libro-de-intsalaciones-electricas](http://www.slideshare.net/lennins99/libro-de-intsalaciones-electricas)., (2012), dice:

**“Un local estrecho y alto desperdicia mucho más flujo luminoso que otro que en proporción sea más ancho y más bajo. Esto equivale a decir que la cantidad de flujo enviado al plano útil de trabajo es directamente proporcional a la superficie e inversamente proporcional a la altura.**

**Así, según sean las proporciones del local, así será el coeficiente espacial  $K$ , estando comprendido, normalmente, entre 1 y 10. El valor 1 corresponderá a locales muy estrechos y altos, mientras que el valor 10 lo obtendrán locales anchos y bajos” (p. 58 - 59).**

Descrito esto, se procede a calcular el coeficiente espacial.

$$K = \frac{(\text{reflec. mín. paredes})A + (\text{reflec. mín. plano de trabajo})L}{h} \quad (6)$$

Dónde:

$K$  = Coeficiente espacial

$A$  = Anchura del local

$L$  = Longitud del local

$h$  = Altura útil entre las luminarias y el plano de trabajo

Con estas consideraciones, se determina el flujo luminoso.

$$\phi t = \frac{EAL}{Cu fm} \quad (7)$$

Dónde:

$\phi t$  = Flujo total necesario ( $lm$ )

$E$  = Nivel luminoso en ( $lux$ )

$A$  = Anchura del local ( $m$ )

$L$  = Longitud del local ( $m$ )

$Cu$  = Coeficiente de utilización

$fm$  = Factor de mantenimiento

Conocido el flujo total necesario, se obtiene el número de lámparas.

$$N = \frac{\phi t}{\phi} \quad (8)$$

Dónde:

$N$  = Número de lámparas necesarias

$\phi t$  = Flujo total necesario ( $lm$ )

$\phi$  = Flujo de la lámpara elegida (*lm*)

Con todo lo revisado y los conocimientos adquiridos en este proceso, se deduce que: el uso racional y eficiente de la energía eléctrica, no es una opción... es una necesidad. Para lo cual, se debe hacer cambios y tener en cuenta lo siguiente:

Núñez Franklin., (2005), en su tesis Auditoría Energética de la Universidad de las Fuerzas Armadas dice:

- “a) Ahorro de energía en términos de costos
- b) Análisis de rentabilidad de inversiones” (p.21).

## **2.5 Ahorro de energía en términos de costos**

Se analizarán los desembolsos económicos requeridos y se determina si es factible o no la aplicación de las recomendaciones, teniendo en cuenta:

- a) Elaboración de documentos que reflejen las condiciones de operación.
- b) Considerar las posibles mejoras.
- c) Ejecución de las medidas correctoras.
- d) Nuevas mejoras no previstas inicialmente.
- e) Estudio económico.

## **2.6 Análisis de rentabilidad de inversiones**

Zabalza Michel., (2006), en su libro Evaluación Económica de Proyectos de Cooperación dice:



“La evaluación económica de proyectos tiene por objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión en un proyecto antes de la implementación del mismo” (p. 48).

Las inversiones a efectuarse deben ser respaldadas con un estudio económico detallado, de tal manera que sustenten y justifique su gasto. Permitiendo un discernimiento entre la conveniencia o no de aplicar los posibles cambios, haciendo una relación costo-beneficio frente al tiempo.

## **2.7 Definiciones básicas de evaluación económica**

### a) Flujo de efectivo

Scott Besley y Eugene F., (2008), en su libro Fundamentos de Administración Financiera dice:

“Efectivo real, a diferencia del ingreso neto contable, que una empresa recibe o paga durante algún periodo específico”. (p. 388).

### b) Tasa mínima de rendimiento (*TMAR*)

Baca Urbina Gabriel., (2005), en su libro Evaluación de Proyectos IV edición dice:

**“Esta tasa también conocida como la Tasa de Descuento, es calculada para aquellos proyectos a largo plazo cuya rentabilidad está determinada por los rendimientos futuros y es necesario obtenerla para aplicarla a los flujos de fondos proyectados. Permite expresar en términos de valor actual neto y compararlos con la inversión inicial” (p.176).**

Para calcular esta tasa, se toma en cuenta los siguientes elementos:

$i$  = Riesgo país

$f$  = Inflación anual

$$TMAR = i + f + (i * f) \quad (9)$$

c) Valor anual neto ( $VAN$ )

Chubasco Mauricio PBWORKS., (2013), en su artículo [www.apuntesduoc.pbworks.com/f/Valor\\_actual\\_netto.pdf](http://www.apuntesduoc.pbworks.com/f/Valor_actual_netto.pdf) dice:

**“Procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros esperados del proyecto, a este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto” (p. 5).**

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Qn}{(1 + R)^n} \quad (10)$$

Dónde:

$-I$  = Inversión inicial

$Qn$  = Costo operativo

$R = Tmar$

$n$  = Número de orden de años

d) Tasa interna de retorno ( $TIR$ )

Baca Urbina Gabriel., (2005), en su libro Evaluación de Proyectos dice:

“*TIR*.- Descuento que hace que el valor presente de los flujos de efectivo esperados de un proyecto sea igual que el monto inicial invertido” (p.40).

La regla general utilizada para la *TIR*, manifiesta que un proyecto es aceptable cuando esta tasa es mayor al rendimiento requerido (*TMAR*).

Para su cálculo se utiliza el planteamiento de prueba y error, el cual lleva a ensayar diferentes valores de *i* (asignación personal) hasta que se consiga un valor de *VAN* muy cercano a cero.

Costos operativos anuales.- Se hace una relación de crecimiento anual (%) para los años futuros que se desee, en vista de que el costo de los bienes y servicios siempre tiende a subir.

## 2.8 Grupo electrógeno a combustión interna



Gráfico 2. Grupo electrógeno

Fuente: [www.generadorelectrico.com](http://www.generadorelectrico.com)

Pérez Rodolfo Lureye., (2013), Generación S. A - artículo 28 dice:

“Un Grupo Electrónico es una máquina compuesta por motor, alternador, y panel de control, que en su conjunto realizan conversión electromecánica de energía, vale decir, transforma energía mecánica en eléctrica, a través de un motor de combustión interna que, acoplado a un alternador, entrega energía eléctrica” (p. 1).

### 2.8.1 Partes principales del grupo electrógeno:

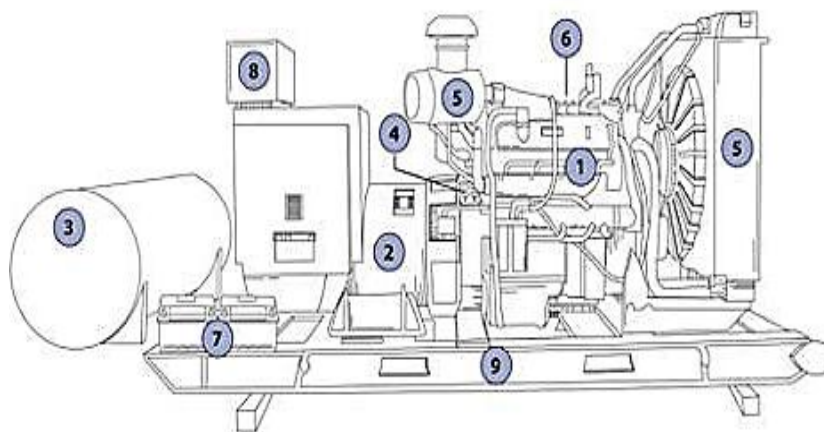


Gráfico 3. Partes del grupo electrógeno

Fuente: [www.generadorelectrico.com](http://www.generadorelectrico.com)

1. Motor de combustión interna.- Origen de la fuerza mecánica que acciona el generador eléctrico.

2. Alternador.- Acoplado a la salida de la fuerza mecánica del motor, transformándola a su salida en energía eléctrica.

3. Depósito de combustible y bancada.- Tiene la suficiencia de apoyar al grupo en pleno rendimiento para un promedio de 6 a 8 horas.

4. Regulador de voltaje.- Permite la regulación del voltaje de salida en el grupo para mantener una velocidad constante del motor con relación a los requisitos de carga.

5. Sistema de refrigeración y escape.- Disminuye las elevadas temperaturas durante el proceso de generación.

6. Sistema de lubricación.- Asegura la fluidez y la durabilidad de las partes.

7. Baterías.- Utilizadas para el arranque del generador eléctrico y principalmente para mantener activos los elementos de control.

8. Sistema de control y módulo electrónico.- Controla el funcionamiento, salida del grupo y la protección contra posibles fallos de funcionamiento.

9. Bastidor y aisladores de vibración.- Soporte para el asentamiento del grupo.

## **2.8.2 Dimensionamiento del grupo electrógeno**

Veloz Rodolfo., (2011), [www.electricistas.cl/Articulo28.html](http://www.electricistas.cl/Articulo28.html) dice:

**“La elección del grupo electrógeno que se requiere para una aplicación, depende de diversos factores. Para respaldar una instalación, se toman las siguientes consideraciones en las evaluaciones en terreno para dimensionar la potencia:**

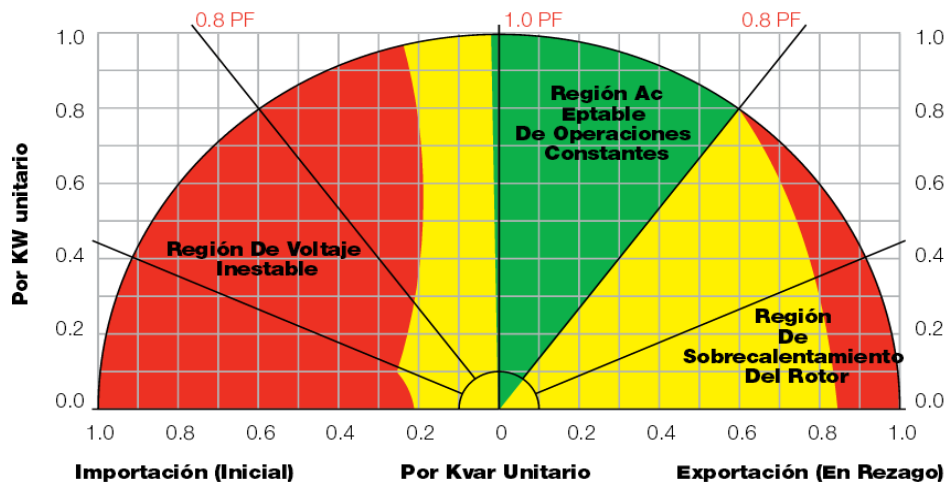
- 1. Potencia instalada: Entrega información del rango de potencia para la proyección del grupo electrógeno.**
- 2. Consumo máximo registrado: En instalaciones existentes, es un antecedente a considerar para el dimensionamiento, dando pie a la evaluación de alternativas.**
- 3. Factor de demanda proyectado: Para instalaciones en desarrollo, permite, una vez conocida la potencia instalada, dimensionar el generador en base al factor de demanda proyectado.**

- 4. Proyecciones de crecimiento futuro:** Es un porcentaje de potencia que se considera ante la eventualidad o certeza de crecimiento en demanda de energía en el mediano plazo.
- 5. Existencia de banco de condensadores:** Debe quedar fuera de la alimentación suministrada por el grupo electrógeno, a fin de evitar conflictos con alzas de tensión.
- 6. Motores y tipo de partidas asociadas:** Los motores cuando arrancan hacen que las líneas de alimentación incrementen considerablemente su carga y como consecuencia directa se produzca una caída de tensión, es importante conocer el tipo de partida (directa, estrella – triángulo, suave) para contrastarla con la capacidad de impacto de carga del grupo electrógeno a suministrar.
- 7. Cargas no lineales a respaldar:** Generan componentes armónicos. El grupo electrógeno si es mal dimensionado, podrá exhibir mala regulación del voltaje de salida debido al censado de la retroalimentación de fluctuación de voltaje.
- 8. Cargas críticas:** Se debe habilitar una barra de emergencia, donde se conectan las cargas críticas, para alimentar exclusivamente dicho sector” (p.1).

9. Carga o capacidad mínima del grupo electrógeno: Una carga ligera, produce estancamiento de combustible no quemado porque el grupo no alcanza su temperatura ideal, por ende, ensucia inyectores y turbocompresores; todo esto traducido en humo excesivo, consumo de aceite, drenaje de aceite por el sistema de escape, dificultad en el arranque, demora en el asentamiento del motor, etc. Estos efectos

desaparecen con cargas mayores del 50% de la capacidad nominal del mismo.

10. Carga o capacidad máxima del grupo electrógeno: El funcionamiento cerca al tope de la potencia nominal, generará sobrecalentamiento en el motor, y un descontrol en los parámetros eléctricos de entrega a la carga.



**Gráfico 4. Curva de capacidad de energía reactiva / alternador constante**

Fuente: Cummins Power Generation Inc.

11. Altitud y temperatura: Basándose en la ubicación del sitio, el tamaño del grupo electrógeno debe incrementarse para un nivel de desempeño estipulado a medida que la altitud y la temperatura ambiental se incrementan.

Para motores diesel se recomienda tomar los siguientes coeficientes:

- Altitud menor a 3000 *m. s. n. m.*.....4% por cada 500 *m*
- Altitud mayor a 3000 *m. s. n. m.*.....6% por cada 500 *m*
- Por temperatura ambiente.....2% por cada 5°C

12. Ciclo de servicio: Tipo de trabajo al cual va a ser sometido el grupo:

- a) Principal, cuando es la única fuente de energía (carga variable).
- b) Continuo, suministra energía constantemente (carga constante).
- c) Auxiliar o Stand By, grupo instalado en emergencia, suministrara energía solo si hay una falla en el operador local.

Tabla 10. Factor de utilización-emplazamiento

<b>Emplazamiento</b>	<b>Factor de utilización</b>
Principal	1,10
Continuo	1,35
Auxiliar o Stand By	1

Fuente: Grupos electrógenos Caterpillar

13. Combustible: La preferencia de gas, diesel o GLP afectará la elección del grupo electrógeno, debido a la disminución de capacidad.

14. Frecuencia: 50 Hz o 60 Hz.

15. Factor de potencia: Las inductancias y capacitancias en los circuitos de carga, ocasionan que el generador empiece a fallar o exista un sobre voltaje en la red.

16. Cargas pico: Cargas que se encienden y apagan en ciclos.

TAIGÜER., (2013), en su artículo [www.grupoelectrogeno.net/grupo-electrogeno/grupos-electrogenos-emisiones-acusticas.html](http://www.grupoelectrogeno.net/grupo-electrogeno/grupos-electrogenos-emisiones-acusticas.html) dice:

“Un factor importante a la hora de definir el tipo de grupo electrógeno es su nivel de emisión acústica, que según su nivel de ruido se clasifican en:



1. **Skid:** Se utilizan en zonas rurales o en sectores donde está permitido el exceso de ruido, 80 - 90 db (decibeles).
2. **Simplemente carenado:** Tanto el motor como el escape presentan niveles de ruidos reducidos a 75 db.
3. **Insonoros:** Si bien el costo es superior a los Skid y los carenados, este tipo de grupos electrógenos consiguen reducir su nivel sonoro entre 65 – 70 db” (p.1).

### 2.8.3 Cálculo del grupo electrógeno

Se debe conocer la potencia utilizada por el sistema instalado:

$$P = V * I_l * \sqrt{3} * fp / 1000 \quad (11)$$

Dónde:

$P$  = Potencia ( $kW$ )

$V$  = Voltaje ( $V$ )

$I_l$  = Prom. Corriente de línea máxima registrada ( $A$ )

$fp = 0,97$

Seguidamente se determina la potencia aparente con el factor de potencia nominal del generador.

$$kVA = \frac{kW}{fp} \quad (12)$$

A esto se le debe aumentar porcentajes por altura y temperatura ambiente (por norma general un 20% en los andes).

La correcta elección del grupo electrógeno es fundamental para lograr el aprovechamiento máximo de la inversión, minimizando problemas y optimizando el gasto.

## 2.9 Tablero de transferencia automática (TTA)

NEC-10., (2010), parte 9-1 Instalaciones Electromecánicas Instalaciones Eléctricas en Bajo Voltaje dice:

“Son tableros que contienen elementos de maniobra para la transferencia del sistema de energía principal a sistema de energía auxiliar o de emergencia, en forma ya sea manual o automática” (p. 28).

El TTA es programable según necesidades específicas, con fuentes de energía propia para asegurar su funcionamiento.

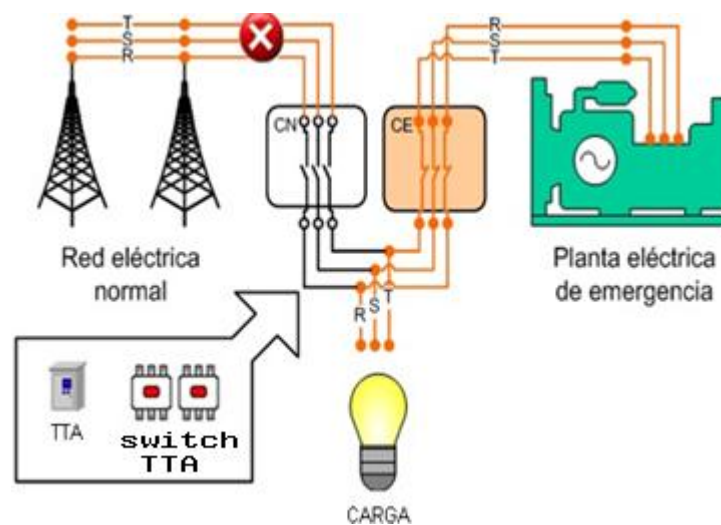


Gráfico 5. Esquema general Red – TTA - Generador

Fuente: [www.fonocom.com.ar](http://www.fonocom.com.ar)

### 2.9.1 Acciones que cumple un sistema de transferencia automático

Enermol., (2012), en su artículo [www.grupos-electrogenos.com.ar/tablero\\_de\\_transferencia\\_automatica.htm](http://www.grupos-electrogenos.com.ar/tablero_de_transferencia_automatica.htm) dice:

- “1. Comportamiento frente a una falla de energía externa.- La unidad se encuentra supervisando la presencia de las fases de entrada en modo permanente y si es normal permanece a la espera, caso contrario será considerada falla de suministro de energía externa ante una caída de tensión de manera sostenida por un tiempo programado.**
- 2. Arranque de motor.- Ante una falla pone en contacto el grupo, seguidamente energiza el sistema de arranque. A partir de este momento, espera el tiempo programado para precalentamiento del motor.**
- 3. Transferencia de cargas.- Una vez superado el tiempo de precalentamiento, inicia la transferencia, habiendo anteriormente desconectado la red externa, procede a conectar el grupo. En caso de encontrarse en periodo de espera para transferir, y encontrar que la tensión de red se ha normalizado, no produce la transferencia y salta al paso de reconexión en espera que se venza el tiempo de retorno estable de la tensión de red.**
- 4. Espera de normalización de red externa.- Terminada la rutina de transferencia de cargas, queda en espera del retorno de la red externa y controlando permanentemente el normal funcionamiento del grupo generador.**
- 5. Reconexión a red externa.- Cuando se detecta el retorno de red externa, la unidad esperará que la misma se mantenga normal por un periodo “programable”. Superado tal tiempo se producirá el paso a la rutina de reconexión a red externa.**

**6. Finalización de maniobra de reconexión a red externa.- Una vez devuelta la carga a red externa, se esperará el tiempo programado de apagado del motor. Luego de este tiempo se quitará el contacto al grupo” (p.1).**

## **2.10 Construcción de caseta para grupo electrógeno**

CRAM, (2009), en su documento [www.cramelectro.com/wordpress/](http://www.cramelectro.com/wordpress/) dice:

**“Determinar si la ubicación del grupo electrógeno será dentro de un edificio o fuera en un cuarto propio. Para su construcción se deberá tener muy en cuenta la accesibilidad, tanto para mantenimiento o inspecciones generales, disponer de cubiertas acústicas cumpliendo ordenanzas locales, deberá estar protegido contra incendios, inundaciones, vandalismos, contar con sistemas de drenaje y contención de combustible, refrigerante y/o lubricante accidentalmente derramado o por fugas.**

**El asentamiento óptimo del grupo se lo hace en un bloque fijo de hormigón perfectamente nivelado sobre el bastidor o cimiento, debe tener las características que provean el funcionamiento normal del equipo y que el grupo electrógeno no entre en resonancia.**

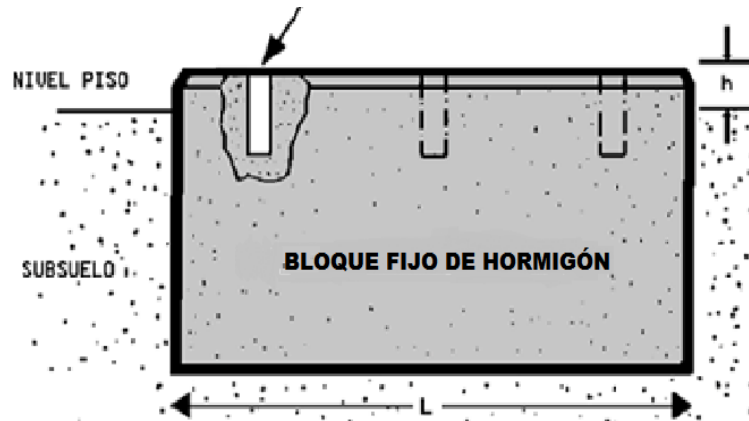


Gráfico 6. Bloque hormigón

Fuente: [www.cramelectro.com/wordpress/](http://www.cramelectro.com/wordpress/)

**El grupo electrógeno dentro de la cabina o caseta deberá poseer tomas de aire y ventilación para tener un adecuado enfriamiento del grupo y evacuación de gases del motor, El aire debe circular en la sala en el sentido alternador – motor – radiador” (p. 1).**

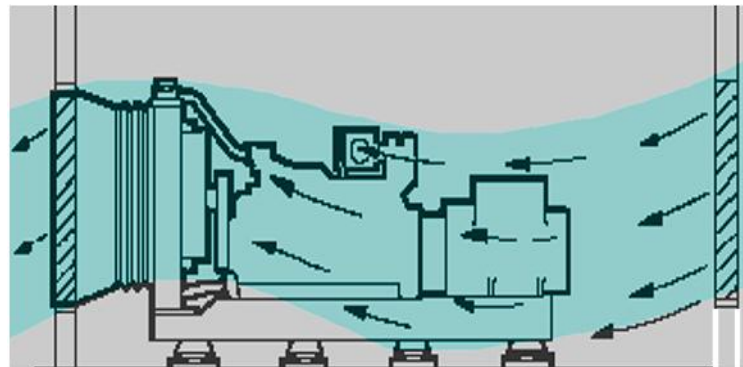


Gráfico 7: Fijación ideal del grupo

Fuente: [www.cramelectro.com/wordpress/](http://www.cramelectro.com/wordpress/)

## 2.11 Sistema de escape

CRAM., (2009), en su documento [www.cramelectro.com/wordpress/](http://www.cramelectro.com/wordpress/) dice:

“El sistema de tubo de escape debe ser tan corto como sea posible, y mantenerse al mínimo el número de curvas, para no exceder las recomendaciones de contrapresión apropiadas del motor” (p. 1).

## **2.12 Sistema de puesta a tierra para el grupo electrógeno**

CRAM., (2009), en su documento [www.cramelectro.com/wordpress/](http://www.cramelectro.com/wordpress/) dice:

**“Los grupos electrógenos, los paneles de control y tableros de transferencia automática deben tener tomas de tierra adecuadas antes de ser puestos en funcionamiento.**

**Un conductor de cobre de sección suficiente conecta el terminal de toma de tierra del equipo con el electrodo de puesta a tierra. El punto de conexión del conductor de cobre y el electrodo debe ser protegido contra daño accidental” (p.1).**

## **2.13 Extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica.**

### **2.13.1 Red eléctrica**

Montané Paulino., (1993), en su libro Protecciones en las Instalaciones Eléctricas dice:

“Dentro de las cuatro partes fundamentales en que se ha dividido un sistema eléctrico (o red eléctrica) cabe citar los elementos más destacados de las mismas: generación, transporte-interconexión, transformación, distribución-consumo, elementos asociados” (p.13).

### **2.13.2 Cálculo de la demanda y capacidad del transformador**

Emelnorte S.A., (2010), en su Norma de Distribución dice:

“Demanda.- Es la potencia requerida por un sistema, promediada en un periodo de tiempo establecido, que suele ser de 15, 30 y 60 minutos” (p. 12)

CENTROSUR., (2014), [www. Centrosur.com.ec/?q=revisi3n](http://www.centrosur.com.ec/?q=revisi3n) dice:

“Carga.- Es la potencia eléctrica activa consumida o absorbida por una máquina a una red.

Carga conectada.- Es la suma de las potencias nominales de los receptores de energía eléctrica conectados a la red” (p. 1).

Emelnorte S.A., (2010), en su Norma de Distribuci3n dice:

#### “1. Clasificaci3n de los consumidores

**Para establecer el tipo de consumidor en un dise1o se toma en cuenta las características constructivas del proyecto, características de la vivienda y un consumo específico probable.**

Tabla 11. Tipos de consumidores

<b>Consumidor</b>	<b>Área lote (<math>m^2</math>)</b>	<b>Sector</b>
A	$A > 400$	urbano
B	$200 < A < 400$	urbano
C	$A < 200$	urbano
D	Centro Poblado	rural
E	Rural	rural

Fuente: Normas de dise1o Emelnorte S.A.

## 2. Demandas de diseño

Una vez definido el tipo de consumidor al cual está asociado el abonado en estudio, se procede a estimar la demanda de diseño ( $Dd$ ), mediante la verificación y cálculo de parámetros como:

- a) Demanda máxima diversificada ( $DMD$ ).- Corresponde al conjunto de abonados asociados a un punto de carga específico, a esta se deberá sumar la demanda por alumbrado público y cargas especiales.

La demanda máxima diversificada para el diseño de redes secundarias y transformadores de distribución se encuentra en la siguiente tabla:

Tabla 12. Demanda máxima diversificada ( $DMD$ ) - abonado tipo A

Nº Abon.	$DMD$ (15	Nº Abon.	$DMD$ (15
1	5.4	51	102.93
2	9.17	52	104.79
3	12.07	53	106.65
4	14.50	54	108.50
5	16.71	55	110.36
6	18.78	56	112.22
7	20.78	57	114.08
8	22.74	58	115.93
9	24.67	59	117.79
10	26.58	60	119.65
11	28.47	61	121.50
12	30.36	62	123.36
13	32.24	63	125.22
14	34.12	64	127.07
15	35.99	65	128.93
16	37.86	66	130.79
17	39.73	67	132.65
18	41.59	68	134.50
19	43.46	69	163.36
20	45.32	70	138.22
21	47.18	71	140.07
22	49.04	72	141.93
23	50.91	73	143.79
24	52.77	74	145.64
25	54.63	75	147.50
26	56.49	76	149.36
27	58.35	77	151.21



28	60.21	78	153.07
29	62.06	79	154.93
30	63.92	80	156.79
31	65.78	81	158.64
32	67.64	82	160.50
33	69.50	83	162.36
34	71.36	84	164.21
35	73.21	85	166.07
36	75.07	86	167.93
37	76.93	87	169.78
38	78.79	88	171.64
39	80.65	89	173.50
40	82.50	90	175.35
41	84.36	91	177.21
42	86.22	92	179.07
43	88.08	93	180.92
44	89.93	94	182.78
45	91.79	95	184.64
46	93.65	96	186.49
47	95.50	97	188.35
48	97.36	98	190.21
49	99.22	99	192.07
50	101.08	100	193.02

Fuente: Guías de diseño Emelnorte S.A.

**Para determinar la capacidad de los transformadores a los valores de *DMD* se deberán multiplicar factores por sobrecarga según el tipo de abonado:**

**A = 0.9; B y C = 0.8; D y E = 0.7.**

$$DMD = N^{\circ} \text{ abonados tipo } A * \text{factor sobrecarga (13)}$$

La demanda de diseño queda representada en la siguiente ecuación:

$$Dd = DMD + AP + Ce \text{ (14)}$$

Dónde:

*AP* = Demanda por alumbrado público (*kVA*)

*Ce* = Demanda de las cargas especiales (*kVA*)

*Dd* = Demanda de diseño (*kVA*)

**3.- Factor de frecuencia de utilización (*FFUn*).**- Estima el porcentaje de utilización de la carga en un periodo de tiempo dado; basado en datos proporcionados por el abonado y bajo el criterio del proyectista. En cambio, si ya se conoce de antemano la demanda máxima del transformador se calculará con la siguiente ecuación:

$$FFUn = \frac{DMT}{PnT} \quad (15)$$

Dónde:

*DMT* = Demanda máxima consumida

*PnT* = Potencia nominal del transformador” (p. 8 – 15).

NTE - INEN 1753., (1990), en su reglamento Urbanización, Redes de Distribución de Energía Eléctrica dice:

“4.- Carga instalada representativa (*CIR*).- Se expresa en vatios o *kW* y corresponde a la potencia requerida por un consumidor considerado como promedio dentro de un grupo homogéneo de consumidores” (p. 1).

$$CIR = \frac{Cantidad * Pn * FFUn}{100} \quad (16)$$

Dónde:

*Cantidad* = Número de equipos eléctricos y/o electrónicos

*Pn* = Potencia nominal de los equipos eléctricos y/o electrónicos (*W*)

*FFUn* = Factor de frecuencia de utilización del equipo (%)

**5.- Factor de simultaneidad (*Fsn*).**- Expresado en porcentaje, estima la coincidencia en el tiempo, en función de la forma de utilización de los

equipos, este consumo probable se basa en datos proporcionados por el abonado y bajo el criterio del proyectista.

NTE - INEN 1753., (1990), en su reglamento Urbanización, Redes de Distribución de Energía Eléctrica dice:

“6.- Demanda máxima unitaria.- El valor máximo de la potencia, expresada en  $W$ ,  $kW$  o  $kVA$  que se transfiere de la red eléctrica de distribución de baja tensión a la instalación del consumidor tipo, durante el período de máximo requerimiento” (p. 53).

$$DMU (W) = \frac{CIR * Fsn}{100} \quad (17)$$

Mediante la conversión respectiva hacia kilovoltios ( $kV$ ) y considerando el factor de potencia, que para sectores comerciales es de 0,85 y sectores residenciales de 0,95, se obtiene la  $DMU$  expresada en  $kVA$ .

$$DMU (kVA) = \frac{\frac{DMU(W)}{fp}}{1000} \quad (18)$$

Tabla 13. Formato para determinar  $DMU$

Descripción	Cant.	$Pn (W)$	$FFUn (%)$	$CIR (W)$	$Fsn (%)$	$DMU (W)$

Fuente: Los autores

7.- Tasa de incremento ( $Ti$ ).- Expresada en porcentaje, corresponde al incremento progresivo de la demanda máxima unitaria, que tiene una relación geométrica directa al número de años considerados. Datos proporcionados por el abonado y bajo el criterio del proyectista.

$$Ti = 1 + \left( \frac{\%}{100} \right) * n \quad (19)$$

Dónde:

% = Porcentaje de crecimiento en un año.

$n$  = Años proyectados (10 o 15 años).

Luego se calcula la  $DMUp$  (kVA):

NTE - INEN 1753., (1990), en su reglamento Urbanización, Redes de Distribución de Energía Eléctrica dice:

**“Demanda máxima unitaria proyectada ( $DMUp$ ).- Expresada en  $kWh/mes/abonado$  (consumo) o  $kVA$  (potencia, considerando el factor de potencia, a nivel de abonado residencial, de 0,95), considera los incrementos de la  $DMU$  durante el periodo de vida útil de la instalación originados en la intensificación progresiva en el uso de artefactos domésticos” (p. 1).**

Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$DMUp = DMU * Ti(kVA) \quad (20)$$

Dónde:

$DMUp$  = Demanda máxima unitaria proyectada (kVA)

$DMU$  = Demanda máxima unitaria (kVA)

$Ti$  = Tasa de incremento

Con este valor, finalmente se calcula la demanda de diseño total ( $Dd_T$ ), por ende, la capacidad del transformador a instalarse.

$$Dd_T = DMUp + Dd \quad (21)$$

Tabla 14. Potencia de transformadores

VOLTAJE NOMINAL		FASES	POTENCIA NOMINAL
MT (kV)	BT (V)		
13.8	220/127	3	30,50,75
13.8/7.9	240/120	1	5,10,15,25,37.5,50

Fuente: Guías de diseño Emelnorte S.A.

Emelnorte S.A., (2010), en su Norma de Distribución dice:

**“Para abonados especiales pueden considerarse transformadores trifásicos de mayor capacidad a la indicada en la tabla 14, los cuales serán puestos en consideración de Emelnorte S.A., además la instalación aérea estará limitada a potencias inferiores a 125 kVA.**

**Todos los transformadores deberán estar provistos en el arrollamiento primario, con derivaciones para conmutación sin carga que permitan variaciones de la relación de transformación en los siguientes casos:**

**-5%, -2.5%, +2.5%, +5%” (p. 22).**

## 2.14 Conductores

Los conductores desnudos para instalación aérea serán preferentemente de aleación de aluminio tipo 5005-AAAC o ASC para redes secundarias y tipo ACSR para redes primarias.

El neutro para las redes de BT se construirá con conductor de aleación de aluminio tipo ACSR.

Tabla 15. Conductores para redes eléctricas

REDES	ASC	ACSR
	AWG ó MCM	AWG ó MCM
PRIMARIAS MAX		4/0
MIN		1/0
SECUNDARIAS MAX	3/0	
MIN	2	

Fuente: Normas de diseño Emelnorte S.A.

## 2.15 Protecciones de cortocircuitos y sobre corrientes

Con el propósito de alcanzar, de facilitar la operación y el mantenimiento de la instalación en redes eléctricas, se aplican dispositivos de seccionamiento y protección que deberán ser considerados por el proyectista con el siguiente cálculo.

### 2.15.1 Cálculo del fusible

Se determina con la siguiente ecuación:

$$I = \frac{Pn}{V * \sqrt{3}} \quad (22)$$

Dónde:

$I$  = Corriente (A)

$Pn$  = Potencia nominal del transformador (kVA)

$V$  = Voltaje en el primario del transformador (kV)

Para baja tensión se utiliza la misma ecuación con la modificación en:

$V$  = Voltaje en el secundario del transformador ( $kV$ )

Tabla 16. Determinación de fusibles

$P$ ( $kVA$ )	Voltaje primario		Voltaje Primario		Voltaje secundario	
	13.8 $kV$ $I_n$ (A)	Fusible $I$ (A)	6.3 $kV$ $I_n$ (A)	Fusible $I$ (A)	220/12 7 $I_n$ (A)	Fusible $I$ (A)
30	1.26	2 H	2.75	5 H	78.73	63
45	1.88	3 H	4.12	6 K	118.09	80
50	2.09	3 H	4.58	8 K	131.22	100
75	3.14	5 H	6.87	10 K	196.82	160
100	4.18	6 K	9.16	15 K	262.43	200
112.5	4.71	8 K	10.31	15 K	295.24	200
125	5.23	8 K	11.46	15 K	328.04	250
160	6.69	10 K	14.66	25 K	419.89	315
200	8.37	10 K	18.33	25 K	524.86	400
250	10.46	15 K	22.91	40 K	656.08	500
300	12.55	15 K	27.49	40 K	787.30	630

Fuente: Normas de diseño Emelnorte S.A.

## 2.16 Caídas de voltaje

El límite máximo de caída de voltaje considerada desde el punto de salida de la subestación hasta el transformador más alejado, no deberá superar:

Zona Urbana 3 %

Zona Rural 5 %

## 2.16.1 Cálculo de caídas de voltaje para redes primarias

Tabla 17. Formato para cálculos de caída de voltaje - redes primarias

EMPRESA ELÉCTRICA:		CÓMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS PRIMARIOS				FECHA:				
NOMBRE DEL PROYECTO:		VOLTAJE:								
TIPO DE INSTALACIÓN:		LÍMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:								
TIPO DE CONDUCTOR:		NRO. DE FASES:								
ESQUEMA:										
DATOS				CARGA	CONDUCTOR COMPUTO					
TRAMO		CENTRO TRANSF.		TOTAL	NRO. CALIBRE FDV				CAIDA DE VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(Km)	N°	KVA	KVA	FASES	AWG	KVA-m	KVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Fuente: Normas de diseño Emelnorte S.A.

1. En la parte superior se coloca los datos generales del proyecto.
2. De acuerdo a la configuración del proyecto se presenta esquemáticamente la ubicación de los transformadores y separación entre ellos (en *km*) a partir del punto de alimentación, con identificación del número y capacidad.
3. Se asignará un número a los puntos de conexión de la línea, derivaciones y centros de transformación en forma progresiva a partir del punto de alimentación.
4. Para cada tramo se anotará la sumatoria de la potencia aplicada al mismo.
5. En la columna 1 se anotará la referencia del tramo en sentido del punto de alimentación hacia los puntos más extremos.



6. En la columna 2, longitud del tramo en *km*.
7. En la columna 3, número del centro de transformación.
8. En la columna 4 potencia del centro de transformación.
9. En la columna 5, potencia transferida asociada al tramo considerado.
10. En la columna 6, se indicará el número de fases de la línea.
11. En la columna 7, el calibre del conductor de la línea.

El calibre mínimo del conductor a utilizarse en sistemas primarios será N° 2 AWG ACSR en el área rural, para el caso de alimentadores principales y urbanizaciones se considerará como el calibre mínimo N° 1/0 AWG ACSR.

12. En la columna 8, los *kVA/km* para el 1% de caída de voltaje (tabla 18).

13. En la columna 9, *kVA/km* asociados para el tramo considerado, obtenido de multiplicar los valores de la columna 5 y columna 2.

14. En la columna 10, el valor en % de la caída de voltaje del tramo considerado, obtenido del cociente de los valores de la columna 9 y columna 8.

15. En la columna 11 se verificará la sumatoria de las caídas de voltajes parciales siguiendo la dirección desde el punto de alimentación al punto más alejado de la red.

La caída de voltaje para el punto más crítico no deberá sobrepasar los límites establecidos en el numeral 2.17. Para los cálculos se deberá regir a la tabla siguiente: (redes primarias).

Tabla 18. FDV conductor de aluminio con alma de acero ACSR

Calibre	Conductor	FCV para el 1% del voltaje nominal		
AWG		kVA - km		
FASE	NEUTRO	3 FASES	2 FASES	1 FASE
2	2	1703	916	458
1/0	2	2469	1261	630
2/0	1/0	2929	1464	732
3/0	2/0	3457	1695	847
4/0	3/0	3999	1928	964

Fuente: Aluminum conductor handbook normas EEASA

### 2.16.2 Cálculo de caídas de voltaje para redes secundarias

El proceso para llenarlo es el siguiente:

1. En la parte superior se colocaran los datos que identifiquen al proyecto.
2. Se representará esquemáticamente el circuito de acuerdo a su configuración, con la localización de postes, puntas de derivación número de abonados y separación entre postes expresada en metros.

Tabla 19. Formato para cálculos de caída de voltaje - redes secundarias

EMPRESA ELÉCTRICA:			CÓMPUTO DE CAÍDAS DE VOLTAJE -CIRCUITOS SECUNDARIOS						
NOMBRE DEL PROYECTO:							CENTRO DE TRANSFORMACIÓN:		
VOLTAJE:							USUARIO TIPO:		
FASES:							LÍMITE DE CAÍDA DE VOLTAJE:		
TIPO DE INSTALACIÓN:							DMDp:		
TIPO DE CONDUCTOR:									
ESQUEMA:									
DATOS			CARGA	CIRCUITO	CONDUCTOR COMPUTO				
TRAMO		NRO.	TOTAL	FASES	CALIBRE	FDV	CAÍDA DE VOLTAJE (%)		
DESIG.	L(m)	CONSUMO	KVA	Nº CONDUCTOR	AWG	KVA- m	KVA- m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Fuente: Normas de diseño Emelnorte S.A.

3. Los postes irán numerados en forma consecutiva a partir del transformador hacia el punto más alejado, inclusive se numerarán los puntos de derivación.

4. En las columnas 1 y 2 se anotará la referencia y longitud del tramo considerado respectivamente.

5. En la columna 3, el Nº de abonados totales asociados al tramo.

6. En la columna 4, el valor de la *DMD* para el número de abonados asociados al tramo.

7. En la columna 5, el número de fases del tramo considerado.

8. En las columnas 6 y 7, el calibre y los *kVA – m* para 1% de caída de voltaje asociados con el conductor que se ha seleccionado para el tramo.

En el caso de redes secundarias el calibre mínimo para las fases será N° 2 AWG tipo ASC o similar, salvo el caso en los cuales por esfuerzo mecánico sea necesario considerar el empleo de conductor tipo ACSR.

9. En la columna 8, los  $kVA - m$  de tramo, el cual se obtiene multiplicando los valores de la columna 4 y columna 2.

10. En la columna 9, la caída de voltaje parcial en % relacionada al tramo considerado y se obtiene del cociente entre los valores de la columna 8 y columna 7.

11. En la columna 10, la sumatoria de las caídas de voltaje parciales en la dirección desde el centro de transformación hacia el punto más extremo de la red.

La caída de voltaje obtenido en el punto más crítico de red no deberá sobrepasar el límite indicado en el numeral 2.17. Para los cálculos se deberá regir a las tablas siguientes: (redes secundarias).

Tabla 20. FDV conductor de aleación de aluminio AAAC 5005

CALIBRE CONDUCTOR AWG	FDV PARA EL 1% DEL VOLTAJE NOMINAL $kVA - m$		
	120 V	120/240 V	208/120 V
FASE	2 HILOS 1 FASE	3 HILOS 2 FASES	4 HILOS 3 FASES
2	73	293	438
1/0	111	444	661
2/0	135	541	805
3/0	164	655	973

Fuente: Aluminum conductor handbook normas EEASA

Tabla 21. FDV conductor aislado-cobre

Calibre Conductor Fase / Neutro	Cobre							
	220 - 127 V			208 - 120 V			240 - 120 V	
	1F - 2C	2F - 3C	3F - 4C	1F - 2C	2F - 3C	3F - 4C	1F - 2C	2F - 3C
10 ( 10 )	21	83	125	19	74	111	19	74
8 ( 8 )	33	132	197	29	118	176	29	117
6 ( 8 )	40	161	242	36	144	216	36	144
6 ( 6 )	52	208	311	46	185	278	46	185
4 ( 6 )	63	254	380	57	227	340	57	226
4 ( 4 )	81	325	488	73	291	436	73	290
2 ( 4 )	99	397	595	89	355	532	89	354
2 ( 2 )	127	507	760	113	453	680	113	452
1/0 ( 2 )	154	617	926	138	552	828	138	551
1/0 ( 1/0 )	196	783	1,174	175	700	1,050	175	699
2/0 ( 2 )	165	662	993	148	592	888	148	591
2/0 ( 1/0 )	214	856	1284	191	765	1147	191	764
2/0 ( 2/0 )	235	941	1411	210	841	1261	210	840
3/0 ( 1/0 )	237	946	1420	211	846	1269	211	845
3/0 ( 2/0 )	263	1051	1577	235	940	1410	235	938
3/0 ( 3/0 )	297	1187	1780	265	1061	1591	265	1059
4/0 ( 1/0 )	255	1021	1532	228	913	1369	228	911
4/0 ( 2/0 )	286	1144	1717	256	1023	1535	255	1022
4/0 ( 4/0 )	362	1446	2169	323	1293	1939	323	1291
250 ( 2/0 )	302	1210	1815	270	1081	1622	270	1080
250 ( 4/0 )	388	1552	2328	347	1387	2081	346	1385
250 ( 250 )	414	1657	2485	370	1481	2222	370	1479
300 ( 2/0 )	319	1277	1915	285	1141	1712	285	1140
300 ( 4/0 )	416	1664	2496	372	1488	2231	371	1485
300 ( 300 )	481	1926	2888	430	1721	2582	430	1719
350 ( 2/0 )	331	1326	1989	296	1185	1778	296	1183
350 ( 4/0 )	437	1748	2622	391	1563	2344	390	1560
350 ( 350 )	539	2155	3232	482	1926	2889	481	1923

Fuente: EERSSA Normas Técnicas para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales

## 2.17 Transformador

Antamba R., (2006), en su libro Metodología de diseño para Centros de Transformación dice:

“Maquina eléctrica que varía los niveles de voltaje entre devanados, respecto a principios de inductancia mutuos, la utilización de transformadores es indispensable para la distribución eléctrica en la actualidad” (p.2).

Convirtiéndose así en un dispositivo útil, ya que puede elevar o reducir niveles de voltaje según la necesidad del consumidor.

Los transformadores corresponden a la clase distribución, tipo convencional sumergidos en aceite y autorefrigerados.

Los transformadores utilizados en redes aéreas son apropiados para instalación a la intemperie y están provistos de los dispositivos necesarios para los siguientes tipos de instalaciones.

a) Montaje en poste con abrazaderas.- Todos los transformadores monofásicos de potencias menores a 75 *kVA*.

b) Montaje en poste con repisa.- Los transformadores trifásicos de potencias iguales o menores a 45 *kVA*.

c) Montaje en pórtico.- Todos los transformadores trifásicos de potencias iguales o mayores a 50 *kVA*.

d) Montaje en cámara.- Todos los transformadores de potencias superiores a 125 *kVA*.

## **2.18 Sistema de puesta a tierra**

Casas F., (2003), en su libro *Tierras Soporte de la Seguridad Eléctrica II* Edición dice:

“Puesta a tierra.- Es un conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y el cableado puesto a tierra” (p. 24).

La puesta a tierra del transformador no deberá sobrepasar los 5  $\Omega$  en malla para cámaras de transformación y 20  $\Omega$  para transformadores aéreos.

NEC-10 - Parte 9-1., (1996), Instalaciones Electromecánicas-Instalaciones Eléctricas en Bajo Voltaje dice:

**“Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:**

- a) Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.**
- b) Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.**
- c) Servir de referencia al sistema eléctrico.**
- d) Conducir y disipar las corrientes de falla con suficiente capacidad.**

**Un sistema de puesta a tierra deberá garantizar que los valores máximos de las tensiones de paso, de contacto, y transferidas a que pueden estar sometidos los seres humanos, no superen los umbrales de soportabilidad.**

**El cálculo de un sistema de puesta a tierra debe considerar los siguientes parámetros:**

- a) Características del suelo, especialmente la resistividad.**
- b) Corriente máxima de falla a tierra, debe ser entregada por el operador de red para cada caso particular.**

**c) Tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.**

**d) Tipo de carga.**

**1. Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.**

**2. Tierras naturales como: tuberías de agua, estructuras metálicas, etc. no deben ser utilizadas como electrodo de puesta a tierra, pero si conectadas a este electrodo.**

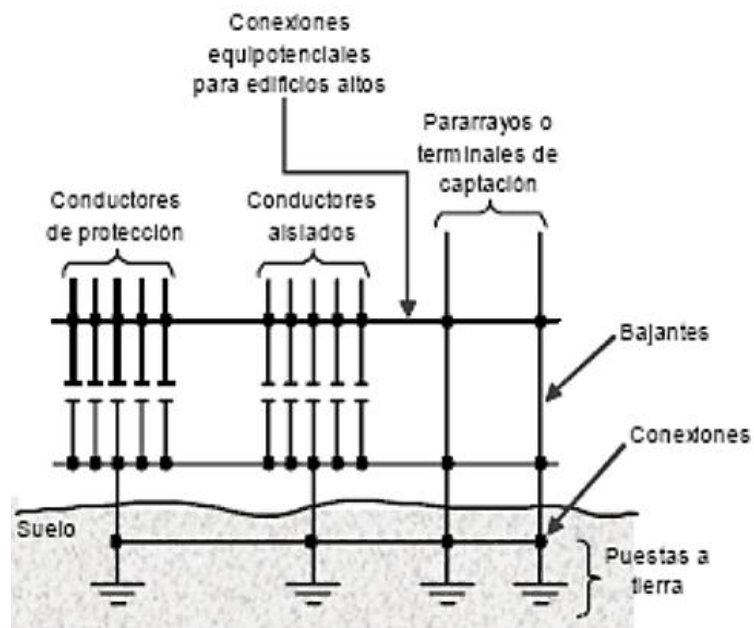
**3. Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.**

**4. Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica.**

**5. No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.**

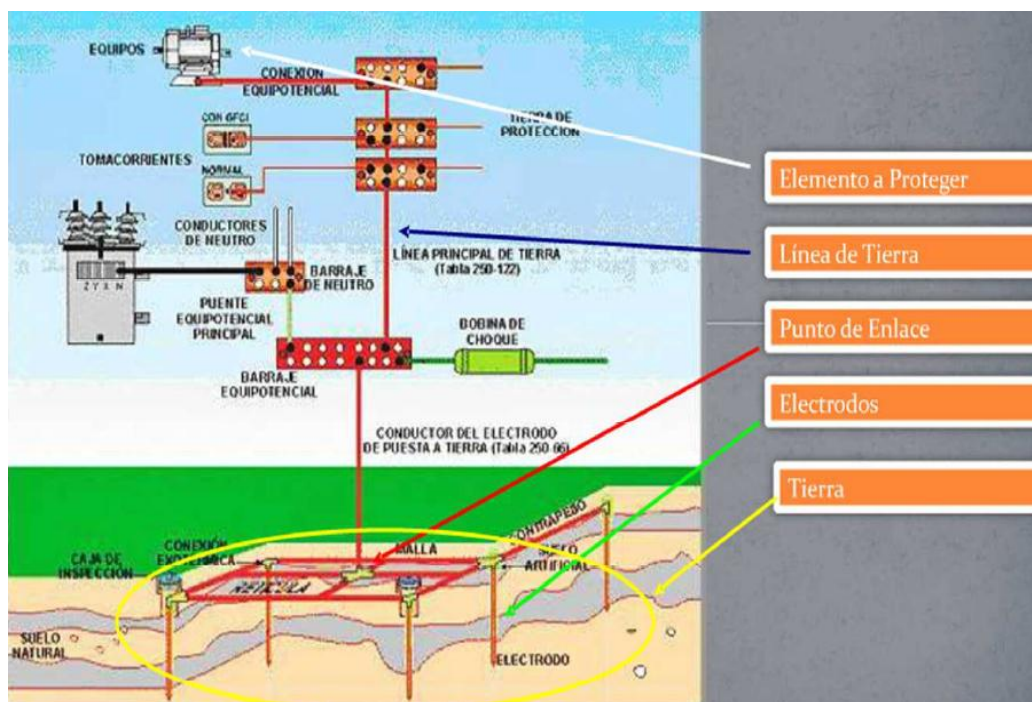
**6. Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC- 61000-5-2” (p. 72 - 73).**





**Gráfico 8 SPAT dedicadas e interconectadas.**

Fuente: NEC 10



**Gráfico 9 Sistema de puesta a tierra**

Fuente: Dep. de Fiscalización Emelnorte

### **2.18.1 Método para calcular la puesta a tierra**

Pomatoca Mauro., (2010), en su tesis Sistema Puesta a Tierra para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Escuela de Ingeniería Electrónica de la ESPOCH dice:

**“El factor más importante de la resistencia a tierra no es el electrodo en sí, sino la resistividad del suelo mismo, por ello es requisito conocerla para calcular y diseñar el sistema de puesta a tierra.**

**La resistividad del suelo es la propiedad que tiene este, para conducir electricidad. Los elementos que influyen son:**

- a) Naturaleza del terreno**
- b) Humedad**
- c) Temperatura**
- d) Salinidad**
- e) Estratigrafía**
- f) Variaciones estacionales y del medio ambiente**
- g) Compactación” (p. 18 - 22).**

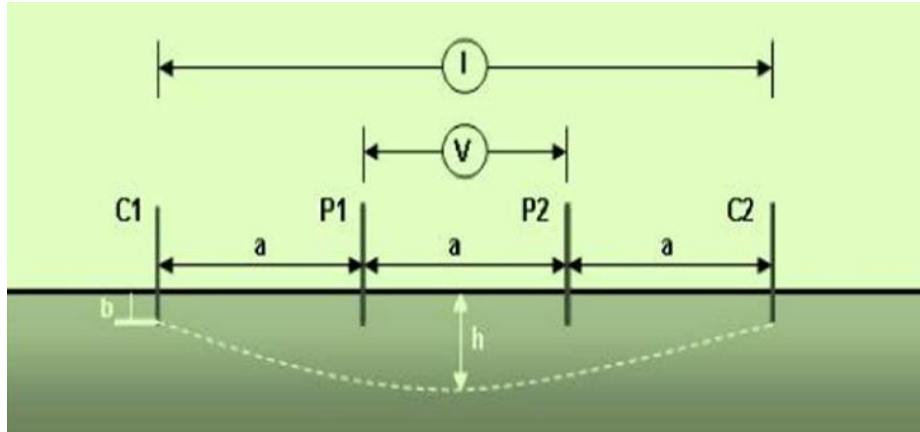
Tabla 22. Resistividad según el tipo de terreno

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD $\Omega - m$
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800

Fuente: Sistema Puesta a Tierra para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Escuela de Ingeniería Electrónica de la ESPOCH.

Para el cálculo de la resistividad aparente del terreno, el método más utilizado y seguro en la práctica es el instaurado por del Dr. Frank Wenner (1915), se lo describe a continuación:

Consiste en introducir cuatro electrodos o picas en el suelo con una profundidad mínima de 30 *cm* para obtener medidas fiables y cumplir con la relación; dispuestos en línea recta con la misma distancia  $\ll a \gg$  entre ellos y a una profundidad  $\ll b \gg$ , luego estos se conectan a los bornes del instrumento de medida denominado telurómetro o megger, mediante cables aislados respectivos.



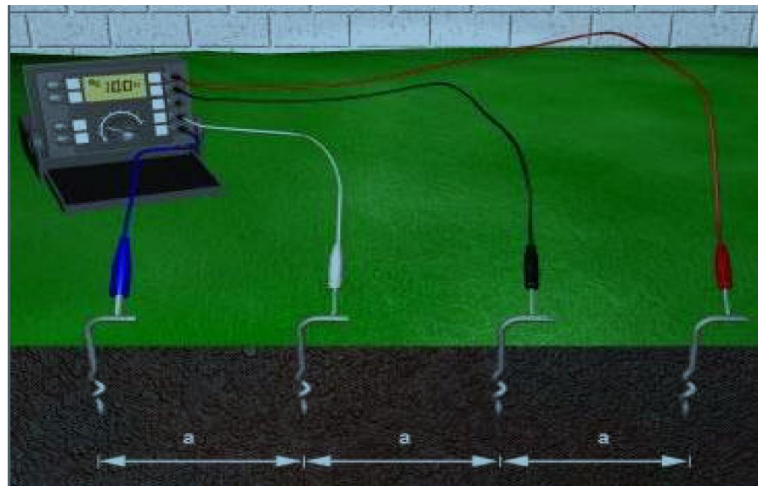
**Gráfico 10 Esquema de montaje por el método Wenner**

Fuente: Dep. Fiscalización Emelnorte

Dónde:

$h$  = Profundidad para la medida de la resistividad media

$a$  = Separación entre electrodos



**Gráfico 11 Equipo y conexiones método de Wenner**

Fuente: Dep. Fiscalización Emelnorte

Conocida la resistencia del terreno (lectura del telurómetro), se utiliza la siguiente expresión para encontrar la resistividad del suelo.

$$\rho = 2 * \pi * a * R \quad (23)$$

Dónde:

$\rho$  = Resistividad en ohmios por metro ( $\Omega/m$ ) a la profundidad  $\ll h \gg$

$a$  = Distancia de separación entre electrodos

$R$  = Lectura del telurómetro en ohmios ( $\Omega$ )

$\pi = 3,1415926\dots$

Si la resistividad calculada es la requerida en normas de la empresa suministradora de energía eléctrica, se procede a instalar el mallado de tierra, similar a la forma de medición realizada (4 electrodos conectados entre sí y dispuestos en línea recta), caso contrario se procede a reducir la resistividad del suelo, cambiándolo o mediante tratamiento químico o a su vez se diseña otro modelo de mallado, circular o cuadrado, aumentando el número de electrodos y que cubra un área mayor.

### 2.18.2 Determinación del calibre del conductor para el SPAT

Conocer de antemano, los datos de placa del transformador. Con estos valores se calcula la corriente de corto circuito y la sección del conductor.

$$Ill = \frac{kVA * 1000}{Vll * \sqrt{3}} \quad (24)$$

$$Icc = Ill * \frac{100}{\%Z} \quad (25)$$

$$A = I_{cc} * \sqrt{\frac{33 * s}{\log \left[ \frac{Tm - Ta}{234 + Ta} + 1 \right]}} \quad (26)$$

Dónde:

$A$  = Área ( $mm$ )

$Vll$  = Voltaje entre líneas

$Ill$  = Corriente máxima del transformador ( $A$ )

$I_{cc}$  = Corriente de corto circuito (A)

$s$  = Tiempo de falla (s)

$T_m$  = Temperatura máxima en los nodos de la malla (450° y 250 °C con amarre pernada)

$T_a$  = Temperatura ambiente (°C)

Con los resultados obtenidos, se verifica en las siguientes tablas:

Tabla 23. Conversión AWG a mm<sup>2</sup>

AWG	Ø [Pulg]	Ø [mm]	Ø [mm <sup>2</sup> ]	AWG	Ø [Pulg]	Ø [mm]	Ø [mm <sup>2</sup> ]
6/0 = 000000	0.580	14.73	170.30	18	0.0403	1.02	0.823
5/0 = 00000	0.517	13.12	135.10	19	0.0359	0.912	0.653
4/0 = 0000	0.460	11.7	107	20	0.0320	0.812	0.518
3/0 = 000	0.410	10.4	85.0	21	0.0285	0.723	0.410
2/0 = 00	0.365	9.26	67.4	22	0.0253	0.644	0.326
1/0 = 0	0.325	8.25	53.5	23	0.0226	0.573	0.258
1	0.289	7.35	42.4	24	0.0201	0.511	0.205
2	0.258	6.54	33.6	25	0.0179	0.455	0.162
3	0.229	5.83	26.7	26	0.0159	0.405	0.129
4	0.204	5.19	21.1	27	0.0142	0.361	0.102
5	0.182	4.62	16.8	28	0.0126	0.321	0.0810
6	0.162	4.11	13.3	29	0.0113	0.286	0.0642
7	0.144	3.66	10.5	30	0.0100	0.255	0.0509
8	0.128	3.26	8.36	31	0.00893	0.227	0.0404
9	0.114	2.91	6.63	32	0.00795	0.202	0.0320
10	0.102	2.59	5.26	33	0.00708	0.180	0.0254
11	0.0907	2.30	4.17	34	0.00631	0.160	0.0201
12	0.0808	2.05	3.31	35	0.00562	0.143	0.0160
13	0.0720	1.83	2.62	36	0.00500	0.127	0.0127
14	0.0641	1.63	2.08	37	0.00445	0.113	0.0100
15	0.0571	1.45	1.65	38	0.00397	0.101	0.00797
16	0.0508	1.29	1.31	39	0.00353	0.0897	0.00632
17	0.0453	1.15	1.04	40	0.00314	0.0799	0.00501

Fuente: Sistema Puesta a Tierra para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Escuela de Ingeniería Electrónica de la ESPOCH

Tabla 24. Corriente de falla en kilo amperios (kA) 60 Hz

Cable size, AWG	Nominal cross section, mm <sup>2</sup>	6 cycles (100 ms)	15 cycles (250 ms)	30 cycles (500 ms)	45 cycles (750 ms)	60 cycles (1 s)	180 cycles (3 s)
#2	33.63	31	19	14	11	9	5
#1	42.41	39	24	17	14	12	7
1/0	53.48	49	31	22	18	15	9
2/0	67.42	62	39	28	22	19	11
3/0	85.03	79	50	35	28	25	14
4/0	107.20	99	63	44	36	31	18
250 kcmil	126.65	117	74	52	43	37	21
350 kcmil	177.36	165	104	73	60	52	30

Fuente: Sistema Puesta a Tierra para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Escuela de Ingeniería Electrónica de la ESPOCH

Con este resultado, se procede al diseño de la malla basado en el estándar IEEE 80 2000 que debe cumplir ciertas características:

$R_g$  = Resistencia de la puesta a tierra

$A$  = Área de la malla de puesta a tierra

$L_1$  = Largo de la malla

$L_2$  = Ancho de la malla

$M_1$  = Número de conductores a lo largo

$M_2$  = Número de conductores a lo ancho

$D$  = Espaciamiento entre los conductores

$N$  = Número de electrodos tipo varilla

$L_v$  = Longitud de un electrodo tipo varilla

$h$  = Profundidad de enterramiento de la malla

Cumplidas estas características, se procede a realizar los cálculos:

a) Longitud de conductor horizontal

$$L_c = M_1 * L_1 + M_2 * L_2 \quad (27)$$

b) Longitud total del conductor

$$L_t = L_c + N * L_v \quad (28)$$

c) Resistencia de la puesta a tierra

$$R_g = \rho * \left[ \frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (29)$$

## **2.19 Acometida eléctrica y medición**

Codensa., (2010), en su documento Acometidas Eléctricas e Instalación de Medidores en Baja Tensión dice:

**“Se entiende por acometida, la parte de la instalación eléctrica que se construye desde las redes públicas de distribución hasta las instalaciones del usuario, y está conformada por los siguientes componentes:**

- a) Punto de alimentación**
- b) Conductores**
- c) Ductos**
- d) Tablero general de acometidas**
- e) Interruptor general**
- f) Armario de medidores” (p.2).**

Las acometidas eléctricas pueden ser:

- a) Aéreas
- b) Subterráneas
- c) Especiales

### **2.19.1 Cálculo de la acometida eléctrica**

Cálculo de la intensidad máxima admisible:

A partir de la potencia que alimenta la línea encontramos la intensidad que soportará la misma, con la siguiente ecuación:



$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\phi} \quad (2)$$

Dónde:

$P$  = Potencia del suministro ( $W$ )

$V$  = Tensión de servicio ( $V$ )

$\cos\phi$  = factor de potencia

Con el valor de la intensidad máxima admisible, procedemos a multiplicar por el factor de agrupamiento y factor de temperatura (Tablas 2 y 3):

$$I_c = I * fN * fT \quad (3)$$

El resultado de la intensidad admisible por sección, se verificar en tablas técnicas de conductores.

## **2.20 Estructuras de soporte**

Sirven de soporte para los conductores eléctricos, manteniéndolos a suficiente altura del piso y distancias entre sí, haciendo segura la funcionalidad de una red eléctrica. Las estructuras deben cumplir las normas técnicas y unidades de propiedad homologadas por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER).

### **2.20.1 Recomendaciones para el trazado - postes**

1. La distribución de los postes deberá mantener la mayor uniformidad posible en cuanto a su separación, con el objeto de cumplir con los niveles de iluminación establecidos.

2. Los postes, tensores y anclajes se ubicarán en sitios que garanticen la mayor seguridad y no interfieran con el tránsito vehicular o peatonal.

3. Los postes se ubicarán en las prolongaciones de las líneas divisorias de las propiedades, de no ser posible se colocará mínimo a 6 metros de la línea divisoria de los lotes.

4. La ruta de los circuitos primarios debe preverse por aquellas vías que permitan obtener las máximas separaciones a edificios, además deberán evitarse al mínimo los cruces sobre avenidas y calles principales.

5. Las estructuras de soporte de redes primarias angulares y de retención se montarán en postes de hormigón de 11 m x 500 kg.

6. Las estructuras de soporte de los circuitos secundarios deben considerarse en función de la división del suelo (lotes) la máxima aproximación al usuario de modo que las acometidas domiciliarias no sean demasiado largas.

7. En avenidas y cuando el ancho de la calzada supere los 12 m deben preverse circuitos secundarios de ambos lados de las vías.

8. Los centros de transformación se ubicarán preferentemente en estructuras tangentes sobre postes de hormigón de 11 m x 500 kg, evitando al máximo el montaje en estructuras angulares, terminales, sitios donde estén demasiado expuestos a impactos de vehículos, intersección de vías y acceso de vehículos a edificios. Y se instalarán en el centro de carga para el caso de una distribución uniforme de carga, caso contrario se ubicará lo más próximo a la carga más representativa.

## **2.21 Glosario de términos**

AIE: Agencia Internacional de la Energía

ANSI: Instituto Nacional Estadounidense de Estándares

BT: Baja Tensión

Bulones: Tornillos de tamaño relativamente grande

CEN: Código Eléctrico Nacional (Ecuador)

COAC: Cooperativa de Ahorro y Crédito

CPE: Código de Práctica Ecuatoriana

CT: Cámara de Transformación

Emelnorte S. A: Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.

EERSSA: Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

FDV: Factor de caída de voltaje

GAD: Gobierno Autónomo Descentralizado

GADMO: Gobierno Autónomo Descentralizado del Municipio de Otavalo

HP: Caballos de Fuerza

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional

IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos

I.M.E: Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

INEC: Instituto Nacional de Estadística y Censo

INEN: Instituto Nacional Ecuatoriano de Normalización

INHAMI: Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología

IRC: Índice de Reproducción Cromática

ISO: Organización Internacional de Normalización

kVA: kilo Voltamperios

kW: kilo Watts

LED: Diodo Emisor de Luz

MEER: Ministerio de Electricidad y Energías Renovables

MT: Media Tensión

NEC: Norma Ecuatoriana de la Construcción

NTC: Norma Técnica Colombiana

NTE: Norma Técnica Ecuatoriana

RPM: Revoluciones Por Minuto

STP: Sub Tablero Principal

SPAT: Sistema de Puesta a Tierra

SRI: Servicio de Rentas Internas

THD: Total Harmonic Distorsion

TTA: Tablero de Transferencia Automático

URE: Uso Racional de la Energía

VUE: Ventanilla Única Empresarial

## **CAPÍTULO III**

### **3 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **3.1 Tipo de investigación**

##### **3.1.1 Investigación tecnológica**

Fundamental para el conocimiento sobre el uso, aplicación y prácticas de tecnologías eficientes en el sector eléctrico. Evidenciado en la utilización de equipos sofisticados para la obtención de gráficas, parámetros, mediciones, etc., y para el diseño de planos eléctricos. Haciendo más fiable y sustentable el proyecto, logrando la efectividad del mismo.

##### **3.1.2 Investigación documental**

Fue el sustento para el desarrollo y profundización de la temática referente a: auditorías energéticas eléctricas, generación eléctrica de emergencia, diseño de redes eléctricas, montaje de transformadores y ahorro energético-económico. Argumentado con la búsqueda de información en fuentes bibliográficas como: libros, folletos, manuales, revistas, internet, tesis y criterios técnicos de profesionales en campo eléctrico.

##### **3.1.3 Investigación de campo**

La visita al cabildo reveló un panorama amplio y claro sobre la situación actual en el sistema eléctrico instalado; al recabar información visual y sobre

todo, la toma de mediciones. Avalados con los diferentes instrumentos, equipos y documentos. Permitiendo interpretar, predecir y dar soluciones a los inconvenientes eléctricos que se suscitan en el “GADMO”.

## **3.2 Métodos**

### **3.2.1 Método de observación científica**

Se examinó directamente las condiciones eléctricas del cabildo y conforme al cronograma planteado, se seleccionó toda la información requerida, y de esta manera, poder apreciar, ver y analizar situaciones determinantes para llevar a cabo el proyecto.

### **3.2.2 Método analítico - sintético**

El conocimiento de ciertas verdades, hechos o acontecimientos particulares, y el importe de datos estudiados, permitieron con mayor certeza demostrar la valía de las conclusiones y recomendaciones sugeridas.

### **3.2.3 Método inductivo - deductivo**

Basándose en el conocimiento de teorías referentes a ciertos equipos o cargas eléctricas, se plantearon soluciones verdaderas y no empíricas, comprometidas con el respaldo energético en emergencia, el uso racional y eficiente de la energía eléctrica, y el ahorro económico.

## **3.3 Técnicas e instrumentos**

Se efectuaron valoraciones en diversos sectores del tendido eléctrico y de la arquitectura, para determinar, alternativas de solución al proyecto. Todo esto a través del uso de pinza amperimétrica, voltímetro, luxómetro, telurómetro y analizadores de energía.

Durante el transcurso y desarrollo de las actividades se emplearon además: cuaderno de notas, cámara fotográfica, Microsoft office, AutoCAD y PQ log de Fluke.



## **CAPÍTULO IV**

### **4 PROPUESTAS, PROCESOS Y RESULTADOS**

Las propuestas del proyecto, encierran todo lo requerido actualmente en el “GADMO”: realizar una auditoría energética eléctrica y proponer el plan de ahorro energético, realizar el diseño de extensión de red trifásica con el respectivo dimensionamiento para montaje de un transformador y un sistema de generación eléctrica de emergencia a combustión interna con transferencia automática.

#### **4.1 Auditoria energética eléctrica en el “GADMO”**

El “GADMO”, tuvo a bien disponer y facilitar sus instalaciones para realizar inspecciones, y mediciones en el sistema eléctrico, necesarias para el desarrollo y ejecución de una auditoria energética eléctrica.

##### **4.1.1 Objetivo general - auditoría energética eléctrica en el “GADMO”**

Realizar una auditoría energética eléctrica en el “GADMO”, para ratificar o proponer cambios en el sistema eléctrico actual.

##### **4.1.2 Objetivos específicos - auditoría energética eléctrica en el “GADMO”**

a) Realizar una inspección visual en las inmediaciones del cabildo, identificando los potenciales cambios a instaurar en el sistema eléctrico.

b) Recabar información técnica basada en la medición de parámetros eléctricos.

c) Proponer el uso de tecnologías eficientes.

d) Generar conciencia en el uso racional y eficiente de la energía eléctrica.

e) Amenorar el gasto público, reflejado en la eliminación de facturas con alto consumo eléctrico.

#### **4.1.3 Justificación - auditoría energética eléctrica en el “GADMO”**

El uso racional y eficiente del suministro eléctrico, en la actualidad debe ser considerado una necesidad de conciencia mundial, y más aún en instituciones públicas, donde es desmedido y hasta cierto punto exagerado su uso.

Como ya se acotó anteriormente y basados en el decreto ejecutivo N° 1681, se determinó conjuntamente con las autoridades del “GADMO” implementar una auditoría energética eléctrica y cumplir a cabalidad los objetivos específicos de esta propuesta.

#### **4.1.4 Desarrollo de la propuesta - auditoría energética eléctrica en el “GADMO”**

##### **4.1.4.1 Vista de inspección**

El proyecto fue ejecutado con personal conformado por las siguientes personas:

a) Director del proyecto. (Ing. Ramiro Flores).

b) Egresados de la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico. (Jorge Benalcázar - Sergio Hinojosa).

c) Personal de la institución. (Lic. Roque Pinto).

#### **4.1.4.2 Visita a las instalaciones del “GADMO”**

##### **4.1.4.1.2. Ubicación de las instalaciones**

a) El cabildo está ubicado en el centro de la ciudad de Otavalo en la provincia de Imbabura - Ecuador, en la manzana comprendida entre las calles Gabriel García Moreno, Vicente Piedrahita, Simón Bolívar y Antonio José de Sucre.

b) Institución pública destinada a brindar servicios administrativos y de desarrollo urbano, teniendo como áreas de consumo eléctrico, todos sus despachos y/o dependencias.

c) Información general del “GADMO”:

1. Desconocimiento general de cuánto representa en términos económicos el consumir energía innecesariamente, reflejado en el funcionario municipal que carece del buen hábito en el uso racional de la energía eléctrica, constatado al activar equipos que no los usa correctamente, también al no desactivar luminarias y computadores durante las horas de receso.

2. Problemas técnicos:

El cabildo municipal del Cantón Otavalo desde su construcción en el año 1929 hasta la actualidad, carece de una planificación en el diseño y respectiva aplicación de planos eléctricos en la construcción antigua, dificultando así la inspección y mantenimiento de las instalaciones

eléctricas, sumado a esto, el desconocimiento y afán de suministrar energía por doquier. Afectando la arquitectura del lugar y desencadenando en el uso ineficiente de la energía eléctrica.

En cambio, en la construcción nueva el cabildo cuenta con sus respectivos planos eléctricos y circuitos ordenados, lo que facilita una inspección o mantenimiento cuando se lo requiera, pudiendo identificar fácilmente la distribución de circuitos.

El “GADMO” cuenta con un sistema eléctrico en media tensión MT (cámara de transformación 75 *kVA* conectado al circuito V3) y un transformador aéreo de 37½ *kVA* conectado al circuito V1, a continuación se los describe:

Tabla 25. Centros de transformación “GADMO”

<b>Transformador</b>	<b>Capacidad (<i>kVA</i>)</b>	<b>Voltaje (<i>kV – V</i>)</b>	<b>Instalación</b>
CT-1	75	13.8/220-127	Cámara de transformación
CT-2	37½	13.8/220-127	Transformador aéreo

Fuente: Los autores

Sistema eléctrico de bajo voltaje BT (circuitos internos de consumo), con cargas de diversos tipos, como se describen a continuación:

Tabla 26. Abastecimiento de cargas.

<b>Transformador</b>	<b>Abastece a</b>
CT-1 75 <i>kVA</i>	Construcción nueva (todas sus dependencias), iluminación de la fachada frontal y pretil municipal.
CT-2 37½ <i>kVA</i>	Construcción antigua (todas sus dependencias), Registro Civil, Farmacia Municipal.

Fuente: Los autores

En lo que concierne al sistema de iluminación, la entidad en algunos sectores de la construcción antigua no cuenta con la iluminación artificial suficiente, como por ejemplo: en la COAC del Municipio, en el Departamento de Contratación Pública, Departamento de Talento Humano y en la Sala de Consejo, también en pasillos y escaleras, además en el departamento de Participación Ciudadana y en la Dirección de Planificación se evidencia la incorrecta instalación de las luminarias, que están empotradas en forma escondida detrás de las vigas mermando el flujo luminoso en las áreas de trabajo, otros despachos en cambio usan innecesariamente la luz artificial al no aprovechar el diseño arquitectónico de sus ventanales (50% de la municipalidad).

Otro punto a considerar en la construcción antigua son los circuitos de iluminación en los despachos, que tienen un solo punto de activación/desactivación, y las zonas que no tienen trabajo frecuente las luminarias pasan encendidas durante toda la jornada laboral. Además que el 90% de luminarias son de sistema ineficiente T12 (2x40) y muchas luminarias en toda la edificación han dejado de funcionar.

Se constató además que el sistema eléctrico es conformado casi en su totalidad por circuitos mixtos (iluminación - fuerza) a excepción de la COAC del Municipio y Jefatura de Informática. Lo cual es anti técnico e incorrecto, debido a que se presentan perturbaciones en la red, ocasionando paulatinamente daños a los equipos conectados a ella. Por otro lado se observó tomacorrientes deteriorados en pasillos, Salón Máximo, Sala de Consejo, Departamento de Avalúos y Catastros y Archivo General; deben ser reemplazados por nuevas placas.

3. Problemas físicos: En la construcción antigua se evidenciaron instalaciones sobrepuestas realizadas por doquier, sin canaletas o ductería adecuada, constatando un deterioro inminente y afectando al diseño arquitectónico del lugar; partiendo desde el tablero principal de

distribución que está en deterioro constante sin una mínima protección contra agentes externos (grados de protección IP) y sin la debida señalética.

Existen varios centros de carga que no pueden ser ubicados fácilmente lo que dificulta hacer una revisión o dar mantenimiento cuando se suscita un daño.

Recopilada toda esta información se determinó proseguir hacia la mini auditoria energética eléctrica.

#### **4.1.4.3 Mini auditoria energética eléctrica en el “GADMO”**

Realizada considerando los siguientes puntos:

##### **4.1.4.2.1. Análisis de gráficos de consumo eléctrico en el “GADMO”**

Analizando las planillas de cobro por concepto de energía eléctrica consumida, emitidas por Emelnorte S.A. se obtuvo las gráficas respectivas en *kWh/mes* y en *dólares/mes* del “GADMO”, que corresponden a los siguientes medidores:

Tabla 27. Medidores de energía.

<b>Medidor/Ubicación</b>	<b>Número</b>
CT1 ( Calles: García Moreno y Bolívar)	T47133-ELS-OO
Transformador aéreo (Calles: Piedrahita y Bolívar)	M36818-ABB-OO

Fuente: Los autores

Tabla 28. Historial de facturaciones medidor T47133-ELS-OO

Fecha facturación	Demanda facturada (kW)	Consumo (kW)	Valor USD
jun-13	29	7140	610,61
may-13	28	6854	595,88
abr-13	29	6569	573,06
mar-13	27	7140	605,54
feb-13	28	7140	615,95
ene-13	28	8160	692,88
dic-12	26	6406	562,01
nov-12	25	6120	535,6
oct-12	26	7058	972,51
sep-12	25	6487	552,44
ago-12	24	6609	560,19
jul-12	26	6936	595,89

Fuente: Los autores

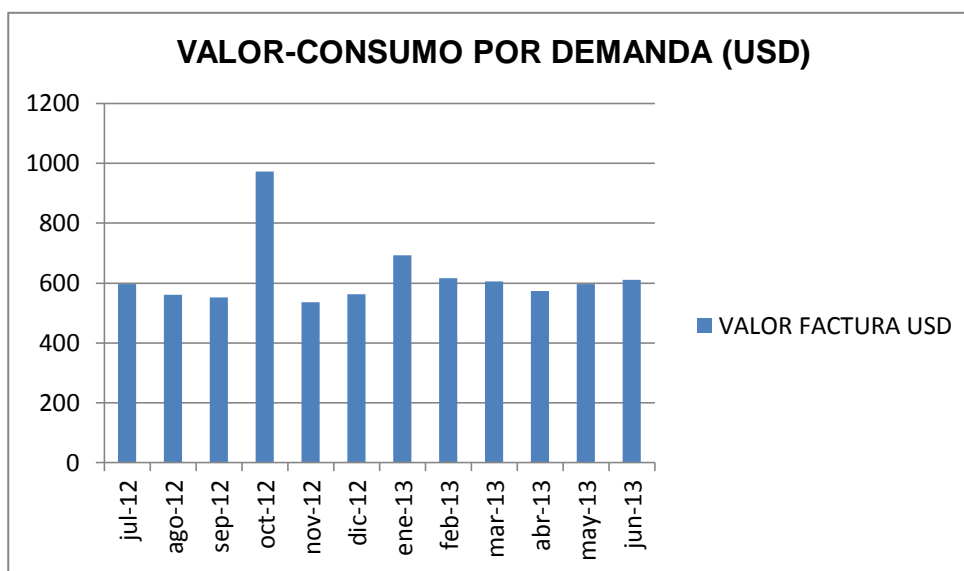
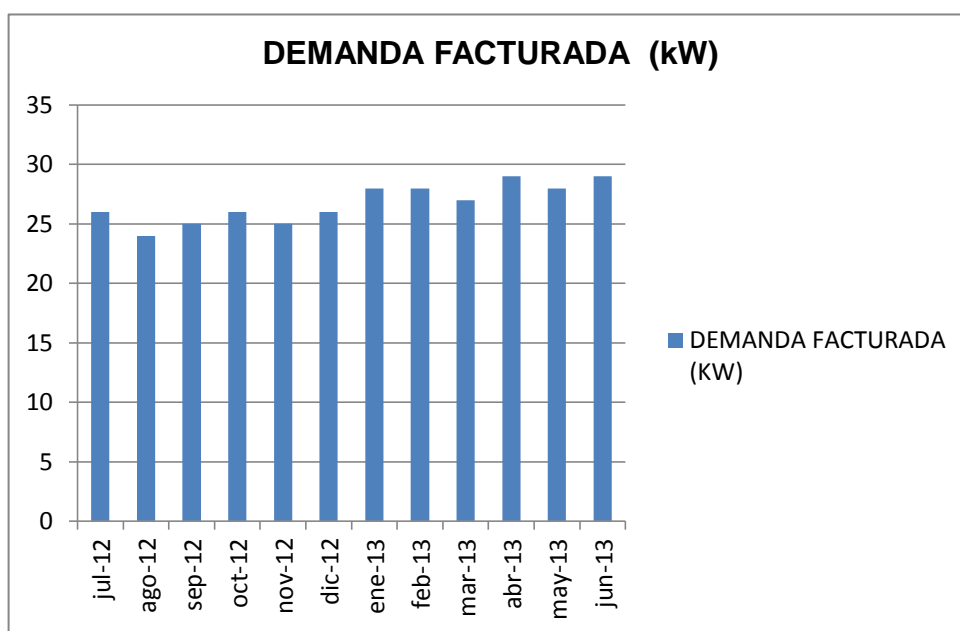


Gráfico 12 Valor-Consumo por demanda USD medidor T47133-ELS-OO

Fuente: Los autores



**Gráfico 13 Demanda facturada medidor T47133-ELS-OO**

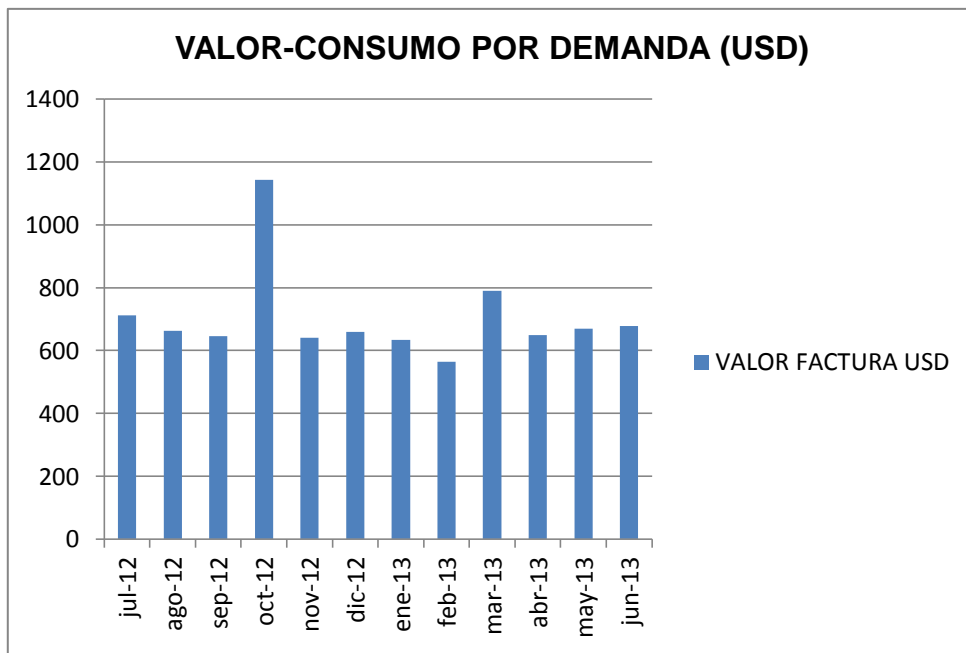
Fuente: Los autores

**Tabla 29. Historial de facturaciones medidor M36818-ABB-OO**

Fecha facturación	Demanda facturada (kW)	Consumo (kW)	Valor USD
jun-13	31	7948	677,83
may-13	29	7936	669,1
abr-13	30	7680	649,29
mar-13	29	8548	789,31
feb-13	27	6644	563,78
ene-13	29	7334	634,54
dic-12	27	7410	659,13
nov-12	28	7432	640,32
oct-12	28	8268	1143,24
sep-12	28	7708	646,49
ago-12	28	7905	662,96
jul-12	28	8535	711,74

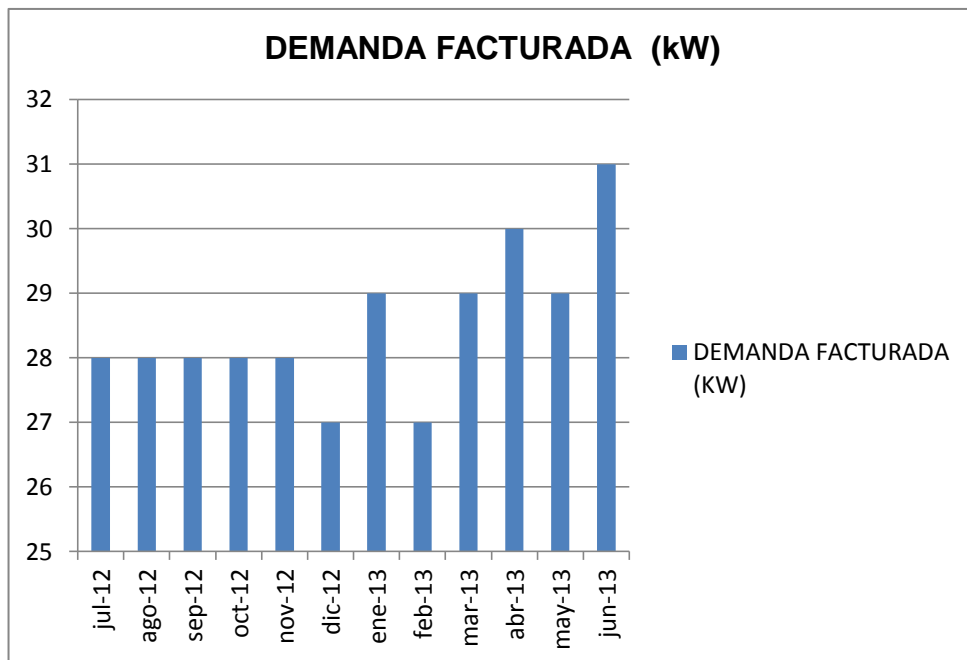
Fuente: Los autores





**Gráfico 14 Valor-Consumo por demanda USD medidor M36818-ABB-OO**

Fuente: Los autores



**Gráfico 15 Demanda facturada medidor M36818-ABB-OO**

Fuente: Los autores

Analizados los gráficos de consumo eléctrico del medidor T47133-ELS-OO se observó que el valor máximo facturado en *dólares/mes* por demanda consumida sucedió en el mes de octubre del año 2012, debido a que en este mes, el tiempo de demanda es mayor por motivo de festividades de cantonización. De otro modo en abril y junio del 2013 la demanda es mayor pero con un tiempo de utilización menor, por lo que el pago en dólares se reduce.

Lo mismo sucede al analizar los parámetros del medidor M36818-ABB-OO, arrojando datos con similitud en este aspecto.

En conclusión, el valor facturado en dólares por demanda consumida depende del tiempo de utilización de la misma.

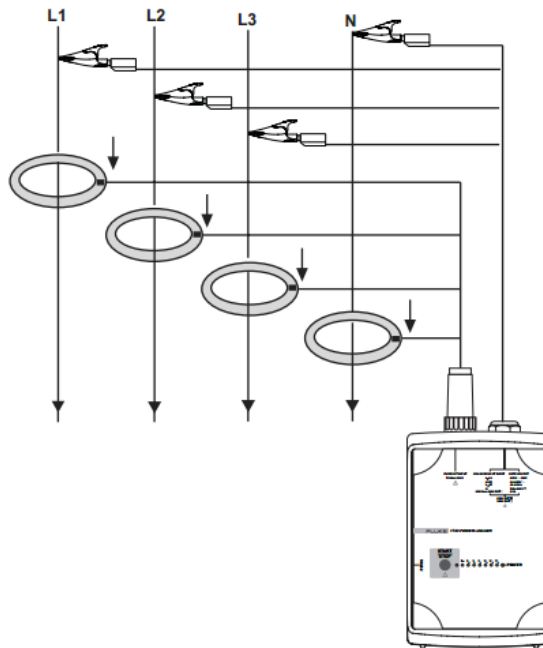
#### **4.1.4.2.2. Diagramas unifilares y planos eléctricos**

1. Se realizó el levantamiento del diagrama unifilar de barra, para determinar la ubicación de tableros, subtableros y sus derivaciones hacia los centros de carga del “GADMO”. (Ver anexo # 02)

2. Además, se hizo el levantamiento del diagrama unifilar de los circuitos de iluminación y fuerza que se encuentran distribuidos de la siguiente manera: (Ver anexo # 03)

#### **4.1.4.2.3. Levantamiento de mediciones en el “GADMO”**

Se procedió a instalar un analizador de energía (Fluke 1744/1743) en cada transformador, logrando obtener las respectivas curvas de carga del sistema y datos certeros de los parámetros eléctricos para su posterior análisis.



**Gráfico 16 Demanda facturada medidor M36818-ABB-OO**

Fuente: Datasheet Fluke 1744



**Gráfico 17 Demanda facturada medidor M36818-ABB-OO**

Fuente: Los autores

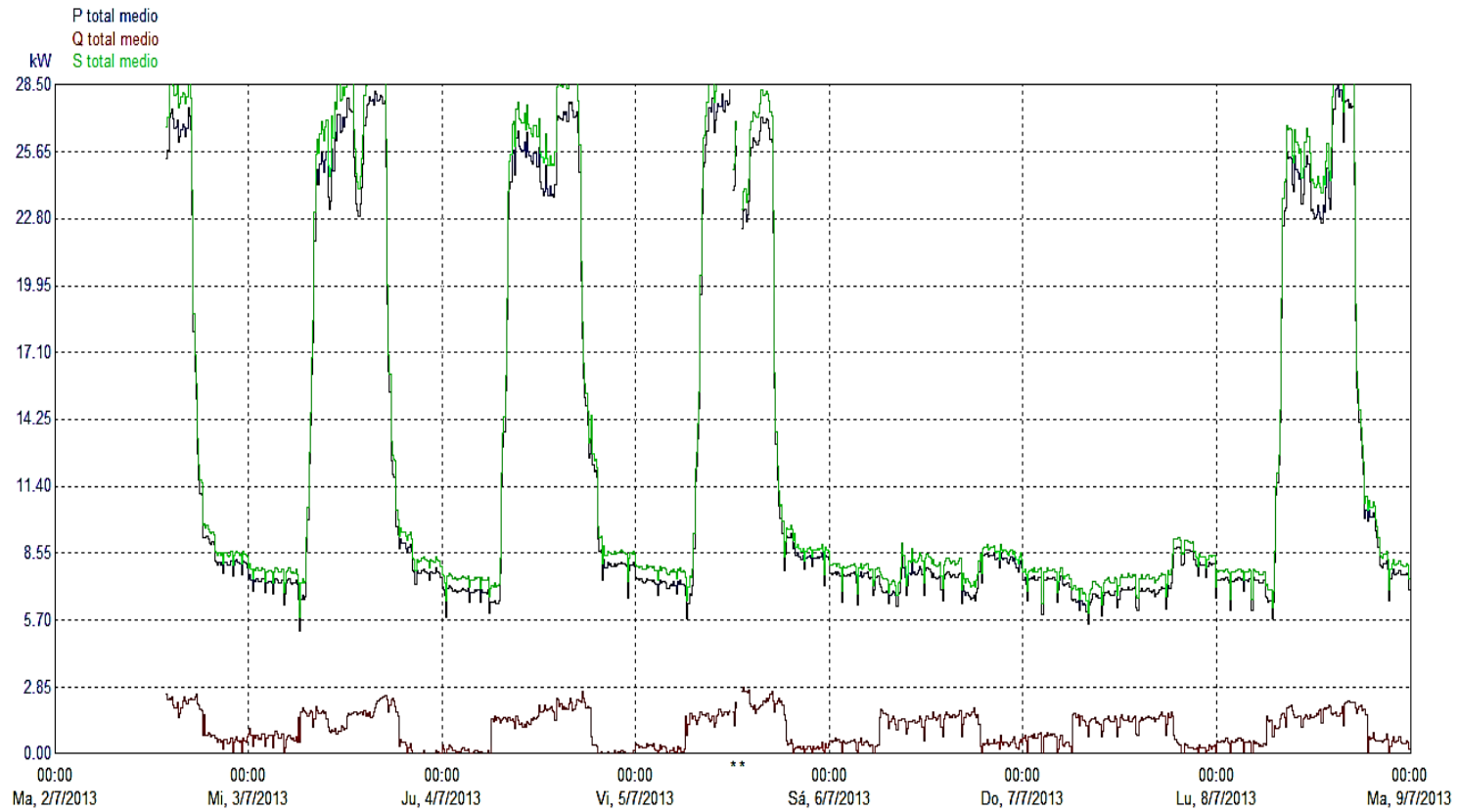


**Gráfico 18 Conexión en transformador de 75 kVA**

Fuente: Los autores

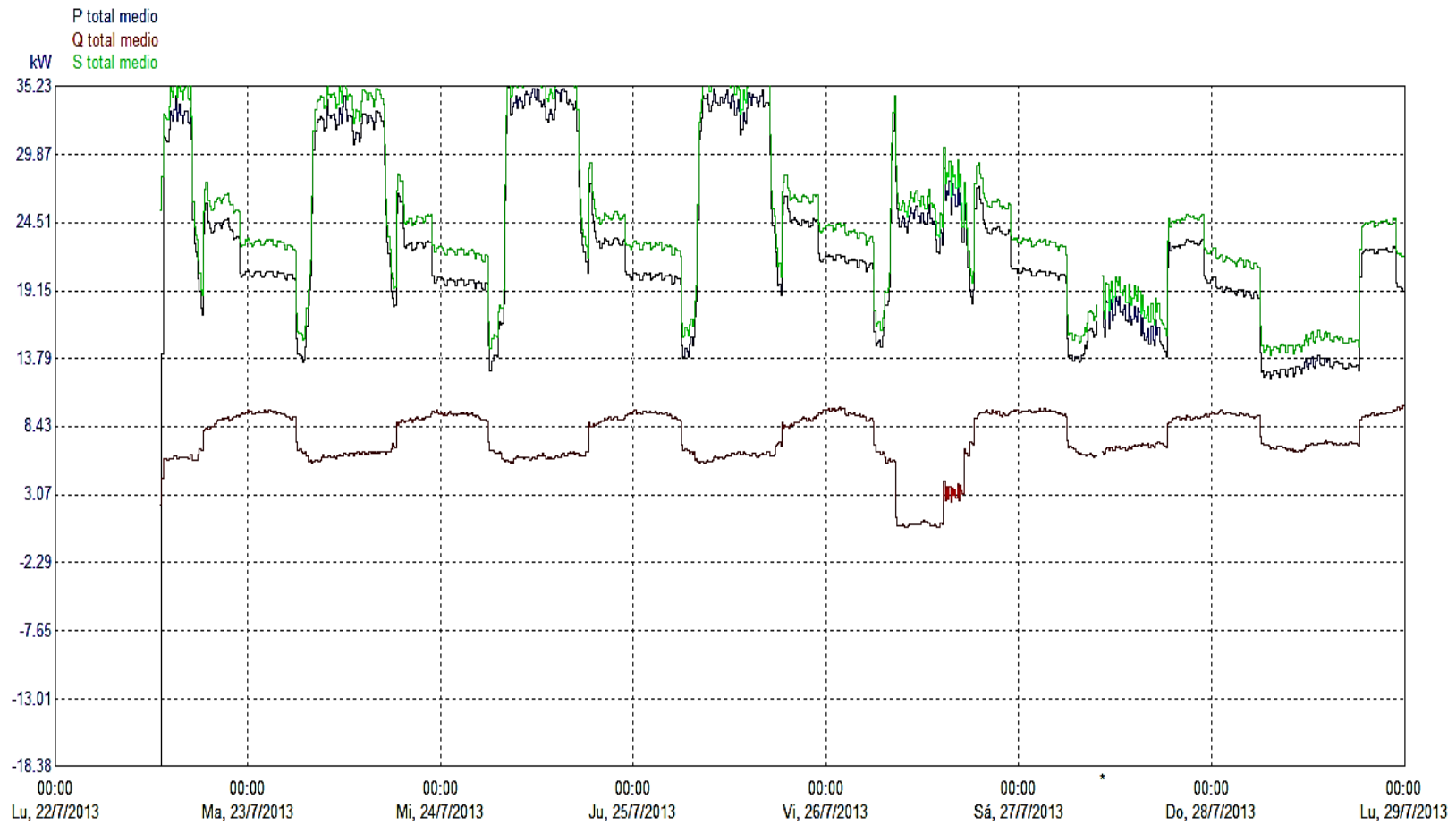
El analizador de energía se instaló en los dos transformadores y permaneció tomando y guardando datos cada 10 min. Desde el 2 de julio hasta el 10 de julio del 2013 en el transformador de 37 ½ kVA y desde el 22 al 29 del mismo mes en el transformador de 75 kVA. Se desprendieron las gráficas y datos siguientes:

a) Curvas de carga en cada transformador:



**Gráfico 19 Transformador de 37½ kVA Potencias**

Fuente: Analizador de energía Fluke 1744



**Gráfico 20 Transformador de 75 kVA Potencias**

Fuente: Analizador de energía Fluke 1744

b) Consumos máximos y mínimos de cada transformador.

Tabla 30. Consumos máximos y mínimos, transformador de 37½ kVA

<b>Del 02/07/2013 Al 11/07/2013</b>	<b>Día</b>	<b>Fecha</b>	<b>P (kW)</b>	<b>Q (kVAR)</b>	<b>S (kVA)</b>	<b>fp</b>
MAX.	Vie.	05/07/13	29,02	3,10	30,27	1
MIN.	Vie.	05/07/13	4,53	-1,60	5,17	0
10 horas laborables	Vie.	05/07/13	25,75	1,94	26,99	1

Fuente: Los autores

Tabla 31. Consumos máximos y mínimos, transformador de 75 kVA

<b>Del 22/07/2013 Al 29/07/2013</b>	<b>Día</b>	<b>Fecha</b>	<b>P (kW)</b>	<b>Q (kVAR)</b>	<b>S (kVA)</b>	<b>fp</b>
MAX.	Lun.	29/07/13	37,97	11,45	39,53	0,999
MIN.	Lun.	29/07/13	-18,37	2,88	13,47	0,758
10 horas laborables	Lun.	29/07/13	34,15	4,901	35,87	0,99

Fuente: Los autores

c) Corrientes máximas y mínimas por línea en cada transformador.

Tabla 32. Corrientes transformador 37½ kVA

<b>Trans. 37½ kVA</b>	<b>I<sub>max.</sub> (A)</b>	<b>I<sub>min.</sub> (A)</b>	<b>I<sub>prom.</sub> (A) 10 horas lab.</b>
L1	129,43	16,65	111,91
L2	131,8	24,23	115,49

Fuente: Los autores

Tabla 33. Corrientes transformador 75 *kVA*

<b>Trans. 75 <i>kVA</i></b>	<b><i>I</i><sub>max.</sub> (A)</b>	<b><i>I</i><sub>min.</sub> (A)</b>	<b><i>I</i><sub>prom.</sub> (A) 10 horas lab.</b>
L1	105,95	33,7	87,27
L2	141,61	44,43	122,94
L3	72,02	25,06	65,26

Fuente: Los autores

Cabe destacar que no se tomó en cuenta caída y subida de voltaje, “no superan los límites establecidos por Emelnorte S.A.  $\pm 8\%$  para el perímetro urbano de un voltaje nominal de 220/127 voltios”, también se observó que el factor de potencia durante toda la jornada laboral está por sobre los 0,95 mínimos permisibles por la empresa eléctrica, lo cual hace que no sea necesario compensar este parámetro, en cambio, existe un factor de potencia bajo, pero este es en horas de la madrugada y durante este tiempo el municipio no está consumiendo energía eléctrica y este factor es producido por energía remanente en los circuitos al no contar con un SPAT adecuadamente calculado y diseñado. El analizador también fue utilizado para tener un informe visual de armónicos.

Toledo Norman., (2014), en su curso Calidad de Energía dice:

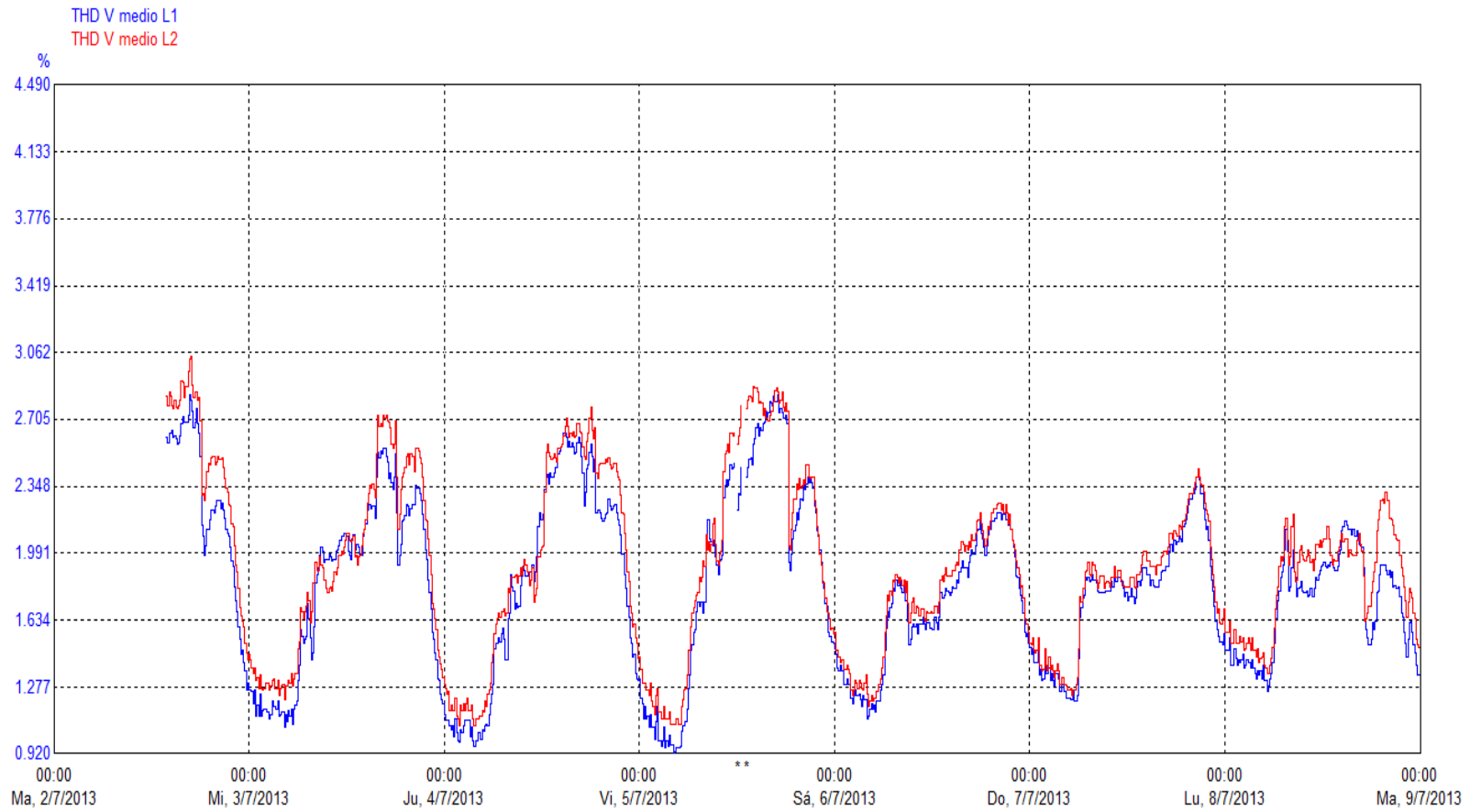
“Armónicos.- Son voltajes o corrientes sinusoidales que tienen frecuencia múltiple a la fundamental (distorsión de la onda)” (p. 6).

Esto desencadena en: Esfuerzos en el aislamiento debido a los efectos de voltaje, esfuerzos térmicos debido al flujo de corriente, trastornos en la carga.

El analizador desprendió las siguientes gráficas de armónicos:

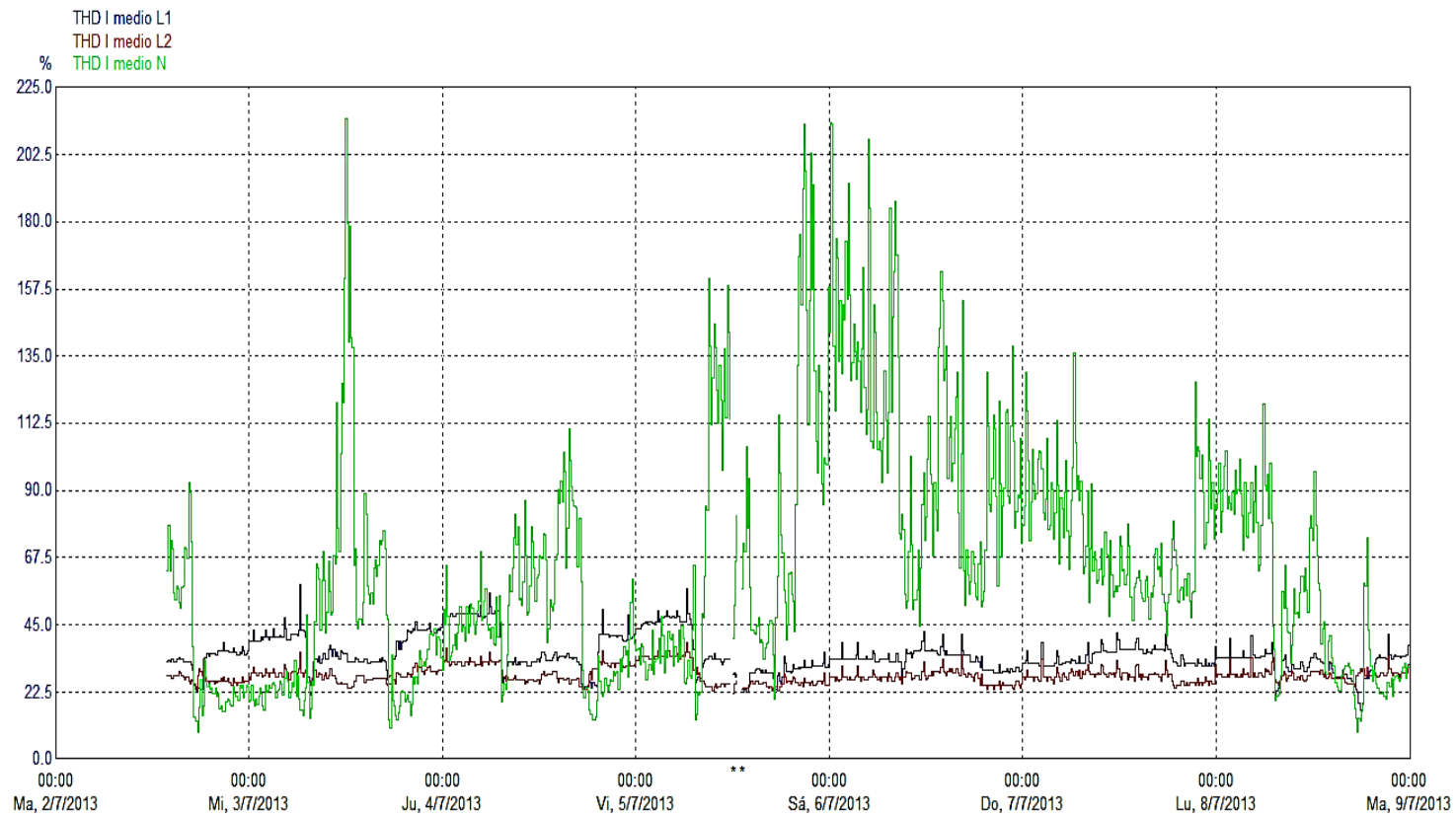






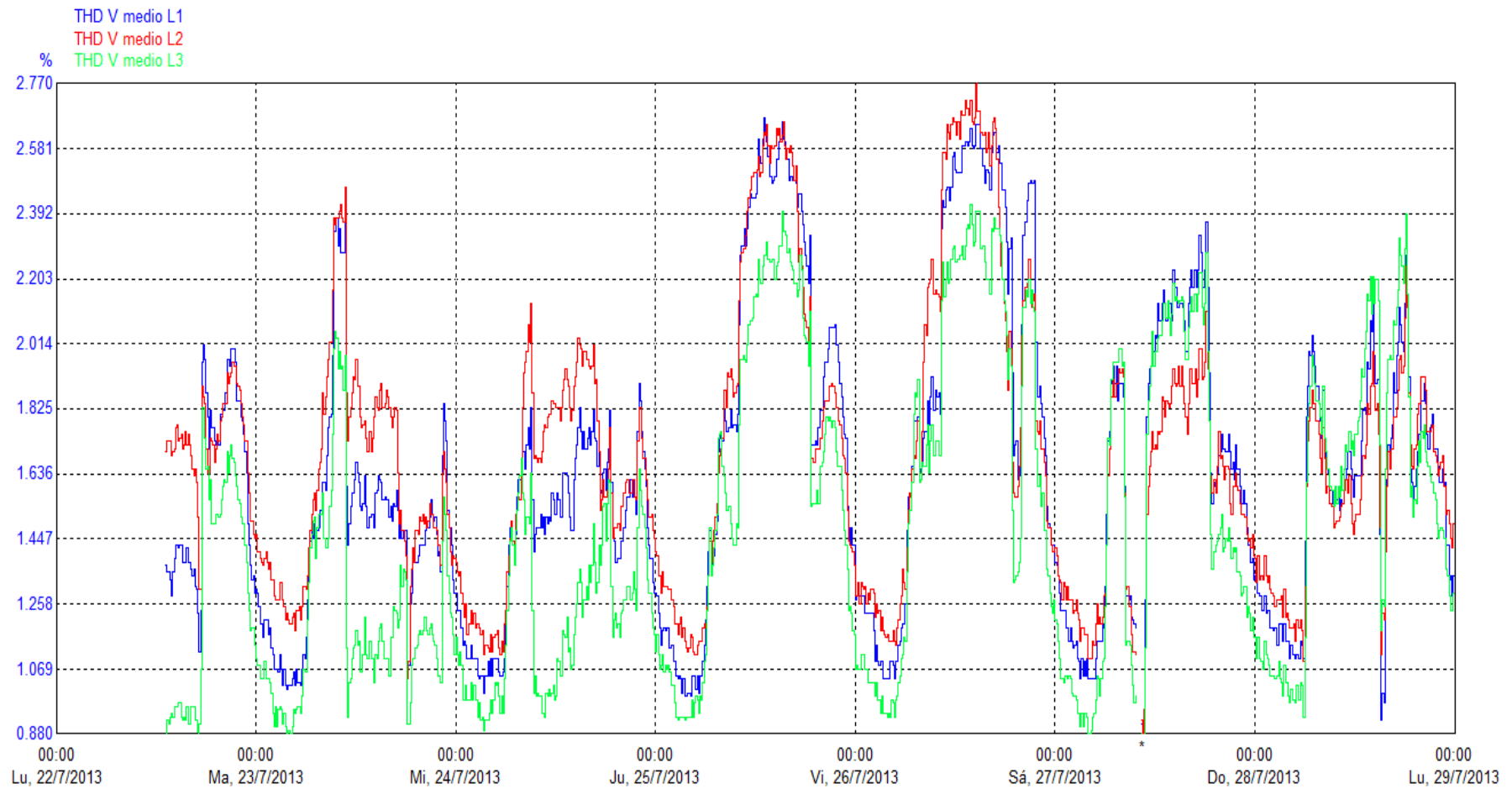
**Gráfico 21. Transformador de 37½ kVA THD V**

Fuente: Analizador de energía Fluke 1744



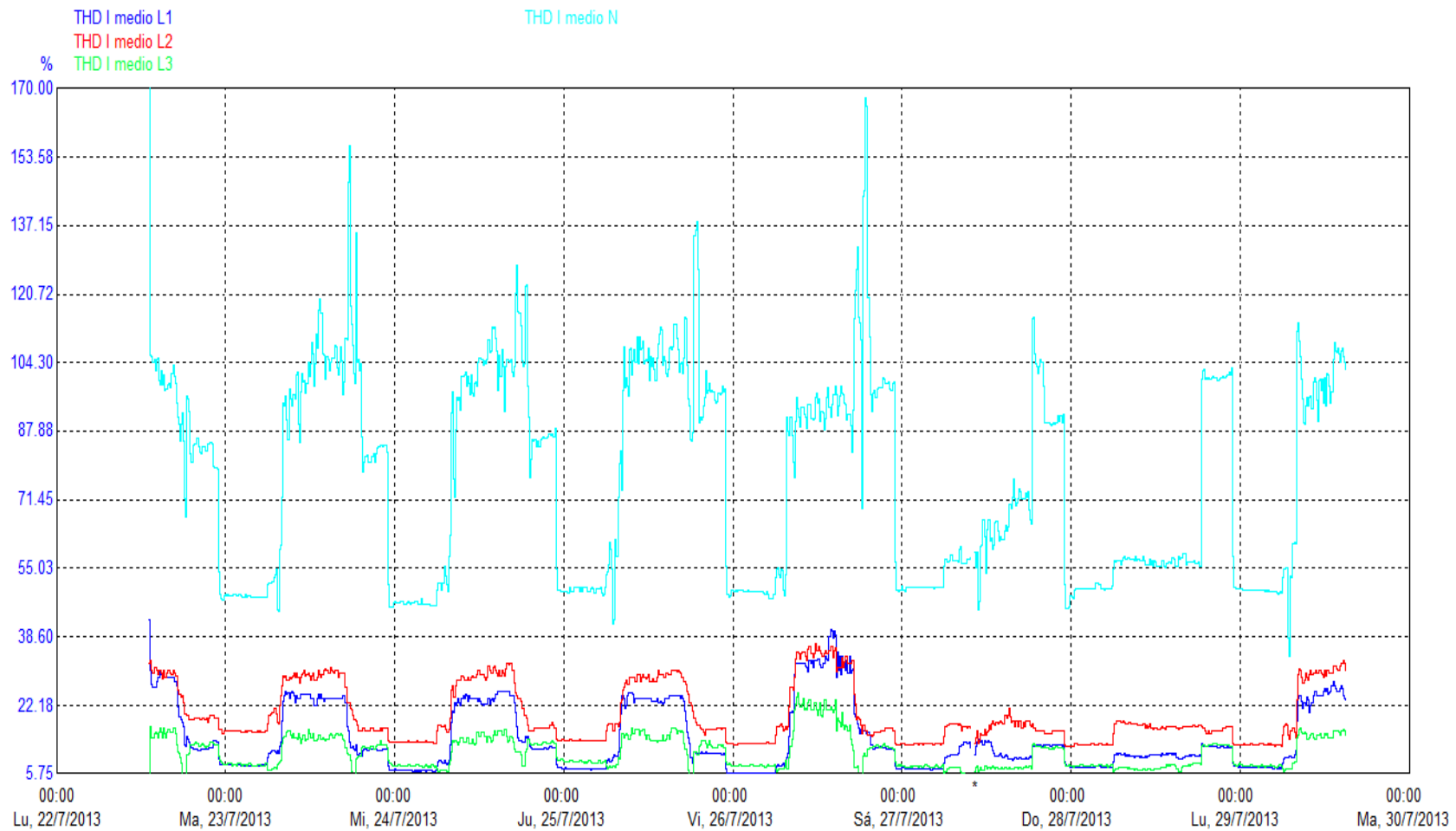
**Gráfico 22. Transformador de 37½ kVA THD I**

Fuente: Analizador de energía Fluke 1744



**Gráfico 23. Transformador de 75 kVA THD V**

Fuente: Analizador de energía Fluke 1744



**Gráfico 24. Transformador de 75 kVA THD I**

Fuente: Analizador de energía Fluke 1744

Interpretando las gráficas anteriores, se puede observar claramente que el  $THD V$  (Distorsión Total de Armónicos en voltaje) no supera el 3% del límite de regulación establecido por norma general, y no afecta a la carga instalada, pero el  $THD I$  (Distorsión Total de Armónicos en corriente) tiene valores de hasta un 65% (transformador de 37,5 kVA) y de hasta un 40% (transformador de 75 kVA), todo esto debido a que la mayoría de cargas del cabildo no son lineales (equipos fluorescentes y de ofimática); el flujo de intensidades armónicas a través de las impedancias de la instalación genera armónicos de voltaje, que deforman el voltaje de alimentación (la onda sinusoidal).

Además porque los subtableros con cargas críticas no tienen una conexión directa con la fuente o tablero principal y porque el calibre y longitud de los conductores, especialmente del neutro no son dimensionados en base a este problema.

Hay que prestar especial atención en el cálculo de la sección y la protección del neutro, ya que transporta la suma de corrientes armónicas de tercer rango de las tres fases, lo que implica un riesgo de calentamiento de la protección y conductor.

En resumen, la impedancia de la carga es mayor si la fuente es pequeña (kVA) y viceversa, lo cual se refleja en la posibilidad o no de atenuar este defecto.

$$THD V \approx V(\text{inducido perturbado}) = I(\text{perturbada}) * Z(\text{constante}) \quad (30)$$

Para conclusión de la mini auditoria energética eléctrica se determinó la carga instalada (levantamiento de datos en campo) con el fin de conocer una relación con las curvas de carga de las mediciones efectuadas.

d) Carga instalada por sectores y corriente medida en cada circuito.

Tabla 34. Carga instalada construcción antigua

<b>TÉC. CONST. – DIR. CONTROL - COMISARÍA MUNICIPAL</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	P. TOTAL (W)
Luminarias 2X40	96	20	1920
Focos Incandescentes	100	9	900
Computador	350	8	2800
Radio	80	2	160
Cafetera	1000	1	1000
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			6780
<b>PART. CIUDADANA - DIALOGO INTERCULTURAL</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	P. TOTAL (W)
Luminarias 2X40	96	20	1920
Computador	350	7	2450
TV	115	2	230
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			4600
<b>JEFATURA DE INFORMÁTICA</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	(W)
Luminarias 2X40	96	10	960
Computador	350	4	1400
Aire acondicionado	1200	4	4800
Rack	1000	1	1000
Focos incandescentes	100	7	700
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			8860

Tabla 34. Carga instalada construcción antigua

<b>DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	(W)
Luminarias 2X40	96	37	3552
Computador	350	26	9100
Focos ahorradores	25	49	1225
Plotter	600	1	600
Dicroicos	25	10	250
Cafetera	1000	1	1000
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			15727
<b>COAC. MUNICIPIO</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	(W)
Luminarias 2X40	96	3	288
Computador	350	3	1050
TV	115	1	115
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			1338
<b>DEP. JURÍDICO</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	(W)
Luminarias 2X40	96	12	1152
Computador	350	4	1400
Radio	80	1	80
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			2552
<b>PARTICIPACIÓN CIUDADANA RURAL</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	(W)
Luminarias 2X40	96	4	384
Computador	350	4	1400
Cafetera	1000	1	1000
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			2784



Tabla 34. Carga instalada construcción antigua

<b>CONTRATACIÓN PÚBLICA</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	(W)
Luminarias 3X32	58	4	232
Computador	350	3	1050
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			1282
<b>BODEGA ACTIVOS FIJOS</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	(W)
Luminarias 2X40	96	16	1536
Computador	350	2	700
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			2236
<b>JUNTA CANTONAL</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	P. TOTAL (W)
Luminarias 2X40	96	8	768
Computador	350	4	1400
TV	115	1	115
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			2283
<b>ARCHIVO GENERAL</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	P. TOTAL (W)
Luminarias 2X40	96	11	1056
Computador	350	2	700
Cafetera	1000	1	1000
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			2756
<b>DEP. PROM. SOCIAL Y DE PATRIMONIO</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	P. TOTAL (W)
Luminarias 2X40	96	25	2400
Computador	350	14	4900
Cafetera	1000	4	4000
Radio	80	2	160
Focos	100	3	300
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			11760

Tabla 34. Carga instalada construcción antigua

<b>DIRECCIÓN AVALÚOS Y CATASTROS</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	(W)
Luminarias 3X32	58	30	1740
Computador	350	17	5950
Cafetera	1000	1	1000
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			8690

<b>REGISTRO CIVIL</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	P. TOTAL(W)
Luminarias 2X40	96	9	864
Computador	350	6	2100
Cafetera	1000	1	1000
Fotocopiadora	1000	1	1000
Focos	100	1	100
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			5064

<b>DIRECCIÓN AGUA POTABLE</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	(W)
Luminarias 2X40	96	26	2496
Computador	350	8	2800
Cafetera	1000	1	1000
Sanduchera	800	1	800
Radio	80	1	80
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			7176

<b>FARMACIA MUNICIPAL</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	P. TOTAL (W)
Luminarias 2X40	96	4	384
Computador	350	1	350
Focos	100	1	100
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			834

Tabla 34. Carga instalada construcción antigua

<b>SEC. PRESIDENCIA - SALÓN MÁXIMO - SEC. ALCALDÍA</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	P. TOTAL (W)
Luminarias 2X40	96	1	96
Computador	350	5	1750
TV	115	1	115
Cafetera	1000	1	1000
Microondas	900	1	900
Focos	100	23	2300
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			6161

<b>DEP. HIGIENE-COORDINACIÓN DE TRANSPORTE</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	(W)
Luminarias 2X40	96	16	1536
Computador	350	14	4900
Focos	100	3	300
TV	115	1	115
Aspiradora	700	1	700
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			7551

Fuente: Los autores

Tabla 35. Carga instalada construcción nueva

<b>VENTANILLA ÚNICA - SRI</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	P. TOTAL (W)
Luminarias 2X40	96	4	384
Computador	350	11	3850
Focos Ahorradores	25	61	1525
TV	115	1	115
Radio	80	1	80
Cafetera	1000	2	2000
Secador de manos	1600	1	1600
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			9554
<b>DIREC. FINANCIERA - TOPOGRAFÍA - VENTANILLAS</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	(W)
Luminarias 3X32	58	62	3596
Computador	350	35	12250
Focos ahorradores	25	15	375
TV	115	3	345
Dicroicos	25	14	350
Cafetera	1000	4	4000
Reflectores	250	4	1000
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			21916
<b>FACHADA</b>			
DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	CANT.	(W)
Reflectores	500	8	4000
Lámparas LED	48	16	768
POTENCIA INSTALADA EN DEPENDENCIA			4768

Fuente: Los autores

d) Mediciones de corriente en circuitos

Tabla 36. Mediciones de corriente en circuitos construcción antigua

Centro de carga	Dependencia	Tipo de circuito	Long. (m)	Corriente (A)	Protección (A)	Calibre (AWG)
CC1.8	TEC. CONSTRUCCIONES	MIXTO	25	4	20	12
		MIXTO	20	3	20	12
		MIXTO	30	1,5	20	12
CC1.7	PART. CIUDADANA	ILUMINACION	30	2	30	12
		MIXTO	40	3	30	12
		MIXTO	20	3,1	30	12
CC1.6	JEFATURA INFORMATICA	CARGA ESPECIAL	25	6	20	10
		FUERZA	30	4	30	10
		ILUMINACION	35	5	15	12
CC1.5	DIREC. PLANIFICACION	MIXTO	50	4	40	12
		MIXTO	40	3	20	12
		MIXTO	70	5	30	12

Centro de carga	Dependencia	Tipo de circuito	Long. (m)	Corriente (A)	Protección (A)	calibre (AWG)
CC1.4	COAC MUNICIPIO	MIXTO	25	12	32	10
		FUERZA	35	1,8	20	14
		ILUMINACION	40	4	32	10
		MIXTO	40	10	32	6
		MIXTO	50	5	32	6
CC1.3	HALL ENTRADA PRINCIPAL	SIN CARGA	0	0	20	12
		SIN CARGA	0	0	20	12
		SIN CARGA	0	0	20	12
		SIN CARGA	0	0	20	12
CC1.9	PART. CIUDADANA RURAL	MIXTO	50	3	30	10
		MIXTO	50	5	20	10
CC1.2	JUNTA CANTONAL	MIXTO	30	0,9	40	8
		MIXTO	50	15	40	8
		MIXTO	40	5,5	32	10
		MIXTO	40	1	32	10

Tabla 36. Mediciones de corriente en circuitos construcción antigua

Centro de carga	Dependencia	Tipo de circuito	Long. (m)	Corriente (A)	Protección (A)	Calibre (AWG)
CC1.1	AVALUOS Y CATASTROS	MIXTO	25	2	32	10
		MIXTO	40	11,5	32	10
		MIXTO	35	5,1	32	10
		MIXTO	50	3	32	10
		MIXTO	60	2,5	32	10
		MIXTO	70	3	32	10
		MIXTO	70	0	32	10
		MIXTO	80	1,8	50	8
		MIXTO	80	2,2	32	10
		MIXTO	60	2	50	8
		SIN CARGA	0	0	32	0
		SIN CARGA	0	0	32	0
		SIN CARGA	0	0	32	0
		MIXTO	80	0	50	8
		MIXTO	90	25	50	8
		MIXTO	25	4	32	8
		SIN CARGA	0	6	50	0

Centro de carga	Dependencia	Tipo de circuito	Long. (m)	Corriente (A)	Protección (A)	Calibre (AWG)
CC1.1.1	DIREC. AGUA POTABLE	SIN CARGA	0	0	20	0
		SIN CARGA	0	0	20	0
CC1.10	DEP. HIGIENE	MIXTO	30	2	20	12
		MIXTO	40	3	20	12
		MIXTO	40	5	20	12

Fuente: Los autores

Tabla 37. Mediciones de corriente en circuitos construcción nueva

Centro de carga	Dependencia	Tipo de circuito	Long. (m)	Corriente (A)	Protección (A)	Calibre (AWG)
CC7	SRI	ILUMINACION	15	1,7	30	10
		ILUMINACION	15	3,05	20	12
		FUERZA	20	3	20	12
		FUERZA	25	1,5	30	12
CC1	VUE	FUERZA	15	3	20	12
		FUERZA	25	4,53	20	12
		FUERZA	12	3,8	20	12
		ILUMINACION	50	12	30	12
CC2	BAÑOS CORREDOR	ILUMINACION	25	0	20	12
		ILUMINACION	25	0	20	12
CC4	MODULOS	ILUMINACION	30	3,2	20	12
		FUERZA	25	4	32	10
		FUERZA	15	5	32	10
		ILUMINACION	20	2	20	12
CC5	VENTANILLAS	FUERZA	15	2,5	20	12
		FUERZA	20	3,8	32	10
		ILUMINACION	25	3	32	10

Centro de carga	Dependencia	Tipo de circuito	Long. (m)	Corriente (A)	Protección (A)	Calibre (AWG)
CC6	BAÑOS TESORERIA	ILUMINACION	20	2,3	20	12
		FUERZA	20	2,2	32	10
		FUERZA	25	5,2	20	12
		ILUMINACION	20	3,7	32	10
CC8	DIREC.FINANCIERA	ILUMINACION	40	0,1	20	12
		ILUMINACION	40	0,1	20	12
		FUERZA	25	2,5	20	12
		FUERZA	25	3,2	32	10
		ILUMINACION	30	3	20	12

Tabla 37. Mediciones de corriente en circuitos construcción nueva

Centro de carga	Dependencia	Tipo de circuito	Long. (m)	Corriente (A)	Protección (A)	Calibre (AWG)
CC9	CONTABILIDAD	ILUMINACION	15	2	20	10
		FUERZA	25	3	32	10
		ILUMINACION	20	2,8	32	10
		FUERZA	25	6	20	12
		FUERZA	20	4	32	10
CC10	BAÑO CONTABILIDAD	ILUMINACION	20	5	20	12
		FUERZA	15	3,2	32	10
		ILUMINACION	25	2,5	20	12
		FUERZA	15	3,4	32	10
CC11	TOPOGRAFIA	ILUMINACION	25	0,1	20	12
		ILUMINACION	25	3	20	12
		FUERZA	20	2,1	32	10
		ILUMINACION	25	1,5	20	12
		FUERZA	0	0,3	32	10

Centro de carga	Dependencia	Tipo de circuito	Long. (m)	Corriente (A)	Protección (A)	Calibre (AWG)
CC12	TOPOGRAFIA	ILUMINACION	25	2,3	20	12
		FUERZA	30	3	20	10
		FUERZA	20	2,5	32	10
		FUERZA	25	1	20	12
		ILUMINACION	20	3	32	10
		FUERZA	25	3,5	32	10
CC13	BAÑO TOPOGRAFIA	ILUMINACION	20	5,5	20	10
		FUERZA	20	2	32	10
		ILUMINACION	25	5	20	12
		FUERZA	20	3,3	32	10
CC14	TAPAGRADA	ILUMINACION	15	0	20	12
		FUERZA	10	3	32	10
		ILUMINACION	15	0	20	12
CC15	BAÑO TERRAZA	ILUMINACION	15	0,03	20	12
		FUERZA	15	0	32	10
		ILUMINACION	15	0,4	20	12
		FUERZA	15	0,1	32	12

La información que se obtuvo en cuanto a facturación y consumo eléctrico mensual dieron más sustento al propósito (Ver tabla 25 y 26).

Lo descrito anteriormente genera las suficientes razones para continuar con la maxi auditoria energética eléctrica.



#### **4.1.4.4 Maxi auditoria energética eléctrica en el “GADMO”**

##### **4.1.4.4.1 Análisis de las curvas de cargas obtenidas en el “GADMO”**

Con los datos obtenidos de la curva de carga diaria, aportadas por el analizador, se determinó cuando ocurre la demanda máxima y cuál es el comportamiento del “GADMO” en cuanto a consumo eléctrico se refiere.

La curva de carga del transformador de  $37\frac{1}{2}$  *kVA* que abastece a la construcción antigua del cabildo tiene su pico máximo el día viernes 5 de julio del 2013 desde las 9:50 am hasta las 10:00 am, con un valor de 29,02 *kW* y un factor de potencia de 0,99 y una potencia aparente de 30,27 *kVA* pudiendo constatar una tendencia de estos picos de lunes a viernes ya que en este instante es cuando se activan los equipos de aire acondicionado y algunas cafeteras.

A partir de las 5:00 pm la carga empieza su descenso puesto que la jornada laboral ha terminado.

Respecto al transformador de 75 *kVA* que abastece a la construcción nueva de la municipalidad presenta su carga máxima el día lunes 29 de julio del 2013 desde las 9:10 am hasta las 9:20 am, en el cual las diferentes cargas, especialmente las cafeteras, entran en funcionamiento alcanzando una potencia de 37,97 *kW* con un factor de potencia de 0,99 y una potencia aparente de 39,53 *kVA* (ver gráfico 19 y 20).

Como ya se observó en la tabla 30, de corrientes máximas y mínimas, existe un evidente desbalance en las fases del transformador de 75 *kVA*, esto se debe a que, L2 abastece toda la planta baja del edificio nuevo en donde funcionan las ventanillas de recaudación, Ventanilla Única Empresarial, atención al cliente, SRI, todas estas con cargas importantes como; cafeteras, un gran número de computadores, TV's, etc.

La carga del primero y parte del segundo piso es tomada de L1 y parte del segundo y tercer piso se toma de L3. Aquí las cargas son menores con una cafetera y uno o dos computadores por despacho. (Ver tabla 32 y 34)

Con la toma de mediciones de parámetros eléctricos, la obtención de la potencia instalada y las respectivas verificaciones de calibre y protecciones en los centros de carga (fuerza/iluminación) se procedió a ratificar o sugerir el cambio de calibre de los conductores, a través de los siguientes cálculos.

#### 4.1.4.4.2 Cálculos

Para lo mencionado anteriormente se procedió a sumar todas las potencias instaladas en despachos (subtableros) obteniendo como resultado los siguientes datos:

Dónde:

$P_i$  = Potencia instalada (W) (Ver tabla 35  $\Sigma$  de potencia instalada).

Ejemplo 1:

Técnicos de Construcciones - Dirección de Control-Comisaría Municipal

$$(CC 1.8) \quad P_i = 6780 \text{ W} \quad V = 120V$$

$$I = \frac{P}{V * fp} \quad (1)$$

$$I = \frac{6780}{120 * 0,97}$$

$$I = 58,25 \text{ A}$$

Ejemplo 2:

Dirección de planificación

$$(CC 1.5) \quad P_i = 15720 \text{ W} \quad V = 220\text{V}$$

$$I = \frac{15720}{220 * 0,97}$$

$$I = 73,66 \text{ A}$$

Seguidamente se verificó en tablas técnicas (Phelps Dodge), para ratificar y/o cambiar calibre de conductores.

Que para este caso el CC1.8 se encuentra energizado a través de dos conductores Nº 6 AWG, cuya capacidad de conducción es de 75 A quedando ratificado el conductor. De la misma manera se procedió para el cálculo en los diferentes subtableros de la construcción antigua, obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 38. Potencia Instalada y Corriente calculada

<b>Centro de carga</b>	<b>P. instalada (W)</b>	<b>I. calculada (A)</b>	<b>Calibre (AWG)</b>	<b>Capacidad Conducción (A)</b>	<b>Cambio Si / No</b>
CC1.8	6780	31,77	2 x 6	75	NO
CC1.7	4600	39,52	2 x 10	40	SI
CC1.6	8860	76,12	2 x 6	75	SI
CC1.5	15720	73,66	3 x 6	75	SI
CC1.4	3890	18,23	3 x 6	75	NO
CC1.3	0	0	3 x 8	55	NO
CC1.9	6302	54,14	2 x 10	40	SI
CC1.2	16799	78,72	3 x 4	95	NO
CC1.1	34485	161,59	4 x 4	95 x 2	NO
CC1.10	7551	64,87	2 x 8	55	SI
CC1.1.1	0	0	3 x 10	40	NO

Fuente: Los autores

En cambio, para la construcción nueva se procedió a calcular el calibre de alimentación principal, al sumar las corrientes de todas las

dependencias, esto se lo hizo en vista de que al momento de realizar mediciones en los subtableros; las corrientes fueron relativamente bajas y sin variaciones de voltaje, además se contó con la fácil identificación de todos los circuitos en planos eléctricos, detallado con calibres de conductores bien dimensionados.

Se procedió a calcular de la siguiente manera:

$\Sigma$  de potencia instalada

$$(STP2) \quad P_i = 36238 \text{ W} \quad V = 220 * \sqrt{3}$$

$$I = \frac{P}{V * \sqrt{3} * fp} \quad (2)$$

$$I = \frac{36238}{220 * \sqrt{3} * 0,97}$$

$$I = 98,04 \text{ A}$$

Este resultado sirvió para ratificar en tablas técnicas; el calibre de conductor instalado, siendo un N° 2 AWG, y su capacidad de conducción es de hasta 130 A.

#### **4.1.4.4.3 Selección del conductor – criterio por caída de tensión ( $\Delta V$ )**

1. En sistemas monofásicos: Construcción antigua.

Se consideró para este cálculo el tramo comprendido desde TP1 hacia bornera de derivación (ver anexo 3).

Dónde:

$\rho$  = Resistividad del cobre (tabla 4)

$L$  = Longitud del tramo (70 m)

$I$  = Corriente medida (70 A)

$fp = 0,97$

$\Delta V$  = Caída de voltaje normalizada para acometidas (5%)

$$S = \frac{2 * \rho * L * I * fp}{\Delta V} \quad (4)$$

$$S = \frac{2 * 0,018 * 70 * 70 * 0,97}{5\%}$$

$$S = 33,86 \text{ mm}^2 \approx 2 \text{ AWG}$$

2. En sistemas trifásicos: Construcción nueva

Se consideró el tramo del alimentador principal desde TP2 hacia STP2 (ver anexo 3).

Dónde:

$\rho$  = Resistividad del cobre (tabla 4)

$L$  = Longitud del tramo (35 m)

$I$  = Corriente medida (151,91 A)

$fp = 0,97$

$\Delta V$  = Caída de voltaje normalizada para acometidas (5%)

$$S = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * fp}{\Delta V} \quad (5)$$

$$S = \frac{\sqrt{3} * 0.018 * 35 * 151,91 * 0,97}{5\%} \quad (5)$$

$$S = 32,82 \text{ mm}^2 \approx 2 \text{ AWG}$$

Con los cálculos realizados y los datos obtenidos se prosiguió a la verificación y definición del calibre de conductor en tablas técnicas del fabricante Phelps Dodge; ratificando nuevamente a través de éste método el calibre y protección señalada en el anexo N° 3.

#### **4.1.4.4.4 Cálculo de número de luminarias por dependencias específicas**

Como ya se acotó anteriormente, en dependencias como la COAC del municipio, el Departamento de Talento Humano, el Departamento de Contratación Pública y la Sala de Consejo es necesario aumentar el flujo luminoso, por ende, el número de lámparas, cabe señalar que los techos y paredes de estas dependencias son de color claro. (Ver tabla 8).

Los resultados se obtuvieron mediante la investigación en tablas técnicas de la marca Sylvania y Phillips (que para todos los casos se hace referencia a lámparas T8 de 32 *W* con un flujo luminoso de 3350 *lm*) y se aplicó la siguiente metodología de cálculos:

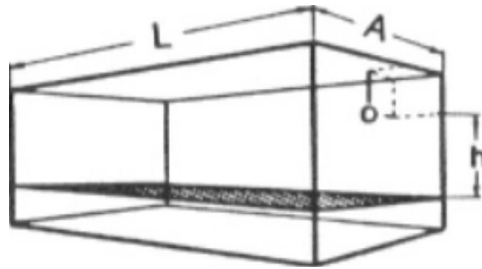
- a) Sala de Consejo, esta dependencia tiene las siguientes dimensiones:

$A = \text{Ancho (5 m)}$

$L = \text{Longitud (15 m)}$

$h = \text{Altura (3,5 m)}$

Su techo y paredes son de color claro (porcentaje de reflexión 50) reflexión de luminosidad aceptable, el mantenimiento en las luminarias existentes es nulo. Además su altura es de 3.5 *m* pero la del plano útil de trabajo es de 1.6 *m*.



**Gráfico 25. Plano útil de trabajo**

Fuente: [www.slideshare.net/lennins99/libro-de-intsalaciones-electricas](http://www.slideshare.net/lennins99/libro-de-intsalaciones-electricas)

Para determinar el número correcto de lámparas, primero calculamos el coeficiente espacial ( $K$ ), tomando en consideración los porcentajes de reflectancias mínimas por tipo de superficie. (Ver tabla 7).

$$K = \frac{(\text{reflec. mín. paredes})A + (\text{reflec. mín. plano de trabajo})L}{h (\text{plano útil de trabajo})} \quad (6)$$

$$K = \frac{0.8 * 5 + 0.2 * 15}{1,6}$$

$$K = 4.375 \text{ se asume } 4$$

Luego se calculó el flujo total luminoso con la siguiente ecuación:

Dónde:

$E$  = Nivel luminoso requerido (ver tabla 5)

$Cu$  = Coeficiente de utilización (ver tabla 9)

$fm$  = Factor de mantenimiento (ver tabla 9)

$$\phi t = \frac{EAL}{Cufm} \quad (7)$$

$$\phi t = \frac{500 * 5 * 15}{0.63 * 0.50}$$

$$\phi t = 119047,619 \text{ Lm}$$

Finalmente se calculó el número de lámparas a instalarse:

Dónde:

$\phi t$  = Flujo total calculado

$\phi$  = Flujo de lámparas T8 (ver tabla 37)

$$N = \frac{\phi t}{\phi} \quad (8)$$

$$N = \frac{119047,619 \text{ Lm}}{3350 \text{ Lm}}$$

$$N = 35,53 \approx 36 \text{ lámparas}$$

Distribuidas en 12 luminarias (3x32)

Este fue el procedimiento similar para determinar el número de luminarias en el resto de dependencias con bajo flujo luminoso.

- b) Departamento de talento humano.- Sus características son idénticas a la dependencia anterior obteniendo como resultado un requerimiento igual en número de luminarias. 12 luminarias (3x32).

$$K = \frac{0.8 * 5 + 0.2 * 15}{1.6}$$

$$K = 4.375 \text{ se asume } 4$$

$$\phi t = \frac{500 * 5 * 15}{0.63 * 0.50}$$

$$\phi t = 119047,619 \text{ Lm}$$



$$N = \frac{119047,619Lm}{3350Lm}$$

$$N = 35,53 \approx 36 \text{ lámparas}$$

Distribuidas en 12 luminarias (3x32).

c) Departamento de contratación pública.- En referencia a las siguientes características:

$$A = 4 \text{ m}$$

$$L = 6,5 \text{ m}$$

$$h = 3,5 \text{ m}$$

$$K = \frac{0.8 * 4 + 0.2 * 6,5}{1.6}$$

$$K = 2.8125 \text{ se asume } 3$$

$$\phi t = \frac{500 * 4 * 6,5}{0.60 * 0.50}$$

$$\phi t = 43333,333Lm$$

$$N = \frac{43333,333Lm}{3350Lm}$$

$$N = 12,93 \approx 13 \text{ lámparas}$$

Se determinó instalar 4 luminarias (3x32).

d) COAC Municipio.- En referencia a las siguientes características:

$$A = 3 \text{ m}$$

$$L = 8 \text{ m}$$

$$h = 3,5 \text{ m}$$

$$K = \frac{0.8 * 3 + 0.2 * 8}{1.6}$$

$$K = 2.5$$

$$\phi t = \frac{500 * 3 * 8}{0.54 * 0.50}$$

$$\phi t = 44444,444 \text{ Lm}$$

$$N = \frac{44444,444 \text{ Lm}}{3350 \text{ Lm}}$$

$$N = 13,26 \approx 13 \text{ lámparas}$$

Se determinó la instalación de 4 luminarias (3x32).

#### **4.1.4.5 Alternativas técnicas**

Para dar sustento a esta propuesta se consideró la normativa legal vigente en el país (Ecuador) además de la investigación en tablas técnicas de fabricantes.

##### **4.1.4.5.1 Ahorro en la utilización de la energía**

ISO., (2011), en su portal [www.iso.org/iso/iso\\_50001\\_energy-es.pdf](http://www.iso.org/iso/iso_50001_energy-es.pdf) dice:

“A las organizaciones del sector público y privado estrategias de gestión para mejorar la eficiencia energética y reducir costos, bajo un reconocido marco de trabajo en sus prácticas de gestión” (p. 7).

Identificados los sectores con ineficiente uso del suministro eléctrico, se procedió al análisis de alternativas y oportunidades, con la intención clara de reducir los costos por energía eléctrica consumida.

En este contexto, son necesarias medidas que requieren inversión de capital, implementación de nuevas tecnologías o equipos de bajo consumo de energía eléctrica y que debido a su eficiencia incurren en menores pérdidas energéticas y económicas.

#### **4.1.4.5.2 Cambios en el sistema de iluminación**

Correa Rafael, presidente constitucional de la República del Ecuador., (2009), Decreto ejecutivo N° 1681 artículo 1 dice:

**“Las entidades y organismos que conforman la Administración Pública Central e institucional de la Función Ejecutiva realizarán el recambio a tecnologías eficientes en iluminación. Para el efecto, estructurarán e implementarán programas de difusión, dirigidos a todo su personal, para enseñar la buena práctica diaria del uso racional de la energía” (p. 1).**

Reducción de consumo energético, ahorro económico y mejorar los niveles de iluminación son los objetivos planteados dentro de esta propuesta; los ineficientes sistemas de iluminación desperdician energía eléctrica, representada en dinero como se observa en las siguientes tablas:

Tabla 39. Características Incandescentes y CFL

	<b>Fluorescente CFL</b>	<b>Incandescente</b>
Potencia	11 W (watts)	60 W
Entrega de luz	600 lm (lúmenes)	720 lm
Eficiencia	$600 \text{ lm} - 11 \text{ W} = 54,35 \text{ lm} - \text{W}$	$720 \text{ lm} - 60 \text{ W} = 12 \text{ lm} - \text{W}$
Vida útil	8 000 a 10 000 horas	1 000 horas
Consumo eléctrico en %.	18,3 %	100 %

Fuente: [www.asifunciona.com/tablas/lamparas\\_cfl/lamparas\\_cfl.htm](http://www.asifunciona.com/tablas/lamparas_cfl/lamparas_cfl.htm)

Tabla 40. Características lámparas fluorescentes

Tipo	Potencia lamp. (W)	Flujo (lm)	Eficacia (lm/w)	Temp. Color (K)	IRC	Vida útil (hrs.)	Costo (USD)
T-12	40	2600	65	6000	62	9000	2,00
T-8	32	3350	105	4000	85	20000	2,25
T-5	28	2000	71	4000	65	12000	3,15
LED	19	2200	116	3500	85	50000	35,00

Fuente: Los autores

Con el sustento de tablas técnicas, se propone:

a) Cambios en el sistema de iluminación fluorescente; sustitución de lámparas T12 de 40 W por lámparas T8 de 32 W con un rendimiento en lúmenes mayor (3350 lm) vs (2600 lm) de las T12 y una vida útil de 20000 horas vs las 9000 de las T12, un índice de reproducción cromática (IRC) mayor (85) vs los 62 de la T12, aplicable para el 90% de la construcción antigua. Con la ventaja de que gracias a su diámetro de 25 mm el efecto de sombra disminuye.

a') Cambio del balasto electromagnético por un balasto electrónico

Aguilar Juan, Garrido F., (2013), Departamento de Electrónica-Universidad de Jaén dicen:

**“Representa un ahorro de energía del 40%, se logra un arranque instantáneo y operación independiente de las lámparas, se elimina el ruido, se obtiene un mejor confort visual, se disminuye el peso del equipo, mejora la vida útil de la lámpara en un 50%, admiten voltaje continuo y con amplio margen, incorporan filtros armónicos para que no se introduzcan en la red, poseen circuitos de desconexión automática frente a lámparas defectuosas o agotadas y tienen una menor temperatura de operación” (p. 24).**

b) Cambio del sistema de iluminación incandescente por lámparas fluorescentes compactas (CFL).

Las lámparas incandescentes de 60 o 100 *W* existentes en pasillos y escaleras, deberán ser reemplazadas por lámparas ahorradoras compactas de 25 *W* para obtener una mejor eficiencia lumínica, mejor relación de consumo energético y una vida útil de 10000 horas vs 1000 de las incandescentes, las cuales deberán ser instaladas con sus respectivos automatismos de control, perfectamente programados.

#### **4.1.4.5.3 Plan de ahorro energético**

Correa Rafael, presidente constitucional de la República del Ecuador., (2009), Decreto ejecutivo N° 1681 artículo 2 dice:

**“En todas las entidades y organismos que conforman la Administración Pública Central e Institucional de la Función Ejecutiva se conformará un Comité de Eficiencia Energética, que será presidido por el funcionario administrativo de más alto rango, con la finalidad de organizar e implementar**

**medidas de ahorro energético y estará en coordinación con la Dirección Nacional de Eficiencia Energética del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable”.**

Con lo descrito y el sustento legal, se plantean las siguientes medidas:

1.- El retiro de difusores acrílicos en todas las dependencias de la construcción antigua, ya que estos por su constitución misma amenoran notablemente el flujo luminoso y aún más al estar en mal estado.

2.- Se sugiere la utilización de colores vivos en techos y paredes, para obtener una mejor reproducción de color.

3.- Socializar la importancia del uso racional y eficiente de la energía eléctrica, a través de material didáctico y campañas de concientización. A la hora de almuerzo, apagar y desconectar cargas.

NEC-11., (2011), CAPÍTULO 13 dice:

**“4.- Sistemas de control y regulación.- Las instalaciones de iluminación dispondrán, para cada zona, de un sistema de regulación y control con las siguientes condiciones:**

**Toda zona dispondrá al menos de un sistema de encendido y apagado manual, no aceptándose los sistemas de encendido y apagado en tableros eléctricos. Las zonas de uso esporádico dispondrán de un control de encendido y apagado por sistema de detección de presencia o sistema de temporización.**

**5.- Iluminación natural.- Puede proporcionar toda la iluminación para las tareas visuales, o para una parte de ellas. Se proveerá un apantallamiento para reducir el deslumbramiento desde las ventanas.**

**6.- Iluminación decorativa en base a semiconductores (LED's).**

**7.- Iluminación exterior o de fachadas se recomienda priorizar el uso de lámparas de mercurio halogenado.**

**Se deberá utilizar luminarias que cumplan lo especificado en las normativas vigentes del INEN respecto a lámparas fluorescentes.**

**En el uso de luminarias de tipo fluorescente con balasto electrónico, el balasto deberá garantizar como mínimo un factor de potencia de 0.95 y una distorsión armónica total menor a 20%.**

**Como criterio general se deberá seleccionar y utilizar equipos de iluminación que garanticen una eficiencia luminosa de mínimo 45 lúmenes/vatio” (p. 33 - 34).**

#### **4.1.4.6 Análisis económico**

Con la sustitución de lámparas T12 (2x40 W), balasto electromagnético) por las T8 (2x32 W) con balasto electrónico. Teniendo como promedio 10 horas de consumo diario, 20 días laborables al mes por los 12 meses del año y un valor por *kW/h* de 0.061 USD (ver tabla 37 y 38):

Tabla 41. Consumo y costo operativo anual lámparas T8

<b>N°</b>	<b>Potencia (kW)</b>	<b>Consumo (kW/h/día)</b>	<b>Consumo (kW/h/año)</b>	<b>Costo operativo USD (kW/h/año)</b>
1	0,058	0,58	139,2	8,491
273	15,874	158,34	38001,6	2318,10

Fuente: Los autores

a) Costo activo nuevo

(Costo lámparas + balasto) \* total luminarias

$$18,3 \text{ USD} * 273 = 4995,90 \text{ USD}$$

b) Costo de instalación

(Costo mano de obra) \* total luminarias

$$6 \text{ USD} * 273 = 1638 \text{ USD}$$

c) Inversión inicial

Costo activo nuevo + costo de instalación

$$4995,90 \text{ USD} + 1638 \text{ USD} = 6633,9$$

Costos operativos anuales.- Se hace una relación de crecimiento de 5,5% anual para los próximos cinco años porque el costo de los bienes y servicios siempre tiende a crecer.

Año 2014: costo operativo = 2318,10 USD.

Año 2015:  $2318,10 \text{ USD} * 5,5\% = 2445,60 \text{ USD}$ .

Así se procede para los tres años restantes



Tabla 42. Flujos de efectivo netos del proyecto de reemplazo de lámparas

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>I. Inversión Inicial</b>						
Costo del activo nuevo		4995,90				
Costo de instalación		1638,00				
Flujo de efectivo neto proveniente de la venta del activo (lámparas) antiguo		0,00				
<b>INVERSIÓN INICIAL</b>		<b>-6633,90</b>				
<b>II. Flujos de efectivo operativos adicionales</b>						
Costos operativos		2318,10	2445,60	2567,88	2711,68	2874,38
<b>III. Flujo de efectivo terminal \$</b>						
	<b>-6633,90</b>	2318,10	2445,60	2567,88	2711,68	2874,38

Fuente: Los autores

Para calcular la *TMAR* se toma en cuenta los siguientes elementos:

$i = 8.10\%$  (Consultoras internacionales)

$f = 5.41\%$  (INEC)

$$TMAR = i + f + (i * f) \quad (9)$$

$$TMAR = 0.081 + 0.0541 + (0.081 * 0.0541)$$

$$TMAR = 0.139482 \approx 13.95\%$$

Para calcular el VAN se aplica:

Dónde:

$-I$  = Inversión inicial (6633,90 USD)

$Q_n$  = Costo operativo (2318,10 USD año 2014) \* 5,5% (2015)...

$R$  =  $TMAR$

$n$  = Número de orden de años (1 – 2 – 3 – 4 - 5)

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1 + R)^n} \quad (10)$$

$$VAN = \frac{2318,10}{(1 + 0,1395)^1} + \frac{2445,60}{(1 + 0,1395)^2} + \frac{2567,88}{(1 + 0,1395)^3} + \frac{2711,68}{(1 + 0,1395)^4} + \frac{2874,38}{(1 + 0,1395)^5} - 6633,90$$

$$VAN = \$2123,89$$

En base al método del VAN, es factible reemplazar el sistema de iluminación actual (lámparas 2 x 40) por el sistema recomendado (lámparas 2 x 32), el VAN corresponde a \$2123,89 , lo cual indica que el proyecto es viable, considerando que el VAN es mayor a 0, es decir el valor es positivo.

El resultado del VAN indica que la inversión de 6633,9 USD será recuperada, y además se tendrá un ahorro de 2123,89 USD, que se verá reflejado en la facturación.

“La regla general utilizada para la TIR manifiesta que un proyecto es aceptable cuando esta tasa es mayor al rendimiento requerido ( $TMAR$ )”.

Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (*TIR*) se ha utilizado el planteamiento de prueba y error, el cual lleva a ensayar diferentes valores de *R* hasta que se consiga un valor de *VAN* muy cercano a cero:

Tabla 43. Prueba y error VAN

<i>R</i> (%)	<i>VAN</i>
25	153,10
26	10,95
27	-126,35
28	-259,01
29	-387,25
30	-511,24

Fuente: Los autores

Se escogió los dos datos más cercanos a cero, permitiendo utilizar un procedimiento de interpolación, así:

$$27 - 26 = 1\% \text{ de diferencia en la tasa de interés}$$

$$10,95 - (-126,35) = \$137,30 \text{ de diferencia en el Valor Presente Neto}$$

$$1\% (126,35/137,30) = 0,92\%$$

$$TIR \text{ (aprox.)} = 27\% - 0,92\% = 26,08\%$$

Se obtuvo una *TIR* de 26,08% la cual es mayor a la *TMAR* correspondiente a 13.95%. Con este análisis se demuestra que el proyecto es rentable.

#### 4.1.4.7 Readecuación del sistema eléctrico del “GADMO”

Un sistema eléctrico en la actualidad para garantizar un óptimo funcionamiento se caracteriza por:

- a) Contar con un tablero principal y subtableros debidamente identificados.
- b) Distribución sectorizada y ordenada
- c) Cumplimiento de normas vigentes
- d) Mantenimiento planificado
- e) Contar con los respectivos planos eléctricos

En esta parte del proyecto se definió una óptima redistribución de cargas en las fases energizadas desde del transformador de 75 *kVA*, para que a la postre, con la implementación del transformador de 90 *kVA* y el grupo electrógeno, estos no sufran ningún desbalance ni alteraciones en sus parámetros.

Tabla 44. Distribución y balance de cargas.

<b>Transformador 75 <i>kVA</i></b>	<b>Zonas a Cambiar</b>	<b>Motivo</b>	<b>Observaciones</b>
De F3 a F2	Baños corredor, VUE, SRI	Balance en las fases y equilibrio en el grupo electrógeno	Puesto que con esto se alivianara la carga actual de F3

Fuente: Los autores

#### **4.1.4.8 Rediseño específico**

Independizar los circuitos mixtos (iluminación-fuerza) de los subtableros localizados en la construcción antigua, a excepción de los circuitos del subtablero CC1.6 correspondientes a la jefatura de informática, etiquetar para reconocer de forma clara y rápida todos los circuitos eléctricos existentes al momento de realizar mantenimientos.

Con toda la información recabada se dan las directrices para el rediseño eléctrico del “GADMO” el cual está representado en los siguientes diagramas: (ver anexo # 5).

#### **4.2 Diseño de extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica para el “GADMO”.**

Propuesta planteada para, renovar y centralizar el sistema eléctrico en un solo punto (transformador), haciéndolo confiable a cada momento, y sincronizado con la posterior implementación del grupo electrógeno.

##### **4.2.1 Objetivo general - diseño de extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica para el “GADMO”.**

Diseñar y dimensionar la extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica, con el fin de abastecer la demanda requerida por “GADMO”.

##### **4.2.2 Objetivos específicos - diseño de extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica para el “GADMO”.**

a) Instalar analizadores de energía en cada transformador para obtener la demanda total máxima requerida por el “GADMO”.

b) Hacer un levantamiento de la carga instalada en toda la edificación y compararla con los valores arrojados por el analizador de energía.

c) Calcular y dimensionar la capacidad del transformador y los cables de acometida eléctrica.

d) Diseñar la extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica, basados en los criterios de homologación y unidades de propiedad del MEER.

#### **4.2.3 Justificación - diseño de extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica para el “GADMO”.**

Contar con un punto centralizado de suministro eléctrico, a través de un transformador trifásico, ubicado en la entrada posterior de la edificación, y así abastecer sin ningún problema la demanda total requerida por el “GADMO” hasta por un período proyectado a 15 años.

También, el motivo de un nuevo montaje de transformador en la parte posterior, es para aprovechar la ubicación del generador eléctrico de emergencia, el TTA y su funcionalidad, reflejado en un ahorro sustancial por la no compra de conductor eléctrico y otros automatismos de control.

#### **4.2.4 Desarrollo de la propuesta - diseño de extensión de red trifásica, montaje de transformador y acometida eléctrica para el “GADMO”.**

#### **4.2.5 Memoria técnica**

##### **4.2.5.1 Antecedentes**

El “GADMO” se encuentra ubicado en la manzana comprendida entre las calles, Gabriel García Moreno, Vicente Piedrahita, Simón Bolívar y Antonio José de Sucre, de la ciudad de Otavalo, provincia de Imbabura-Ecuador, consta de dos construcciones contiguas dentro de la misma manzana, actualmente con suministro eléctrico a través de dos transformadores; monofásico de  $37\frac{1}{2}$  *kVA* ubicado frente a la entrada posterior en la calle Vicente Piedrahita en el poste V1P775T75 y trifásico de 75 *kVA* junto a la entrada principal en la calle Gabriel García Moreno en una cámara de transformación subterránea (V3T 5052). Apegados a las normas establecidas por Emelnorte S.A. y el MEER.

##### **4.2.6 Determinación de la demanda para cambio de transformador.**

Se estableció que el “GADMO” es un abonado de consumidor tipo A (tabla 12) para los respectivos cálculos, se procedió a verificar datos de placa de equipos instalados en cada dependencia, se determinó la carga instalada, obteniéndose los siguientes valores:

Tabla 45. Levantamiento y estudio de carga “GADMO”

	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>CANT.</b>	<b><i>P<sub>n</sub></i> (W)</b>	<b><i>FFUn</i> (%)</b>	<b><i>CIR</i> (W)</b>	<b><i>Fsn</i> (%)</b>	<b><i>DMU</i> (W)</b>
1	Focos incandescentes	31	100	77	2387	60	1432,2
2	Focos ahorradores	150	25	77	2888	70	2021,25
3	Dicroicos	24	25	77	462	5	23,1
4	Luminarias 2x40	273	96	77	20180	100	20180,16
5	Luminarias 3x32	126	58	77	5627	100	5627,16
6	Reflectores	12	250	77	2310	1	23,1
7	Luminarias LED	16	48	77	591	5	29,568
8	Computador	193	350	77	52014	78	40570,53
9	Fotocopiadora	2	1000	77	1540	5	77
10	Cafetera	16	1000	77	12320	5	616
11	Tv	7	115	77	620	10	61,985
12	Radio	6	50	77	231	20	46,2
13	Sanduchera	1	800	77	616	5	30,8
14	Microonda	2	900	77	1386	5	69,3
15	Aire acondicionado	4	1200	77	3696	30	1108,8
16	Plotter	1	600	77	462	5	23,1
17	Aspiradora	1	700	77	539	5	26,95
18	Rack	1	1000	77	770	100	770
					107869	0,32	72737,203

Fuente: Los autores

#### 4.2.6.1 Cálculos para el dimensionamiento del transformador

a) Demanda máxima diversificada

$$DMD = N^{\circ} \text{ abonados tipo A} * \text{factor sobrecarga (13)}$$



$$DMD = 5,4 * 0,9$$

$$DMD = 4,86 \text{ kVA}$$

b) Demanda de diseño

$$Dd = DMD + AP + Ce \text{ (14)}$$

$$Dd = DMD + 0 + 0$$

No se toma en cuenta demanda por alumbrado público, porque el tramo es corto, ni cargas especiales porque el cabildo no cuenta con ellas y tampoco tiene previsto instalar alguna.

$$Dd = 4,86 \text{ kVA}$$

c) Factor de frecuencia de utilización

Se obtuvo la demanda máxima del transformador  $DMT$ , para lo cual se sumó las potencias aparentes de ambos transformadores (ver tabla 27 y 28), este factor se calculó con datos reales, más no estimación de posibles consumos; como se lo hace regularmente en este tipo de proyectos.

$PnT$  = Potencia nominal del transformador a instalarse (90 kVA)

$$DMT = DMT1 + DMT2$$

$$DMT = 30,27 + 39,53$$

$DMT = 69,8 \text{ kVA}$  (datos arrojados por el analizador)

$$FFUn = \frac{DMT}{PnT} \text{ (15)}$$

$$FFUn = \frac{69,8 \text{ kVA}}{90 \text{ kVA}}$$

$$FFUn = 0,77 \%$$

d) Carga instalada representativa

Ejemplo: (ver tabla 42)

$$CIR = \frac{\text{Cantidad} * Pn * FFUn}{100} \quad (16)$$

$$CIR = \frac{193 \text{ computadores} * 350W * 77\%}{100}$$

$$CIR = 52013,5 \text{ W}$$

Se siguió el mismo procedimiento para las diferentes cargas, obteniendo una *CIR* total de 107869 *W*.

e) Demanda máxima unitaria

Factor de simultaneidad de uso *Fsn*.- Determinado por el abonado y el proyectista, 78 % para este caso, varía según la carga y tiempo de utilización.

$$DMU \text{ (watts)} = \frac{CIR * Fsn}{100} \quad (17)$$

$$DMU \text{ (watts)} = \frac{CIR (193 \text{ computadores}) * 78\%}{100}$$

$$DMU \text{ (watts)} = 40570,53$$

Se siguió el mismo procedimiento para las diferentes cargas, obteniendo una  $DMU \text{ (watts)}$  total de 72737,203 y se la transforma a  $kVA$ ,  $fp$  prom. 0,97

$$DMU \text{ (kVA)} = \frac{\frac{DMU(watts)}{fp}}{1000} \quad (18)$$

$$DMU \text{ (kVA)} = \frac{\frac{72737,203(watts)}{0,97}}{1000}$$

$$DMU \text{ (kVA)} = 74,99$$

f) Tasa de incremento

El porcentaje de incremento para el "GADMO" es de 0,01 ya que la infraestructura no tiene espacio físico para expandirse.

$n$  = Años proyectados (15).

$$Ti = 1 + \left(\frac{\%}{100}\right) * n \quad (19)$$

$$Ti = 1 + \left(\frac{0,01}{100}\right) * 15$$

$$Ti = 1,001$$

g) Demanda máxima unitaria proyectada

$$DMup = DMU * Ti(kVA) \quad (20)$$

$$DMup = 74,99 * 1,001$$

$$DMUp = 75,06 \text{ kVA}$$

h) Demanda de diseño total

$$Dd_T = DMUp + Dd \text{ (21)}$$

$$Dd_T = 75,06 + 4,86$$

$$Dd_T = 79,92 \text{ kVA}$$

i) Factor de demanda

$$FD = \frac{DMU (W)}{CIR}$$

$$FD = \frac{72737,203 \text{ W}}{107869 \text{ W}}$$

$$FD = 0,67 \%$$

Tabla 46. Estudio demanda "GADMO"

<b>Factor de Demanda</b>	0,674
<b>Factor de Potencia</b>	0,97
<b>DMU (kVA)</b>	74,99
<b>Ti (%)</b>	0,01
<b>1+(Ti/100)*15</b>	1,001
<b>DMUp (kVA)</b>	75,06
<b>DdT (kVA)</b>	79,92

Fuente: Los autores

Se requiere un transformador trifásico de 90  $kVA$  , que irá montado en una estructura TRT-3C (2) como lo estipula la normativa del MEER, a su vez el suministro de energía eléctrica será proporcionado por Emelnorte S.A.

#### **4.2.7 Red en media tensión.**

Existe una red de MT 13.8  $kV$  en la calle Antonio José de Sucre, se requiere hacer una extensión hacia la calle Vicente Piedrahita (60  $m$ ). El transformador será montado en el poste V1P775T75 conjuntamente con la erección de otro poste para conformar la estructura TRT-3C (2).

#### **4.2.8 Red de baja tensión.**

En la calle Vicente Piedrahita existe la red de BT, que se readecuara al momento de la erección del segundo poste con la estructura ESD-3EP.

#### **4.2.9 Caída de voltaje.**

Los valores obtenidos no sobrepasan los límites exigidos en las normas de distribución de Emelnorte S.A. (Para cálculos ver tabla 18, 20, 21).

Tabla 47. Compuo de caídas de voltaje circuitos primarios

EmelNorte		COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE - CIRCUITOS PRIMARIOS								
NOMBRE DEL PROYECTO:	DISEÑO DE RED TRIFASICA, MONTAJE DE TRANSFORMADOR "GADMO"		FECHA:	15-nov-2013						
TIPO DE INSTALACION:	AEREA		VOLTAJE:	13,8 KV						
TIPO DE CONDUCTOR:	ACSR		LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	1%						
			Nro. DE FASES:	3						
DATOS			CARGA TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO				
TRAMO		CENTRO TRANSF.		kVA	Nro. FASES	CALIBRE AWG/ ACSR	FDV		CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(km)	Nro.	kVA				kVA - km	kVA - km	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P1 - P2	0,018	CT1	90,00	90,00	3	1/0	2469	1,62	0,0007	0,0007
P2 - P4	0,042	CT1	90,00	90,00	3	1/0	2469	3,78	0,0015	0,0022

Fuente: Los autores

Tabla 48. Compuo de caídas de voltaje circuitos secundarios

EmelNorte		COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE - CIRCUITOS SECUNDARIOS							
NOMBRE DEL PROYECTO:	DISEÑO DE RED TRIFASICA, MONTAJE DE TRANSFORMADOR "GADMO"		15-nov-13	HOJA:	HOJA 1 DE 1				
			C	CENTRO DE TRANSFORMACION No.	CT1 - 90KVA				
TIPO DE INSTALACION:	AEREA	VOLTAJE:	220/127 V	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3,5%				
TIPO DE CONDUCTOR:	TTU Cu	No. FASES:	3F/4C	DMDp:	79,92 KVA				
DATOS			CARGA TOTAL	CIRCUITO	CONDUCTOR	COMPUTO			
TRAMO		Nro.	KVA	FASE No. Conduc.	CALIBRE AWG	FDV KVA-m	CAIDA VOLTAJE (%)		
DESIG.	L(m)	CONSUM.					KVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	30	1	79,92	3F4C	4/0	2169	2397,6	1,11	1,11

Fuente: Los autores

#### 4.2.10 Transformador para el GADMO

El transformador calculado para este proyecto deberá ser trifásico, con capacidad nominal de 90 kVA, sumergido en aceite y apropiado para la

instalación a la intemperie a 3000 msnm, con las siguientes características:

Potencia nominal: 90 *kVA*

Voltaje nominal primario: 13.2 *kV*

Voltaje nominal secundario: 220/127 *V*

Impedancia: 4%

Taps: +/-2.5%; +/-5%

#### 4.2.11 Cálculo de protecciones.

a) En media tensión.- Para protección de cortocircuitos y sobre corrientes.

Dónde:

$P_n$  = Potencia nominal del transformador (90 *kVA*)

$V$  = Voltaje en el primario (13,8 *kV*)

$$I = \frac{P_n}{V * \sqrt{3}} \text{ (22) en el primario}$$

$$I = \frac{90}{13,8 * \sqrt{3}} = 3,77 \text{ A}$$

El resultado se verificó en la tabla 16, siendo un seccionador portafusible unipolar de 90 *kV* - 100 *A*. Con tirafusible tipo "K", de 6 *A* (3 unidades).

b) Pararrayos.- Se utilizarán los tipo auto válvula de polímero, clase distribución, óxido metálico, adecuados para operar a un voltaje de servicio de 13,8 *kV*, con voltaje nominal de 10 *kV*.

c) En baja tensión.- Para protección de cortocircuitos y sobre corrientes.

Dónde:  $V = 0,22 \text{ kV}$

$$I = \frac{Pn}{V * \sqrt{3}} \text{ (22) en el secundario}$$

$$I = \frac{90}{0,22 * \sqrt{3}}$$

$$I = 236,18 \text{ A}$$

Se verificó el resultado en la tabla 16 y se determinó:

Base portafusible de tres polos 300 V- 200 A. Con fusible cuchilla de 63 A. (3 unidades).

En bajo voltaje se ubicará un breaker caja moldeada de 250 A. como indica las normas de Emelnorte S.A. en su respectiva caja de medición.

#### 4.2.12 Puesta a tierra, CT Y TM

Se aplicó el de Wenner, y variando las distancias entre picas, se obtuvo la resistencia del suelo, para posteriormente calcular la resistividad del terreno.

$$\rho = 2 * \pi * a * R \text{ (23)}$$

Tabla 49. Resistividad del terreno "GADMO"

$a$ Distancia entre picas (m)	$R$ Valor medido $\Omega$	$\rho$ Resistividad
2	12,8	161
4	15,8	397
6	6,34	239
10	4,49	282

Fuente: Los autores



Se calculó la resistividad promedio del terreno ( $270 \Omega$ ).

#### 4.2.12.1 Cálculo para el calibre de conductor de puesta a tierra

Conocidos de antemano los siguientes parámetros:

a) Potencia nominal del transformador:  $90 \text{ kVA}$

b) Número de fases: 3

c) Impedancia: 4%

d) Voltaje en el primario:  $13,8 \text{ kV}$

e) Voltaje en el secundario:  $220/127 \text{ V}$

Se determinó la corriente de corto circuito y la sección del conductor.

Dónde:

$A$  = Área en  $mm$

$Vll$  = Voltaje entre líneas.

$Ill$  = Corriente máxima del transformador ( $A$ )

$Icc$  = Corriente de corto circuito ( $A$ )

$s$  = Tiempo de falla ( $s$ )

$Tm$  = Temperatura máxima en los nodos de la malla ( $450^\circ$  y  $250^\circ \text{ C}$  con amarre pernada)

$Ta$  = Temperatura ambiente ( $^\circ \text{C}$ )

$$Ill = \frac{kVA * 1000}{Vll * \sqrt{3}} \quad (24)$$

$$Ill = \frac{90 * 1000}{220 * \sqrt{3}}$$

$$Ill = 236,18 A$$

$$Icc = Ill * \frac{100}{\%Z} \quad (25)$$

$$Icc = 236,18 * \frac{100}{4}$$

$$Icc = 5904,5 A$$

$$A = I_{cc} * \sqrt{\frac{33 * s}{\log \left[ \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right]}} \quad (26)$$

$$A = 5904,5 * \sqrt{\frac{33 * 5}{\log \left[ \frac{450 - 15}{234 + 15} + 1 \right]}}$$

$$A = 5904,5 * \sqrt{\frac{165}{0,438}} = 114600,9 \text{ cm}$$

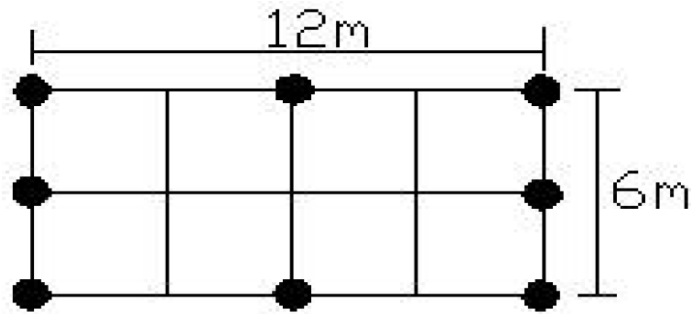
$$1 \text{ cm} = 5 * 10^{-4} \text{ mm}^2$$

$$A = 114600,9 * (5 * 10^{-4}) \quad (30)$$

$$A = 57,3 \text{ mm}^2$$

Este resultado se verificó en la tabla 20 para ver su equivalencia en AWG, dando como calibre, un conductor N° 2/0 AWG., demostrando de esta manera lo que estipula por norma general la IEEE 80 2000.

Calculados los valores anteriores y con los resultados obtenidos, se procedió a diseñar el modelo de malla de puesta a tierra, el cual comprende formar un rectángulo de  $12\text{ m} \times 6\text{ m}$ , conformado por 8 varillas de cobre (alta camada), equidistantes unas de otras y unidas mediante el conductor con suelda exotérmica.



**Gráfico 26. Diseño de malla puesta a tierra “GADMO”**

Fuente: Los autores

El diseño de la malla se basó en el estándar IEEE 80 2000

$R_g$  = Resistencia de la puesta a tierra

$A = 72\text{ m}^2$  - Área de la malla de puesta a tierra

$L_1 = 12\text{ m}$  - Largo de la malla

$L_2 = 6\text{ m}$  - Ancho de la malla

$M_1 = 3$  - Número de conductores a lo largo

$M_2 = 5$  - Número de conductores a lo ancho

$D = 3\text{ m}$  - Espaciamiento entre los conductores

$N = 8$  - Número de electrodos tipo varilla

$L_v = 2,4\text{ m}$  - Longitud de un electrodo tipo varilla

$h = 0,5\text{ m}$  - Profundidad de enterramiento de la malla

Con estos parámetros se procedió a calcular:

a) Longitud de conductor horizontal

$$Lc = M_1 * L1 + M_2 * L2 \quad (27)$$

$$Lc = 3 * 12 + 5 * 6$$

$$Lc = 66 \text{ m}$$

b) Longitud total del conductor

$$L_t = Lc + N * Lv \quad (28)$$

$$L_t = 66 + 8 * 2,4$$

$$L_t = 85,2 \text{ m}$$

c) Resistencia de la puesta a tierra

$$Rg = \rho * \left[ \frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (29)$$

$$Rg = 270 * \left[ \frac{1}{85,2} + \frac{1}{\sqrt{20 * 72}} \left( 1 + \frac{1}{1 + 0,5 * \sqrt{\frac{20}{72}}} \right) \right]$$

$$Rg = 9,07 \Omega$$

La resistencia del SPAT está por debajo de la norma permisible de Emelnorte S.A. ( $20 \Omega$ ), si dado el caso se requiere una  $Rg$  aún más baja, se debe tratar el suelo con agentes químicos y/o ampliar el área de la malla.

#### 4.2.13 Acometida y medición

##### 4.2.13.1 Cálculo del calibre de conductor para la acometida eléctrica

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * fp} \quad (2)$$

$$I = \frac{66990 \text{ W}}{\sqrt{3} * 220 \text{ V} * 0,97}$$

$$I = 181,24 \text{ A} \approx Il$$

Con este resultado se procedió a calcular la Intensidad corregida  $I_c$ , de la siguiente manera, previamente se revisa  $fN$  y  $fT$  (ver tabla 2 y 3):

$$I_c = \frac{Il}{fN * fT} \quad (3)$$

$$I_c = \frac{181,24}{0,8 * 1}$$

$$I_c = 226,55 \text{ A}$$

Revisado este resultado en tablas técnicas (Phelps Dodge); se deberá instalar un conductor calibre N° 4/0 AWG tipo TTU – cap. conduc. 230 A – temp. de trabajo 75° C.

La instalación recomendada para la acometida deberá hacerse así:

De los bushings de baja del transformador saldrá la red de BT con conductor de cobre tipo TTU N° 4/0 AWG por fase, un cable de cobre desnudo N° 4/0 AWG para el neutro, los que harán la bajante a través de

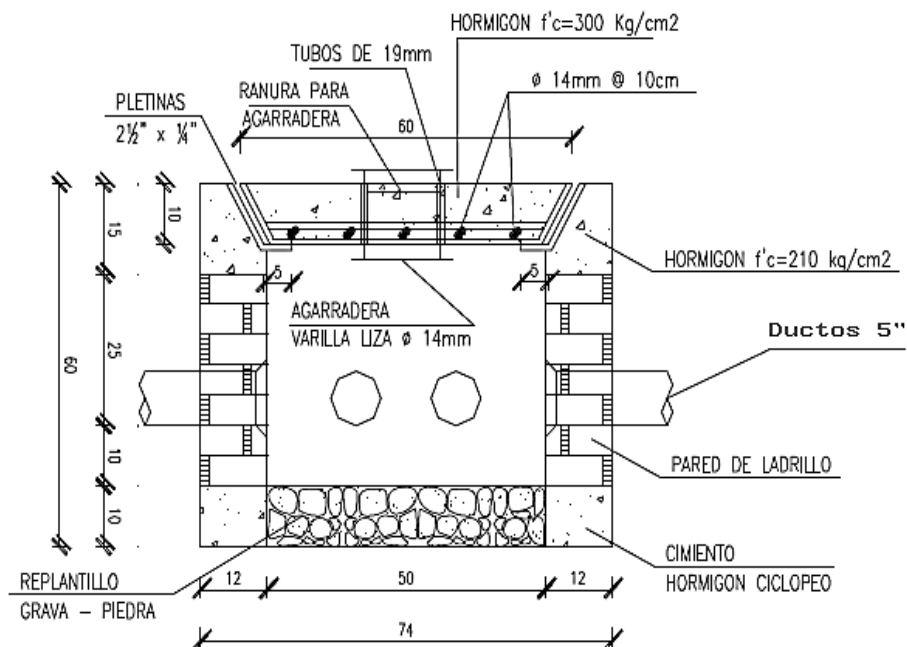
tubería EMT 4", la cual estará sujeta al poste con cinta eriband; en el inicio de la tubería deberá colocarse un codo reversible para impedir el ingreso de agua.

Además se debe construir un pozo de revisión que se ubicará en la acera, junto al poste de la bajante con las siguientes características:

a) En los costados se colocarán los soportes necesarios para el paso de los conductores, los cuales deben estar separados de la pared 3 cm.

b) La tapa del pozo se fabricará de hormigón armado, construida de tal manera que el borde superior coincida con el nivel de la acera, así como también debe colocarse un perfil de hierro en sus bordes.

c) La parte inferior del tubo de PVC que ingresa al pozo debe estar como mínimo a 25 cm de la base del mismo.



**Gráfico 27. Pozo de revisión para acometidas y BT**

Fuente: EERSSA 2012

El tendido de conductores subterráneos deberá ser lo más corto posible

y que exija un mínimo trabajo en la excavación de las zanjas.

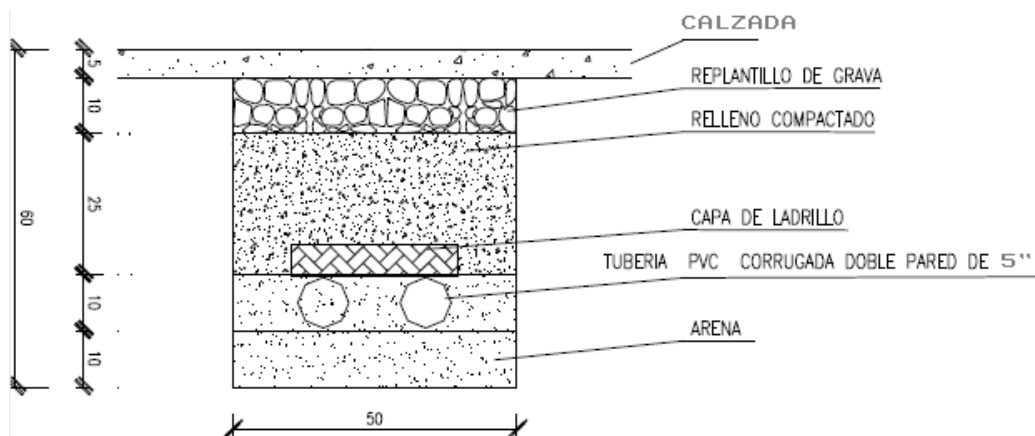
El fondo de la zanja deberá ser plano y compacto, sin piedras o algún objeto sobresaliente, deberá ser construido de la siguiente manera:

a) Los conductores se tenderán en tubos de PVC corrugado doble pared, y estos a su vez estarán soportados por un colchón de arena y recubiertos por el mismo material.

b) Sobre la capa de arena que cubre el tubo de PVC se colocará una capa de ladrillos y sobre ésta, tierra floja, libre de piedras que se apisonará en capas de 20 cm de espesor.

c) Los conductores deberán agruparse de tal manera que formen un solo conjunto.

d) El radio mínimo de curvatura de los conductores será 8 veces su diámetro.



**Gráfico 28. Zanja para acometida y BT**

Fuente: EERSSA 2012

Luego, los conductores irán conectados primeramente al medidor de energía y estos pasarán hacia la protección principal (breaker tipo caja

moldeada de 230 A), posteriormente hacia el TTA, para las respectivas derivaciones y conmutaciones.

El sistema de medición de energía eléctrica, será centralizado en un solo punto, en un sistema trifásico cuatro hilos.

#### 4.2.14 Estructuras de soporte.

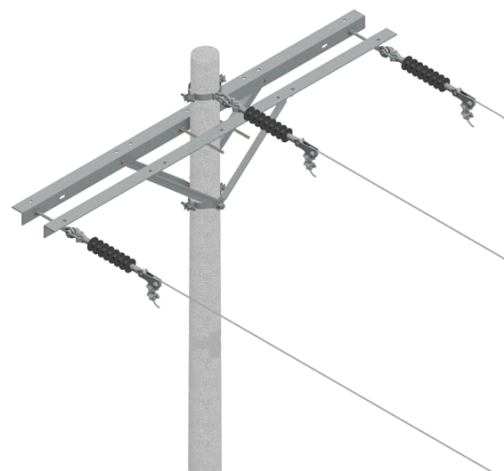
De acuerdo con el diseño y dimensionamiento de la red, se procedió a seleccionar las estructuras de soporte necesarias, utilizando el sistema de homologación y unidades de propiedad del MEER, siendo las siguientes:

Gráfico 29. Estructuras para montar en extensión de red

Estructura EST-3CA



Estructura EST-3CR

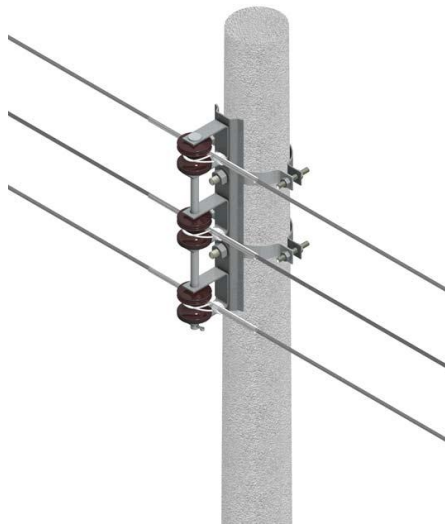


**Gráfico 29. Estructuras para montar en extensión de red**

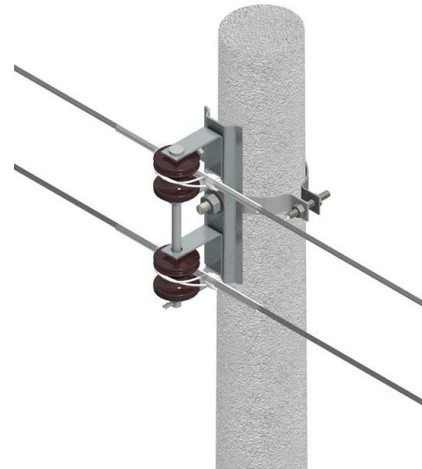
Fuente: [www.unidadesdepropiedad.com/](http://www.unidadesdepropiedad.com/)



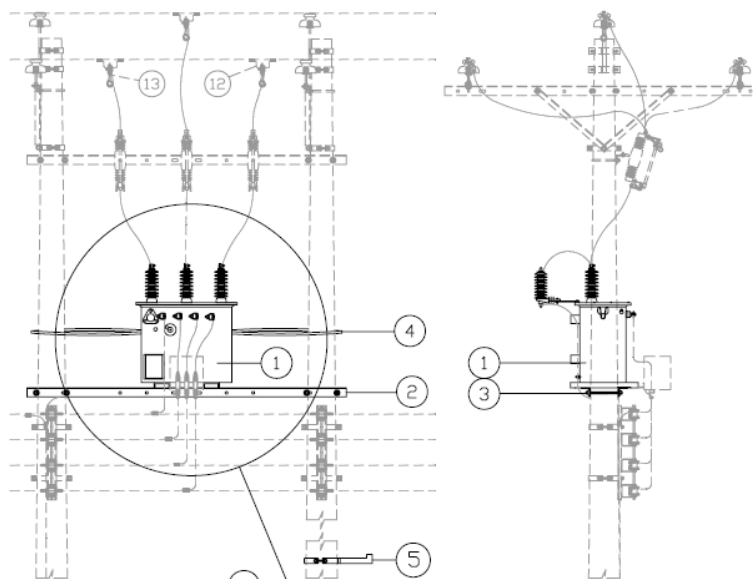
Estructura ESD-3EP



Estructura ESD-2EP



Estructura TRT-3C (1)



Fuente: [www.unidadesdepropiedad.com/](http://www.unidadesdepropiedad.com/)

#### 4.3 Diseño para la implementación de un generador eléctrico a combustión interna con transferencia automática para el “GADMO”

El código Eléctrico Nacional., (2001), Capítulo 7 dice:

**“Los sistemas de emergencia son aquellos sistemas legalmente obligatorios y clasificados como de emergencia por las autoridades municipales, estatales, distritales, departamentales o por otros códigos u otros organismos gubernamentales competentes. Estos sistemas están destinados para suministrar automáticamente energía eléctrica a sistemas de alumbrado, de fuerza o ambos, para áreas y equipos determinados en caso de falla del suministro normal o en caso de accidente en los componentes de un sistema” (p. 715).**

#### **4.3.1 Objetivo general - diseño para la implementación de un generador eléctrico a combustión interna con transferencia automática para el “GADMO”**

Dimensionar la capacidad de un generador eléctrico de emergencia en base a la demanda máxima obtenida por los analizadores de energía, y diseñar la implementación; facilitando su funcionalidad con un TTA para momentos de estiaje, corte o suspensión del suministro eléctrico.

#### **4.3.2 Objetivos específicos - diseño para la implementación de un generador eléctrico a combustión interna con transferencia automática para el “GADMO”**

a) Analizar la demanda eléctrica máxima, requerida por la municipalidad.

b) Hacer los respectivos cálculos para un dimensionamiento idóneo del generador eléctrico de emergencia.

c) Verificar y especificar los requerimientos puntuales de la municipalidad para el diseño adecuado de una posterior implementación del generador eléctrico de emergencia.

d) Saber qué tipo de TTA es funcional en el “GADMO”, en base a las necesidades.

e) Aprovechar al máximo el diseño para la ubicación del TTA, optimizando material eléctrico e incurriendo en menor gasto público.

#### **4.3.3 Justificación - diseño para la implementación de un generador eléctrico a combustión interna con transferencia automática para el “GADMO”**

El “GADMO”, al no contar con un centro de generación eléctrica de emergencia, innumerables ocasiones ha dejado de lado la atención a la ciudadanía, ya sea por motivos de estiaje, corte o suspensión; conllevando al desagrado entre los otavaleños.

Una institución pública no debería dejar de brindar su atención, salvo en casos especiales y/o emergentes. Por tal razón las autoridades del “GADMO” se ven obligadas a colocarse a la vanguardia en atención a la ciudadanía, sin paralizar sus actividades por falta del suministro eléctrico, hecho que se verá cristalizado al momento de implementar este diseño, mejorando notablemente la funcionalidad y por ende el agrado en los otavaleños.

#### **4.3.4 Dimensionamiento del generador eléctrico para el “GADMO”**

Con todo lo referido en el marco teórico en cuanto a los parámetros a considerarse para un dimensionamiento óptimo, se calculó la potencia del grupo electrógeno basándose en:

1. Potencia instalada: 72,74 kW (levantamiento de carga ver tabla 42)
2. Consumo máximo registrado: 66.99 kW / 69,8 kVA (dato del analizador ver tabla 27 y 28)
3. Factor de demanda proyectado: 0,674 (levantamiento de carga ver tabla 43)
4. Proyecciones de crecimiento futuro  $T_i$ : 1,001% (La edificación está al límite en obra civil y no prevé crecer ni extenderse en su área ver tabla 43)
5. Carga/capacidad mínima del grupo electrógeno: > 50%
6. Carga/capacidad máxima del grupo electrógeno: ≤ 80%
7. Altitud y temperatura:  
  
Otavalo 2565 m. s. n. m. = 20%  
  
15° C= 6%
8. Ciclo de servicio: Auxiliar o Stand By = 1
9. Combustible: diesel
10. Frecuencia: 60 Hz
11. Factor de potencia (del generador): 0,8
12. Cargas monofásicas y desequilibrio de carga: Equilibradas según lo propuesto.

#### 4.3.4.1 Cálculo del grupo electrógeno

Conocidos los parámetros y necesidades en el "GADMO" se procedió al dimensionamiento definitivo:

$$P = V * I_l * \sqrt{3} * fp/1000 \quad (11)$$

$$fp = \text{carga } 0,97$$

$$P = 220 * 181,24 * \sqrt{3} * 0,97/1000$$

$$P = 66,99 \text{ kW}$$

$$P = 66,99 \text{ kW} + (\% \text{ m.s.n.m.} + \% \text{ } ^\circ\text{C})$$

$$Pd = P + (P * 0,26)$$

$$Pd = 66,99 + (66,99 * 0,26)$$

$$Pd = 84,4 \text{ kW}$$

$$Pd_T = Pd * \text{emplazamiento}$$

$$\text{Stand By} = 1$$

$$Pd_T = 84,4 * 1$$

$$Pd_T = 84,4 \text{ kW}$$

Seguidamente, se sobredimensionó el generador por motivo de que este no puede estar funcionando a su capacidad nominal, sino a un 80% de su capacidad, para no ocasionar sobrecalentamientos ni alteraciones en los parámetros eléctricos de entrega a la carga, se procede haciendo un regla de tres simple:

$$84,4 \text{ kW} = 80\%$$

$$X = 100\%$$

$$Pd_{T1} = 105,5 \text{ kW}$$

Expresado en *kVA*:

$$fp = \text{generador } 0,8$$

$$kVA = \frac{Pd_{T1} \text{ kW}}{fp} = \frac{105,5}{0,8} = 131,88$$

Por las características del “GADMO”, y la afluencia masiva de ciudadanos es elemental realizar el emplazamiento de un grupo insonorizado.

Se propone realizar la instalación del siguiente grupo electrógeno, sus características de fabricación se detallan a continuación:

a) Especificaciones generales: Grupo electrógeno MP – 110I; Potencia STAND BY 108 kW: 135 kVA nominales.

Motor Perkins 1006TG2 A (Inglaterra), serie N. YB375577/U917393U.

Alternador Stamford UCI 274D (Inglaterra), serie N. M10K452465.

b) Motor:

Ciclo: 4 tiempos

Aspiración: turbo cargado, 6 cilindros en línea

Gobernador: tipo mecánico

Relación de compresión: 16:1

Potencia disponible: 167,5 HP

Velocidad del motor: 1880 RPM

Sistema eléctrico del motor: tensión/tierra; 24/negativa

Alternador-cargador: 45 amperios

c) Normas: ISO 3046, BS 5514, DIN 6271, UTE NFC 51-111-105-110, ICE 34-1, BS 5000-4999, NEMA MG 21, VDE 0530, ISO 8528

d) Sistema de combustión: Inyección directa

e) Sistema de enfriamiento: Radiador montado en el motor, líneas de drenaje montadas con válvulas, tipo de bomba centrífuga con engranajes, ventilador (soplador) de acuerdo al estándar IEC y regulación OSHA, elemento depurador de aire filtro seco, aire de entrada para combustión líquido refrigerante.

f) Sistema de escape: Múltiple de escape seco con silenciador, de acuerdo al número de cilindros. Nivel de reducción de ruido del silenciador mínimo 30 decibeles.

g) Sistema de lubricación: Tipo de lubricación presión completa, filtro de aceite tipo cartucho, enfriador de aceite enfriado por agua.

h) Combustible: Tipo diesel, tubería de suministro de combustible diámetro de 10 *mm*, tubería de retorno de combustible diámetro de 6 *mm*, bomba de combustible accionada por motor, elevación máxima desde 10 *m* hasta 12 *m*, filtro de combustible un tipo secundario integrado.

i) Generador: Sin escobillas, campo giratorio y estado sólido de tipo shunt, con estándares NEMA, MGI, IEEE, ANSI; excitación shunt, fases tres, cojinete sellado acoplamiento directo, acople flexible, equilibrio del rotor 100%, aislamiento IP 23, regulador de voltaje estado sólido, máxima capacidad de arranque motor de 135 *kVA* para 220 *V*, regulación de voltaje +/-0,5% en estado estacionario y +/-1% desde sin carga a plena carga, aumento de voltaje ajustable para compensar caída de velocidad del motor y pérdida de línea, cubierta a prueba de goteo, capacidad para sostener una corriente de cortocircuito de 300% durante 10 segundos.

j) Voltaje: 120/220 *V* reconectable

k) Frecuencia: 60 *Hz*

l) Panel de control electrónico: El panel está montado en el generador, el gabinete estará construido en lámina de acero de 1,5 *mm* laminada en frío, con lamina de montaje doble fondo con dobleces de refuerzo completamente alambrado y conectado al grupo electrógeno listo para operar montado sobre la estructura del generador y aislado de la vibración; con tratamiento de fosfatizantes y luego será pintado con pintura antioxidante, luego esmalte, secado al horno.

El acceso será a través de una puerta delantera y con un empaque de neopreno o caucho con doble cerradura, cumpliendo las siguientes normas: NFPA-99, NFPA-110, UL-508.

Fuente de alimentación con protección de circuito 12-24 voltios CC.

Interbloqueo de CA para impedir que el arrancador se reengrane con el motor funcionando.

Protección de circuito de CC.

Arnés cableado a prueba de errores para conexiones eléctricas.

Lámparas de panel, indicadores analógicos y digitales (LED), a plena escala para presión de aceite, temperatura de agua del motor, voltímetro de la batería de CC, amperímetro de CA, voltímetro de CC, medidor de frecuencia.

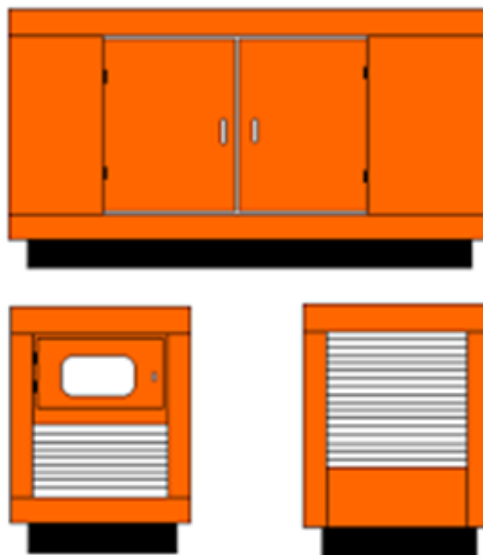
Indicadores de estado parada y fallas, auxiliar (rojo), interruptor del generador no está en automático (rojo), bajo nivel de refrigerante (rojo),



presión baja de aceite (rojo), alta temperatura en el motor (rojo), baja temperatura de agua (rojo), sistema listo (verde), medidor del tiempo de funcionamiento.

m) Otros incluidos: base de acero estructural, radiador tropicalizado, filtro estándar para aire, unión flexible para conexión de silenciador, un silenciador para grado crítico, disyuntor principal de línea-protección termo magnético, el sistema de arranque secuencial será de arranque estrella triángulo, tanto de emergencia como en estado normal, la acometida del generador al panel de transferencia deberá soportar una carga de 600 amperios, batería 12 o 24 V y cables de conexión, cargador para batería tipo flotación de 12 o 24 V de 6 A, aisladores para vibración integrados.

n) Cabina insonora: Instalación para el interior de una caseta de protección y construida con una plancha de acero de 2,00 mm laminada en frío o calor, pintura anticorrosiva curada al horno con recubrimiento termo acústico a base de esponja y thermolon con un nivel de atenuación del ruido mínimo de 17 decibeles a un metro de distancia.



**Gráfico 28. Grupo insonorizado**

Fuente: <http://sonidoylucesaguirre.blogspot.com/p/grupo-electrogeno.html>

o) Regulador electrónico de voltaje: Sale de la fábrica con las conexiones hechas para los valores de tensión y frecuencia nominales del generador.

#### **4.4 Diseño del tablero de transferencia automática**

El TTA ideal para poner en marcha el generador en el “GADMO”, contará con un módulo electrónico de control, serie 6110, y se conectará en el tablero eléctrico principal, el cual controla el paso de la energía (básicamente en donde están las llaves térmicas que protegen líneas y equipos dentro del “GADMO”). Este comando es el encargado de acuerdo a los parámetros programados, de encender y conmutar el grupo electrógeno de manera automática para alimentar en emergencia (Stand By) ante una falla parcial o total en el suministro de energía de Emelnorte S.A. Cuando el suministro externo se normalice, el comando inicia una rutina de control para confirmar dicha estabilidad y procede a conectar a la red externa. Pasado unos minutos y bajo la condición de que todo el sistema continua estable, procede a apagar el grupo electrógeno, además, tiene la posibilidad de recibir información de distintos sensores provenientes del grupo electrógeno a fin de controlar su funcionamiento (nivel de combustible, agua, presión de aceite, temperatura, etc.). También controla el estado de la batería que permite el arranque eléctrico y de acuerdo a un programa preventivo, lo enciende periódicamente a fin de asegurar su adecuado funcionamiento cuando este sea requerido.

El dispositivo estará montado en una caja hermética instada dentro del cabinado del grupo electrógeno.

El TTA deberá contener, interruptores tipo Switch, enclavamiento mecánico entre los interruptores, con módulo de control para transferencia automática, supervisor de voltaje de 220 V, con ajuste al mínimo y bajo voltaje, además:

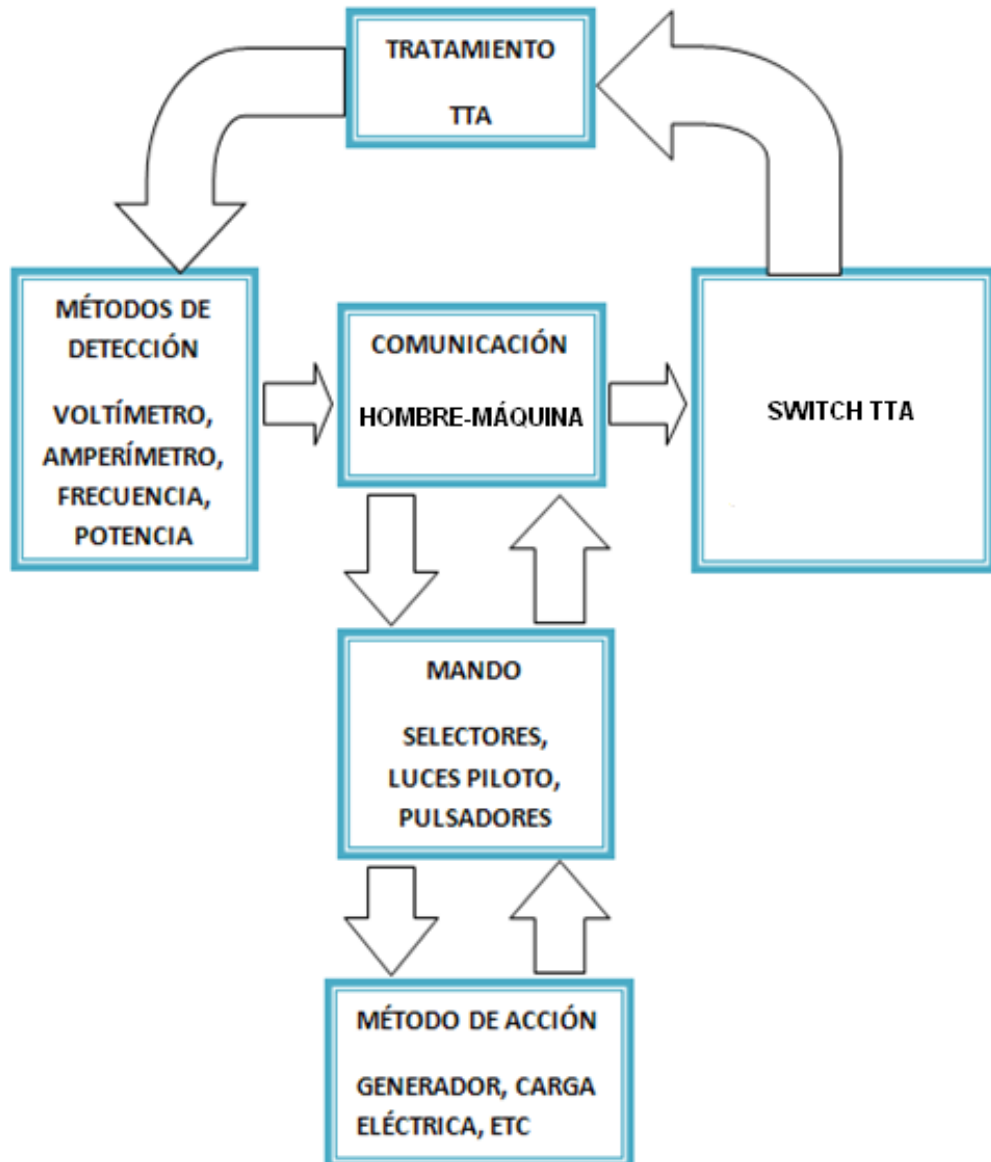
a) Lámparas de señal LED de 120 V para indicar cual alimentación existe, fusibles de protección de acuerdo a la necesidad de los equipos, juego de terminales para tres alimentaciones, juego de terminales en la salida común para la carga.

b) Dos juegos de contactores 3P NC-330 de fuerza para la conexión de red y generador.

c) Un juego de breakers din para protección del sistema de control.

d) Interruptores y características estándar: Arranque cíclico, bocina de alarma con interruptor de silenciador, modo de potencia principal, reóstato ajustable de voltaje de salida generador montado en el panel delantero; parada de protección contra voltaje, arranque parada de motor remoto, interruptor de prueba de lámpara, interruptor selector escala de medidor, interruptor de funcionamiento, apagado/reposición/automático/arranque de motor, temporizador de enfriamiento de motor desde 5 minutos en adelante, botón de parada de emergencia.





**Gráfico 30. Flujograma de comportamiento del TTA**

Fuente: Los autores

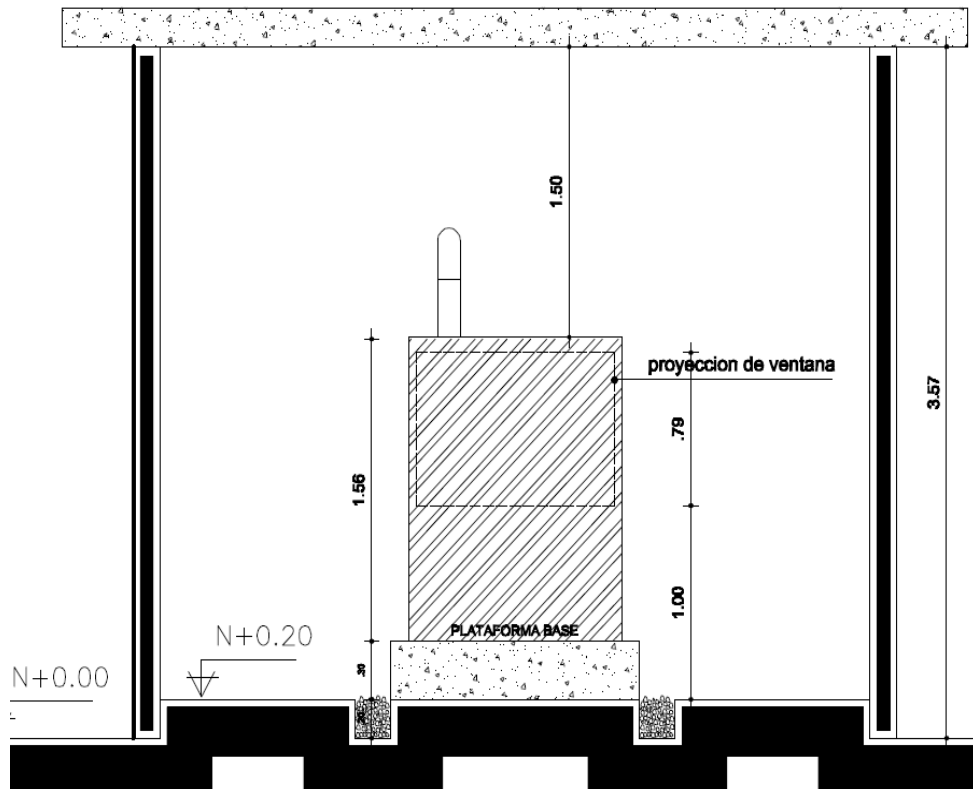
#### 4.5 Rediseño de la caseta para el generador

En cumplimiento a las normas estipulas en el Código Eléctrico Nacional y la Norma Ecuatoriana de la Construcción, se propuso hacerlo de la siguiente manera:

#### 4.5.1 Principios para la ubicación del grupo electrógeno insonorizado

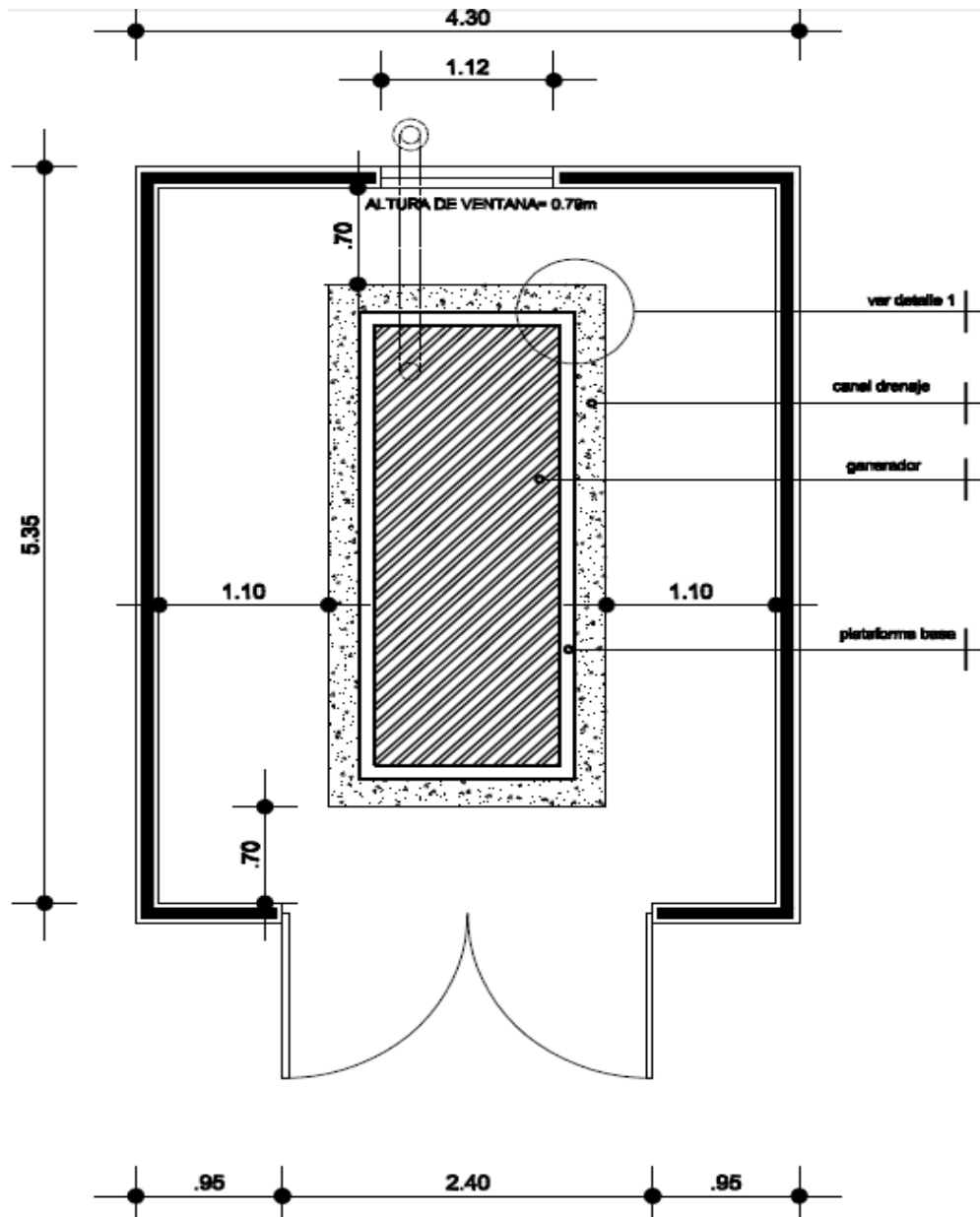
Se deberá tener especial consideración en los apartados 2.11 y 2.12 que tratan sobre una ventilación adecuada, asentamiento del grupo, cimientos, aislamiento de la vibración, sistema de escape y accesos.

A continuación se detalla el respectivo plano según las condiciones del lugar dentro de los predios del municipio de Otavalo.



**Gráfico 31. Caseta grupo electrógeno**

Fuente: Los autores



**Gráfico 32. Caseta y base de asentamiento para grupo electrógeno**

Fuente: Los autores

#### 4.6 Sistema de puesta a tierra para el generador

El grupo electrógeno y todas sus partes metálicas serán conectados al mismo SPAT de toda la instalación, mediante un conductor de sección N° 2/0 AWG de cobre desnudo (ver cálculo de puesta a tierra apartado 4.2.13.), utilizando el borne alojado en uno de los pies del generador.

#### 4.7 Presupuesto general del proyecto

Tabla 50. Presupuesto

<b>PRESUPUESTO</b>			
<b>Materiales Postes</b>			
<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>V. unitario</b>	<b>Total</b>
4	ARANDELA CUADRADA DE 2 X 2	0,84	3,36
2	CRUCETA ACERO GALVANIZADO, PERFIL "C", 100 X 50 X 6 X	60,75	121,5
1	CRUCETA ACERO GALVANIZADO, UNIVERSAL, PERFIL "L" 75	45,51	45,51
2	PERNO "U" ACERO GALVANIZADO, CON 2 TUERCAS, ARAND	3,72	7,44
3	PERNO GALVANIZADO DE 1/2" X 2" CON TUERCA Y ARANDE	1,65	4,95
4	PERNO ROSCA CORRIDA ACERO GALVANIZADO, 4 TUERCA	4,99	19,96
1	POSTE DE HORMIGÓN ARMADO, CIRCULAR, CRH 500 KG, 1	240,24	240,24
3	TIRAFUSIBLE, SLOFAST 3.1	13	39
		Subtotal	481,96
<b>Mano de obra postes</b>			
<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>V. unitario</b>	<b>Total</b>
1	ERECCIÓN DE POSTE GRÚA DIFÍCIL ACCESO	32,39	32,39
1	EXCAVACIÓN DE HUECOS-TERRENO NORMAL	15,7	15,7
1	PUESTA A TIERRA (PTO-ODC1)	9,46	9,46
1	TRANSPORTE	2,03	2,03
		Subtotal	59,58
<b>Materiales Conductores</b>			
<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>V. unitario</b>	<b>Total</b>
1	CONECTOR ALEACIÓN DE CU Y SN, RANURAS PARALELAS	6,36	6,36
180	CABLE DE AL, DESNUDO, CABLEADO, ACSR, 4/0 AWG, 7 (6/1)	1,5	270
90	CABLE DE CU, CABLEADO 600 V, TTU, 4/0 AWG, 19 HILOS	3,45	310,5
30	CABLE DE CU, DESNUDO, CABLEADO SUAVE, 4/0 AWG, 7 HILO	3,3	99
9	AISLADOR ESPIGA (PIN) PORCELANA 15KV ANSI 55-5	11,72	105,48
3	AISLADOR DE SUSPENSIÓN CAUCHO SILICONADO 15KV	18	54



		Subtotal	845,34
<b>Mano de obra conductores</b>			
<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>V. unitario</b>	<b>Total</b>
1	CONSTRUCCIÓN DE POZO DE REVISIÓN	280	280
30	TENDIDO DE CONDUCTOR SUBTERRÁNEO	0,6	18
1	CONEXIONADO TABLERO PRINCIPAL	120	120
		Subtotal	418

<b>Materiales Transformadores</b>			
<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>V. unitario</b>	<b>Total</b>
3	BASE PORTAFUSIBLE NH, 500 V, 400 A, DIN 2	18,5	55,5
8	CABLE DE CU, CABLEADO 600 V, TTU, 2/0 AWG, 19 HILOS	9,5	76
15	CABLE DE CU, DESNUDO, CABLEADO SUAVE, 2 AWG, 7 HILO	5,55	83,25
1	CAJA LAMINA ACERO, SOPORTE Y PROTECCIÓN DE BASES	25,6	25,6
1	CONECTOR ALEACIÓN DE CU, SISTEMA DE TIERRA, AJUSTE	1,1	1,1
3	FUSIBLE NH, DIN 0, 500 V, 300 A	13,06	39,18
3	PARARRAYOS CLASE DISTRIBUCIÓN POLIMÉRICO, ÓXIDO M	54,4	163,2
6	PERNO MÁQUINA ACERO GALVANIZADO, TUERCA, ARANDE	1,8	10,8
3	SECCIONADOR BARRA, 1P, ABIERTO, 15 KV, 10 KA, BIL 110 K	76,01	228,03
1	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DYN5, 13 200 - 220 / 127 V, 90	4984,9	4984,9
1	VARILLA COPPERWELD 5/8"X6' X 1800mm	12,97	12,97
		Subtotal	5680,53

<b>Mano de obra transformadores</b>			
<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>V. unitario</b>	<b>Total</b>
1	MONTAJE DE TRANSF. TRIF. 90 KVA (TRT-3C100)	106,52	106,52
1	TRANSPORTE	56,81	56,81
		Subtotal	163,33

<b>Materiales alumbrado</b>			
<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>V. unitario</b>	<b>Total</b>
5	CABLE DE ACERO GALVANIZADO, GRADO SIEMENS MARTIN	1,07	5,35
8	CABLE DE AL, DESNUDO, CABLEADO, ACSR, 2 AWG, 7 (6/1)	0,75	6
3	CONECTOR ALEACIÓN DE AL, RANURAS PARALELAS, UN PE	3,22	9,66
		Subtotal	21,01

<b>Materiales generador</b>			
<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>V. unitario</b>	<b>Total</b>
1	GRUPO ELECTRÓGENO MODASA	19700	19700
1	TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO	2420	2420
		Subtotal	22120

<b>Mano de obra generador</b>			
<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>V. unitario</b>	<b>Total</b>
1	INSTALACIÓN GRUPO ELECTRÓGENO	438	438
1	INSTALACIÓN TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO	556	556
		Subtotal	994
		SUBTOTALES	30783,75
		IVA 12%	3694,05
		TOTAL	34477,8

Fuente: Los autores

#### 4.8 Análisis Costo-Beneficio

El “GAD” del cantón Otavalo en el año 2013 destinó dentro de su presupuesto para ejecución de obras de mantenimiento y readecuación en la parte eléctrica la cantidad de 118.849 USD. De acuerdo al cuadro del presupuesto (tabla 50) donde se detalla el valor total de la inversión para el proyecto de implementación de un grupo electrógeno, transformador y extensión de red, por un monto de 34.477,80 se considera que lo asignado para la consecución de la obra desarrollada en la presente tesis es viable por cuanto el valor que será invertido representa en el presupuesto general de ejecución de obras eléctricas el 29% del total destinado.

De acuerdo al criterio de decisión basado en la relación beneficio/costo, al obtener un valor mayor que uno, significa que el proyecto descrito es factible de aplicarlo ya que se recupera la inversión inicial y además se obtiene una ganancia. En este caso específico por cada dólar que se invierte, se obtiene una ganancia de 0.32 centavos, que puntualmente por ser este un caso de reemplazo de activos se expresaría en términos de ahorro para el “GAD” de Otavalo debido a la implementación del centro de generación de emergencia, transformador y extensión de red.

### RELACIÓN BENEFICIO-COSTO

AÑOS	FLUJO DE CAJA	F.C. ACTUALIZADO	FACTOR
2013	2318,1	2034,31	1,1395
2014	2445,6	1883,46	1,2985
2015	2567,88	1735,53	1,4796
2016	2711,68	1608,35	1,6860
2017	2874,38	1496,14	1,9212
<b>SUMATORIA DE LOS F.C.A</b>		<b>8757,80</b>	

$$\sum_{t=0}^n > FCN$$

**RBC=**

$$\frac{(1+i)^t}{Inversión}$$

$$RBC = \frac{8757.80}{6633.90}$$

**RBC= 1.32**

## CAPÍTULO V

### 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Conclusiones

Analizado el problema de investigación, y con las propuestas pertinentes para dar solución a la problemática, se concluyó:

1. Por medio de la auditoría energética eléctrica ejecutada en el “GADMO”, se evidenció los puntos débiles del sistema eléctrico instalado, además se constató y demostró el desconocimiento de la normativa legal en base al uso racional y eficiente del suministro eléctrico, ya que, instituciones públicas como ésta, deberían servir de modelo eficiente en su uso.

2. En el desarrollo del proyecto se verificó que los entes reguladores de las construcciones e instalaciones eléctricas no aplican ni hacen cumplir correctamente las normas técnicas (NTE - NEC - CEN) estipuladas en la ley.

3. En base a lo investigado y experimentado en el “GADMO” se confirmó que ésta, como otras instituciones públicas carecen de un departamento de planificación y mantenimiento eléctrico, vital para realizar trabajos en este ámbito con los conocimientos técnicos que los acrediten para lo dicho.

4. Los ineficientes sistemas de iluminación representan un desmedido gasto en el sector público, corroborada esta situación en el “GADMO”. Pudiendo este gasto ser aprovechado con mejoras técnicas al sistema.

Los cambios de luminarias 2 x 40 a sistemas eficientes de consumo eléctrico, desde todo punto de vista, representan un costo a favor en el pago de la planilla por consumo eléctrico.

5. El uso racional de la energía eléctrica a través de un plan de ahorro energético, disminuye el consumo de la misma desde un 15 % hasta un 20%, reflejado en la disminución de costos por concepto de facturas.

6. Contar con un centro de generación eléctrica de emergencia en entidades públicas, es esencial para no interrumpir las actividades de ciudadanos y ciudadanas, que muchas de las veces requieren hacer trámites de suma importancia.

7. El mejor mecanismo para accionar un grupo electrógeno es a través de un TTA. Su operación de accionamiento es automática y confiable al momento de un fallo en la red principal, sin poner en riesgo la instalación o la vida misma como en un sistema manual.

8. Las normativas, criterios de homologación y unidades de propiedad del MEER, facilitan “hablar el mismo lenguaje técnico en el Ecuador” en la aplicación de diseño y construcción de redes eléctricas.

9. El dimensionamiento adecuado del transformador, permite a los abonados tener energía balanceada y de calidad, satisfaciendo las necesidades de demanda energética, sin embargo, es importante que la empresa suministradora de energía eléctrica de la localidad, revise minuciosamente los criterios de diseño de los proyectistas, ya que la demanda máxima unitaria proyectada y el factor de simultaneidad de uso, inciden en gran medida, sobredimensionando excesivamente del transformador.

10. El “GADMO” no cuenta con un SPAT debidamente diseñado y utiliza como único sistema de puesta a tierra, aquel instalado por Emelnorte S.A.

en los transformadores (neutro aterrizado). Lo cual no garantiza confiabilidad.

## **5.2 Recomendaciones**

1. Toda construcción debe obligatoriamente contar con los respectivos planos eléctricos, para identificar rápida y acertadamente en fallos eventuales o dar mantenimiento preventivo o periódico, complementado con la señalética respectiva de identificación de circuitos y riesgos.

2. Implementar mecanismos de automatización para luminarias en corredores y escaleras de la municipalidad de Otavalo, para de esta manera controlar el encendido innecesario durante toda la jornada laboral.

4. Instaurar un plan de concientización en el buen uso del suministro eléctrico con la finalidad de adoptar medidas en favor del ahorro energético.

5. En base a estudios, determinar el balance de cargas en cada una de las fases del suministro eléctrico para no afectar equipos conectados a la red, manteniendo y prolongando la vida útil del conductor y generador eléctrico de emergencia.

6. El grupo electrógeno deberá siempre estar con un porcentaje de sobredimensionamiento para eventuales sobrecargas de la red y así tener una vida útil prolongada y sin problemas técnicos.

7. La ubicación entre el centro de transformación, el TTA, el grupo electrógeno y el tablero principal de distribución, deberá ser lo más cercana posible, optimizando de esta manera la inversión ya que permite un gran ahorro económico en la compra de equipos y materiales eléctricos.

8. Cumplir toda la normativa técnica para dar mantenimiento y soporte al grupo electrógeno (revisar manuales).

9. El diseño y la posterior implementación de una extensión de red, montaje de transformador y acometida eléctrica serán con materiales de la mejor calidad, para garantizar a toda hora un óptimo suministro eléctrico.

10. Cumplir a cabalidad normas y estándares técnicos, con el único fin de ejecutar trabajos bien realizados en todo tipo de instalación eléctrica.

11. Sobredimensionar el neutro, debido a que es utilizado como único retorno y debe soportar las corrientes conjuntas de las fases, además de que también serviría como método de atenuación de armónicos.

## BIBLIOGRAFÍA

Agencia Internacional de la Energía AIE, (2012).

Aluminum conductor handbook normas EEASA.

ANTAMBA R, (2006), “Metodología de Diseño para Centros de Transformación”.

BACA URBINA Gabriel (2011), “Evaluación de Proyectos”, ed. Mac Graw Hill.

BALABARIAN Norman; THEODORE A. Bickart; SUNDARAM Seshu, (2008), “Teoría de Redes Eléctricas”, Editorial Reverté.

BESLEY Scott, BRIGHAM Eugene, (2009), “Fundamentos de Administración Financiera”, Cengage Learning.

CASAS OSPINA Favio, (2003), “Tierras Soporte de la Seguridad Eléctrica”, editorial Linotipía Bolívar y Cia. S. En C, Colombia.

CODENSA, (2010), “Acometidas Eléctricas e Instalación de Medidores en Baja Tensión”.

COLLOMBET Christian, LUPIN Jean-Marc, SCHONEK Jacques, (2000), “Perturbaciones armónicas en las redes perturbadas y su tratamiento” ed. J.M. Giró, España.

CONELEC (2011), Regulación 008/11- Resolución 083-11.

CONSTITUCIÓN DEL ECUADOR 2008.

CORREA Rafael, Presidente Constitucional de la República del Ecuador., (2009), “Decreto Ejecutivo N° 1681”, Quito.



CÓDIGO DE PRÁCTICA ECUATORIANA CPE, (2001), “Código Eléctrico Nacional”.

CRAM PSC S.A., (2010), “Manual de Instalación de Grupos Electrógenos”, Argentina.

DATASHEET Fluke 1744.

EMELNORTE S.A., (2010), “Normas de Construcción de Redes de Distribución, Guía de Diseño Parte A-B-C”.

EERSSA., (2012), “Normas Técnicas para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales”.

VIERON Jim, (2011), “Información Técnica de Cummins Power Generation - Inc”.

Ley URE, (2006), Colombia.

MARTÍNEZ Alfredo., (2008), “Caídas de Tensión”.

MARTÍNEZ Amaya; VALERO Alicia; ARANDA Alfonso; ZABALZA Ignacio; SCARPELLINI Sabina, (2006), “Disminución de Costes Energéticos/Tecnologías y Estrategias para el Ahorro y la Eficiencia Energética”, Fundación Confemetal.

MEER, (2013), “Marco Teórico para la Homologación de las Unidades de Propiedad y Unidades de Construcción del Sistema de Distribución Eléctrica”.

Ministerio de Energía y Minas Perú, (2000).

MONTANÉ Paulino, (1993), "Protecciones en las Instalaciones Eléctricas / Evaluación y Perspectivas", Macombo.

NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN NEC-10, (2010), "Instalaciones Electromecánicas, Instalaciones Eléctricas en Bajo Voltaje".

NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN NEC-11, (2011), Capítulo-13 "Eficiencia Energética en la Construcción en Ecuador".

NORMATIVA ECUATORIANA, (1998), "Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo".

NORMA TÉCNICA ECUATORIANA INEN-1753, (1990), "Reglamento de Urbanización, Redes de Distribución de Energía Eléctrica".

NORMA NTC-ISO 50001, (2012), "Sistemas de Gestión de la Energía – Requisitos con Orientación para su Uso".

NORMA TÉCNICA IEE 80 2000 (2000) Puestas a Tierra.

NÚÑEZ Franklin., (2005), "Tesis Auditoría Energética de la Escuela Politécnica del Ejército", Latacunga.

PÉREZ Rodolfo Lureye Generación S.A., (2013).

PHELPS DODGE INTERNATIONAL CORP., (2012), "Conductores Eléctricos / Revista de Características Técnicas y Especiales de Cables".

POMATOCA Mauro, (2010), Sistema Puesta a Tierra para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Escuela de Ingeniería Electrónica de la ESPOCH"

PROCOBRE – Chile, (2008).

REY MARTÍNEZ Francisco; VELASCO GÓMEZ Eloy, (2006), “Eficiencia Energética en Edificios Certificación y Auditorías Energéticas”, Thompson Editores.

ROLDÁN VILORIA José, (2003), “Seguridad en las Instalaciones Eléctricas”, Editorial Thomson-Paraninfo.

SAN FÉLIX Álvaro, (1988), “Monografía de Otavalo”, Editorial Nuestra América.

SPAT, (2010), Departamento de fiscalización Emelnorte.

TOLEDO Norman, (2014), “Calidad de Energía”.

UPME, (2007), “Guía Didáctica para el Desarrollo de Auditorías Energéticas”, Colombia.

ZABALZA Michel., (2006), “Evaluación Económica de Proyectos de Cooperación”, ed. Reverté.

## **LINKCOGRAFÍA**

[www.iso.org/iso/iso\\_50001\\_energy-es.pdf](http://www.iso.org/iso/iso_50001_energy-es.pdf)

[www.cramelectro.com/wordpress/](http://www.cramelectro.com/wordpress/)

[www.unidadesdepropiedad.com/](http://www.unidadesdepropiedad.com/)

[www.blogenergiasostenible.com/que-es-auditoria-energetica/](http://www.blogenergiasostenible.com/que-es-auditoria-energetica/)

[www.uncuma.coop/guiacompraresponsable/seccion5\\_7.html](http://www.uncuma.coop/guiacompraresponsable/seccion5_7.html)

[www.agenciartn.com](http://www.agenciartn.com)

[www.generadorelectrico.com](http://www.generadorelectrico.com)

[www.grupoelectrogeno.net/grupo-electrogeno/grupos-electrogenos-emisiones-acusticas.html](http://www.grupoelectrogeno.net/grupo-electrogeno/grupos-electrogenos-emisiones-acusticas.html)

[www.electricistas.cl/Articulo28.html](http://www.electricistas.cl/Articulo28.html)

[www.grupos\\_electrógenos.com.ar](http://www.grupos_electrógenos.com.ar)

[www.fonocom.com.ar](http://www.fonocom.com.ar)

[www.enermol.com.ar](http://www.enermol.com.ar)

[www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/seccionadores.pdf](http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/seccionadores.pdf)

[www.grupos\\_electrogenos\\_caterpillar.com](http://www.grupos_electrogenos_caterpillar.com)

[www.es.scribd.com/doc/149032995/ISO-8995-Iluminacion-de-Puestos-de-Trabajo-en-Interiores](http://www.es.scribd.com/doc/149032995/ISO-8995-Iluminacion-de-Puestos-de-Trabajo-en-Interiores)

[www.otavalo.gob.ec/web/wp-content/uploads/2013/03/plan-de-desarrollo-y-ordenamiento-territorial.pdf](http://www.otavalo.gob.ec/web/wp-content/uploads/2013/03/plan-de-desarrollo-y-ordenamiento-territorial.pdf)

[www.ehu.es/alfredomartinezargote/tema\\_4\\_archivos/lectrificacion/anexo%201.1.pdf](http://www.ehu.es/alfredomartinezargote/tema_4_archivos/lectrificacion/anexo%201.1.pdf)

[www.slideshare.net/lennins99/libro-de-intsalaciones-electricas](http://www.slideshare.net/lennins99/libro-de-intsalaciones-electricas).

[http://apuntesduoc.pbworks.com/f/Valor\\_actual\\_netto.pdf](http://apuntesduoc.pbworks.com/f/Valor_actual_netto.pdf)

[www.grupos-electrogenos.com.ar/tablero\\_de\\_transferencia\\_automatica.htm](http://www.grupos-electrogenos.com.ar/tablero_de_transferencia_automatica.htm), (2012)

[www. Centrosur.com.ec/?q=revisi3n](http://www.centrosur.com.ec/?q=revisi3n)

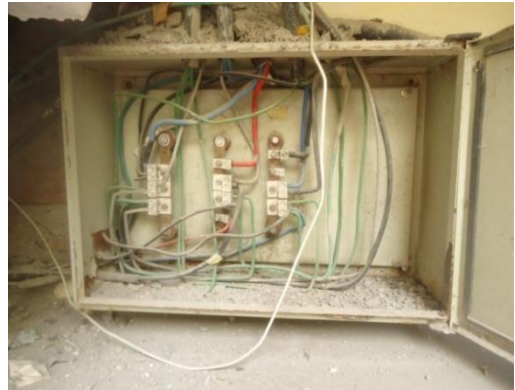
[www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/seccionadores.pdf](http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/seccionadores.pdf)

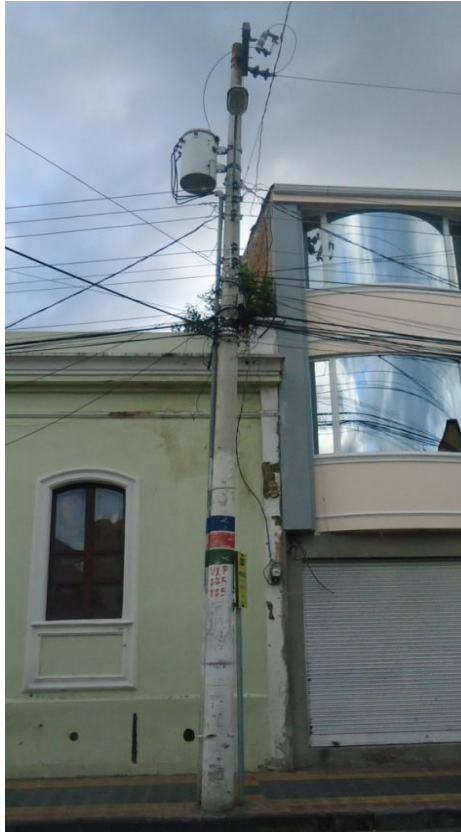
[www.asifunciona.com/tablas/lamparas\\_cfl/lamparas\\_cfl.htm](http://www.asifunciona.com/tablas/lamparas_cfl/lamparas_cfl.htm)

[www.slideshare.net/jonbonachon/12-iluminacion-instacin-energia-solar-jamespoetrodrigues#](http://www.slideshare.net/jonbonachon/12-iluminacion-instacin-energia-solar-jamespoetrodrigues#)

<http://sonidoylucesaguirre.blogspot.com/p/grupo-electrogeno.html>

# ANEXOS

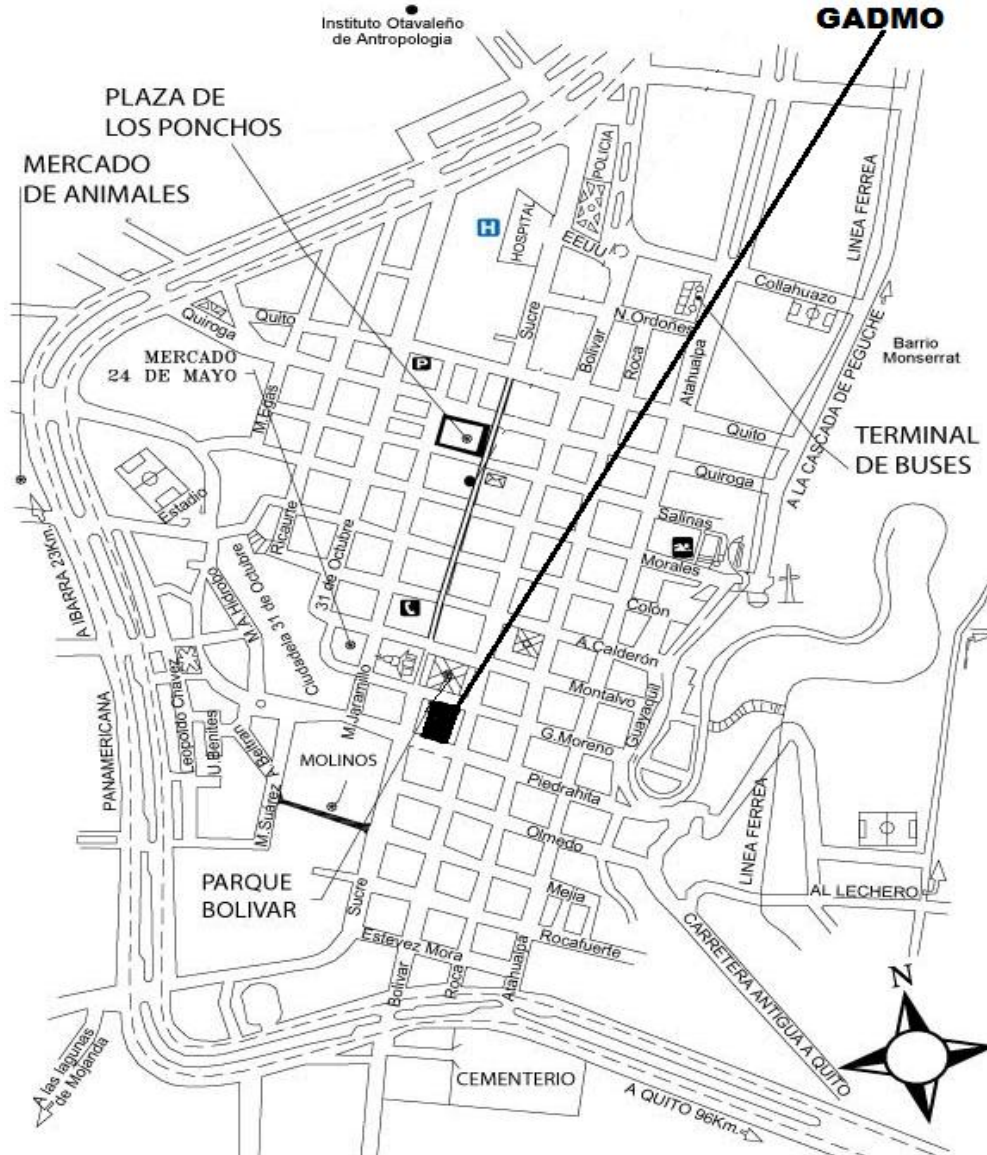






ANEXO Nº 1

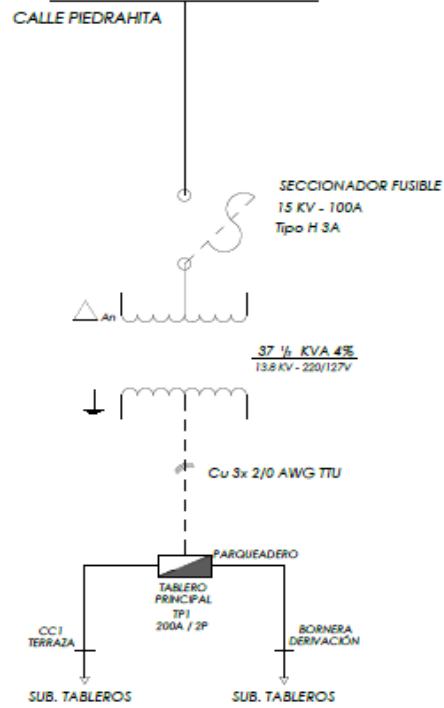
MAPA CIUDAD DE OTAVALO



## ANEXO N°2 DIAGRAMA UNIFILAR SITUACIÓN ACTUAL

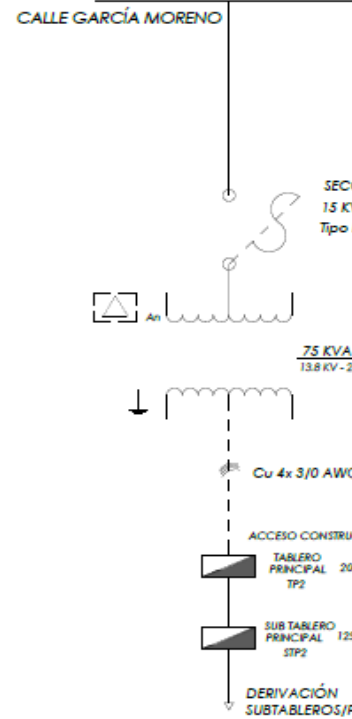
EMELNORTE S.A. 13.8 KV

### Circuito v1



EMELNORTE S.A. 13.8 KV

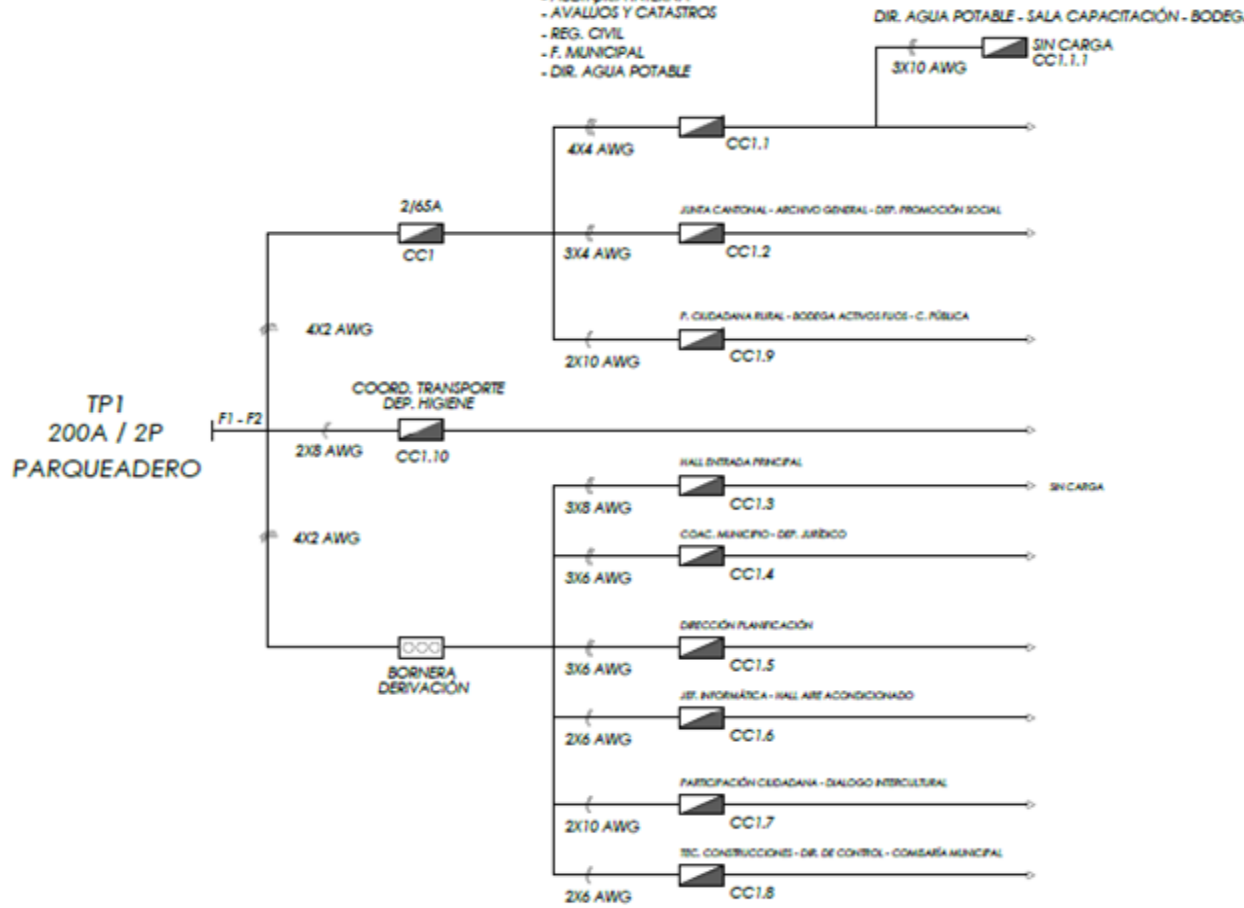
### Circuito v3



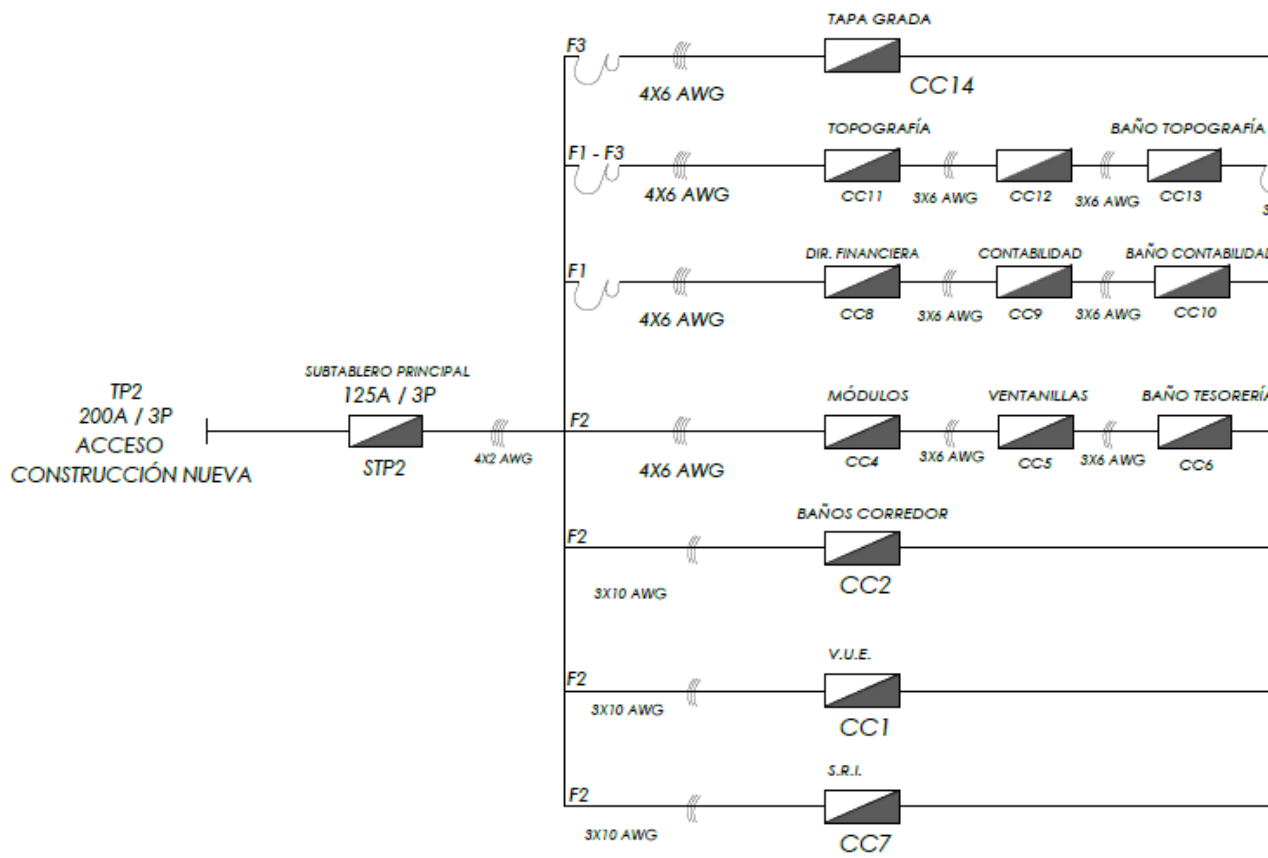
# ANEXO N° 3

37 1/2 KVA

- SECRETARÍA PRESIDENCIA
- SALÓN MÁXIMO
- SECRETARÍA ALCALDÍA
- AUDITORÍA INTERNA
- AVALUOS Y CATASTROS
- REG. CIVIL
- F. MUNICIPAL
- DIR. AGUA POTABLE

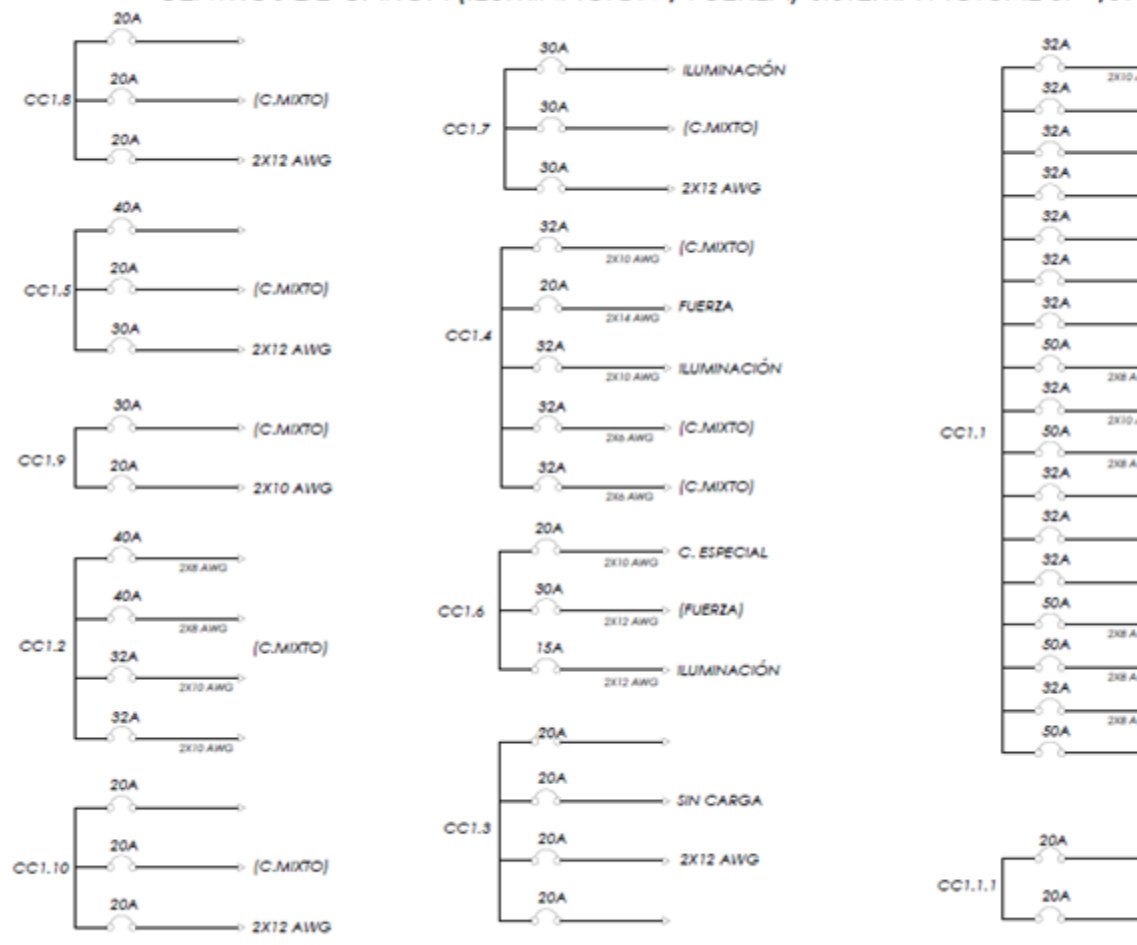


# 75 KVA



## ANEXO N° 4

### CENTROS DE CARGA (ILUMINACIÓN / FUERZA) SISTEMA ACTUAL 37 1/2 K



ANEXO N° 5  
DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA PROPUESTO

EMELNORTE S.A. 13.8 KV

Circuito v1

