



**FACULTAD DE POSTGRADO**

**TESIS DE POSTGRADO**

**UTILIZACIÓN DE SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA  
PARA LA TOMA DE DECISIONES EN LA EMPRESA  
NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)**

**SUSTENTADO POR:**

**VICTOR MANUEL VALLADARES ROSA  
ANTENOR ALEXANDER CASANOVA BIER**

**PREVIA INVESTIDURA AL TÍTULO DE  
MÁSTER EN ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS**

**TEGUCIGALPA, FRANCISCO MORAZÁN, HONDURAS, C.A.**

**MARZO 2014**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA  
UNITEC**

**FACULTAD DE POSTGRADO  
AUTORIDADES UNIVERSITARIAS**

**RECTOR  
LUIS ORLANDO ZELAYA MEDRANO**

**SECRETARIO GENERAL  
LESTER LOPEZ**

**VICERRECTOR ACADÉMICO  
MARLON ANTONIO BREVÉ REYES**

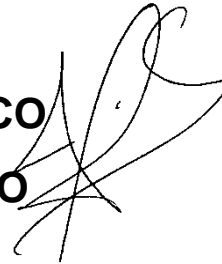
**DECANO DE LA FACULTAD DE POSTGRADO  
DESIREE TEJADA**

**UTILIZACIÓN DE SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA  
PARA LA TOMA DE DECISIONES EN LA EMPRESA  
NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)**

**TRABAJO PRESENTADO EN CUMPLIMIENTO DE LOS  
REQUISITOS EXIGIDOS PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
MÁSTER EN ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS**

**ASESOR METODOLÓGICO  
JUAN JACOBO PAREDES HELLER**

**ASESOR TEMÁTICO  
JAVIER SALGADO**

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'J. Salgado', written over the text 'ASESOR TEMÁTICO' and 'JAVIER SALGADO'.

**MIEMBROS DE LA TERNA  
PATRICIA VILLALTA  
HECTOR BERRIOS**



## UTILIZACIÓN DE SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA PARA LA TOMA DE DECISIONES EN LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)

### AUTORES

Víctor Manuel Valladares Rosa y Antenor Alexander Casanova Bier

### RESUMEN

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) es un organismo autónomo, de servicio al público que se encarga de producir, transportar y distribuir la energía eléctrica en Honduras. En las líneas de distribución se ha identificado una saturación en los transformadores de electricidad lo que incrementa las pérdidas. Haciendo énfasis en la reducción de la sobrecarga de los transformadores y utilizando un sistema de información geográfico (SIG) como herramienta de soporte para la toma de decisiones. Para lograr la finalidad antes mencionada, se aplicó un enfoque mixto haciendo una recolección de datos cuantitativos y cualitativos con los cuales se logró comprobar que el SIG brinda el soporte necesario para la toma de decisiones. Dichos resultados se ven reflejados en la prueba piloto que tomo lugar en la colonia Kennedy Tegucigalpa, en el análisis se logró identificar los transformadores con mayor sobrecarga de abonados, por lo que se ha concluido que la herramienta es de gran utilidad, junto con las demás acciones a tomar en consideración para reducir el impacto de las pérdidas técnicas, las acciones varían de acuerdo al escenario que se presente: sobrecarga de los transformadores o subutilización de los mismos tomando en cuenta la zona y el consumo del área.

**Palabras claves:** Sistemas de Información Geográfica, pérdidas de energía, transformadores de distribución.



## UTILIZATION OF GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEM FOR DECISION MAKING IN THE NATIONAL ELECTRICITY COMPANY (ENEE)

By

Víctor Manuel Valladares Rosa y Antenor Alexander Casanova Bier

### ABSTRACT

The National Electricity Company ( ENEE) is an autonomous organism whose services include the production, transportation and distribution of electricity in Honduras. A saturation of the electrical transformers has been identified.. In order to achieve a reduction of the overload of the transformers a geographic information system (GIS) will be used as a tool for supporting decision-making processes. A mixed approach was used in this investigation; there was a compilation of quantitative and qualitative data. With this data it was possible to confirm that the use of GIS provides the necessary support for decision-making. The results of this study are reflected in the pilot study that took place in the Kennedy neighborhood of Tegucigalpa. During the analysis of the data, the overloaded transformers were identified. Therefore, as this study suggests, the GIS is a tool of great utility along with other actions to take into consideration to reduce the impact of technical losses. The actions that need to take place will depend on one of two scenarios: overload or underuse or the transformers. It is necessary to take into account the area and the consumption of that specific area.

**Key Word:** Geographic Information System, energy losses, distribution transformers

## **DEDICATORIA**

A Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y regalarme salud y sabiduría para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor. A mis padres, por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, brindándome todo su apoyo, comprensión y amor; gracias por su paciencia. A mi esposa y mis hijos, por su amor y paciencia en este proceso de mi vida, ya que ustedes fueron los más sacrificados; pero este logro se los dedico, para que sigan como ejemplo, la responsabilidad, aprendizaje, sacrificio, optimismo, superación y perseverancia en la vida.

## **AGRADECIMIENTO**

A nuestras familias por el apoyo brindado en todo momento a lo largo de esta maestría, por cada uno de sus consejos, comprensión y paciencia para entender las ausencias en las actividades familiares.

Al Dr. Juan Jacobo Paredes Heller por brindarnos su orientación y sus conocimientos en todo momento, ya que por su manera de trabajar, su persistencia, paciencia, motivación, sentido de responsabilidad y rigor académico fue posible el desarrollo del presente trabajo.

A las siguientes instituciones:

Universidad Tecnológica Centroamericana, UNITEC

Consortio de Medición Eléctrica de Honduras, SEMEH

Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE

## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.2. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.....	3
1.3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	7
1.3.1. ENUNCIADO DEL PROBLEMA.....	7
1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	8
1.3.3. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN .....	9
1.4. OBJETIVOS DEL PROYECTO .....	9
1.4.1. OBJETIVO GENERAL .....	9
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	10
1.5. HIPÓTESIS Y/O VARIABLES DE INVESTIGACIÓN.....	10
1.5.1. HIPÓTESIS.....	10
1.5.2. VARIABLES DE INVESTIGACIÓN .....	11
1.6. JUSTIFICACIÓN .....	13
<b>CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>14</b>
2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	14
2.1.1 ANÁLISIS MACROECONÓMICO MUNDIAL .....	19
2.1.2 ANÁLISIS MICROECONÓMICO HONDURAS .....	24
2.1.3 ANÁLISIS MICROECONÓMICO TEGUCIGALPA .....	25
2.1.4 LECTURA DE MEDIDORES.....	25
2.1.5 FACTURACIÓN.....	28
2.2 TEORÍAS .....	30
2.2.1 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	31
2.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	34
2.2.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	35
2.2.4 DETECCIÓN DE PÉRDIDAS.....	40
2.2.5 REQUERIMIENTOS PARA BALANCE DE ENERGÍA .....	41
2.2.6 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE BALANCE DE ENERGÍA .....	42
2.2.7 BALANCE DE ENERGÍA DESDE EL TRANSFORMADOR .....	43



2.2.8	BALANCE DE ENERGÍA EN UN TRAMO O SECTOR DE LA RED .....	44
2.2.9	BALANCE DE ENERGÍA EN EL PUNTO DE SUMINISTRO.....	45
2.2.10	BALANCE DE ENERGÍA SOBRE EL MEDIDOR .....	45
2.2.11	TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE.....	46
2.2.12	TEMPERATURAS INTERNAS DEL TRANSFORMADOR .....	55
2.2.13	CICLO DE VIDA DEL TRANSFORMADOR .....	58
2.2.14	EFFECTOS DE LA SOBRECARGA.....	59
2.2.15	INFLUENCIA DEL TAMAÑO DEL TRANSFORMADOR .....	64
2.2.16	LÍMITES PARA GRANDES TRANSFORMADORES .....	64
2.2.17	DATOS REQUERIDOS PARA EL CÁLCULO DE SOBRECARGAS.....	66
2.3	SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA .....	68
2.3.1	HISTORIA DE LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA .....	69
2.3.2	COMPONENTES DE UN SIG.....	69
2.3.3	ENTIDADES GEOGRÁFICAS BÁSICAS .....	72
2.3.4	EL ANÁLISIS DE LOS GEODATOS .....	76
2.3.5	SIG Y LOS SISTEMAS DE AYUDA A LA TOMA DE DECISIONES.....	79
<b>CAPÍTULO III.</b>	<b>METODOLOGÍA.....</b>	<b>84</b>
3.1.	ENFOQUE Y MÉTODOS .....	84
3.2.	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	86
3.2.1	POBLACIÓN Y MUESTRA .....	87
3.2.2	UNIDAD DE ANÁLISIS .....	88
3.2.3	UNIDAD DE RESPUESTA.....	88
3.3.	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS .....	89
3.3.1	INSTRUMENTOS.....	89
3.3.2	TÉCNICAS.....	90
3.3.3	PROCEDIMIENTOS .....	92
3.4.	FUENTES DE INFORMACIÓN .....	97
3.4.1	INFORMACIÓN PRIMARIA .....	97
3.4.2	INFORMACIÓN SECUNDARIA .....	97
<b>CAPÍTULO IV.</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>98</b>
4.1	CONSUMO POR ABONADOS.....	98

4.2	CONSUMO POR SECTORES .....	104
4.3	DIFERENCIAS POR AREA DE CONSTRUCCIÓN .....	106
4.4	ABONADOS CONECTADOS POR TRANSFORMADOR.....	110
4.5	SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES.....	112
4.6	ESTRATEGIA PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS POR SOBRECARGA ....	114
4.7	COSTO BENEFICIO .....	116
4.8	COMPROBACIÓN DE HIPÓTESIS.....	120
<b>CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>		<b>123</b>
5.1	CONCLUSIONES.....	123
5.2	RECOMENDACIONES .....	125
<b>CAPÍTULO VI. APLICABILIDAD.....</b>		<b>127</b>
6.1	INTRODUCCIÓN .....	127
6.2	ANTECEDENTES DE LA INFORMACIÓN .....	128
6.3	REQUERIMIENTOS DE HARDWARE .....	129
6.4	REQUERIMIENTO DE SOFTWARE .....	129
6.5	INFRAESTRUCTURA DE RED.....	130
6.6	PERSONAL DE CAMPO.....	130
6.7	METODOLOGÍA .....	130
6.8	DISEÑO DEL MODELO DE DATOS .....	131
6.8.1	MODELO CONCEPTUAL DEL SISTEMA.....	132
6.8.2	ELEMENTOS / PROCESOS DEL SISTEMA .....	133
6.8.3	CONCEPCIÓN OPERATIVA DEL SISTEMA.....	134
6.8.4	JERARQUIZACIÓN Y PRIORIDADES DEL PROCESO .....	134
6.9	IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO .....	135
6.10	MANTENIMIENTO DEL SISTEMA.....	136
6.11	RESULTADOS.....	136
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>		<b>137</b>
<b>ANEXOS.....</b>		<b>141</b>
	ANEXO 1: ENTREVISTA .....	141
	ANEXO 2: CENSO DE CARGA .....	142
	ANEXO 3: SIMBOLOGÍA UTILIZADA EN OBSERVACIÓN .....	143

ANEXO 4: GUIA MODERADOR GRUPO FOCAL.....	144
ANEXO 5: MAPA PARA LEVANTAMIENTO DE CAMPO .....	145
ANEXO 6: ABONADOS CONECTADOS POR TRANSFORMADOR .....	146
ANEXO 7: TARIFAS ENEE.....	149

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Factores para invertir en nuevas tecnologías. ....	2
Tabla 2. Acceso eléctrico en Honduras .....	5
Tabla 3. Tabla de variables de investigación .....	12
Tabla 4. Cobertura de electricidad en los países de Centro América .....	15
Tabla 5. Total ventas ENEE .....	17
Tabla 6. Estadísticas de ventas por nivel de consumo nacional .....	18
Tabla 7. Pérdidas eléctricas ENEE enero 2012 – agosto 2013 .....	24
Tabla 8. Pérdidas en Tegucigalpa .....	25
Tabla 9. Porcentaje de pérdidas técnicas ideales .....	40
Tabla 10. Corriente y temperatura límites según norma IEC 60076-7 .....	65
Tabla 11. Consumo promedio por abonado febrero 2005 y febrero 2014.....	99
Tabla 12. Consumo vivienda tipo 5 .....	100
Tabla 13. Consumo vivienda tipo 4 .....	100
Tabla 14. Consumo vivienda tipo 3 .....	101
Tabla 15. Consumo vivienda tipo 2 .....	102
Tabla 16. Consumo vivienda tipo 1 .....	103
Tabla 17. Consumo por sectores todo el país febrero 2,005 y febrero 2,014.....	105
Tabla 18. Consumo por sectores en Tegucigalpa febrero 2,005 y febrero 2,014.....	105
Tabla 19. Consumo por sectores en Tegucigalpa febrero 2,005 y febrero 2,014.....	106
Tabla 20. Consumo por sectores por área de construcción Col. Kennedy.....	106
Tabla 21. Abonados por sector y tipo de transformador Colonia Kennedy .....	111
Tabla 22. Conexiones máximas y mínimas por transformador .....	112
Tabla 23. Pérdidas por sobrecarga en la Colonia Kennedy .....	114
Tabla 24. Costos de transformadores .....	118
Tabla 25. Costos – beneficio .....	118
Tabla 26. TIR y VAN .....	119

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Distribución de generación .....	4
Figura 2. Clientes de ENEE por mes .....	4
Figura 3. Clientes de ENEE por mes .....	6
Figura 4. Brecha del problema .....	8
Figura 5. Variables de investigación .....	11
Figura 6. Emisiones de gases invernaderos .....	16
Figura 7. Pérdidas eléctricas en Argentina .....	20
Figura 8. Pérdidas eléctricas en Perú .....	21
Figura 9. Pérdidas eléctricas promedio en Estados Unidos .....	22
Figura 10. Pérdidas eléctricas .....	23
Figura 11. Método de lectura de medidores de 5 diales .....	26
Figura 12. Dispositivo móvil (Hand Held) e impresora .....	27
Figura 13. Recibo entregado por el empleado de campo .....	30
Figura 14. Transmisión de energía eléctrica .....	33
Figura 15. Perfilador/totalizador en el centro de distribución .....	43
Figura 16. Dos perfiladores/totalizadores en un tramo de red .....	44
Figura 17. Totalizador en el punto de suministro ó sobre el medidor .....	46
Figura 18. Transformadores tipo columna .....	48
Figura 19. Nucleo de transformador tipo acorazado .....	49
Figura 20. Nucleo de transformador tipo acorazado .....	50
Figura 21. Cuba de un transformador de potencia .....	51
Figura 22. Aisladores pasatapas .....	53
Figura 23. Esquema de ventilació .....	55
Figura 24. Esquema de ventilación .....	57
Figura 25. Esquema de ventilación .....	59
Figura 26. Componentes de un SIG .....	71
Figura 27. Componentes de la base de datos SIG .....	75
Figura 28. Enfoque de la investigación .....	85
Figura 29. Paso 1 para calcular el área de los abonados de la Kennedy .....	107

Figura 30. Paso 2 para calcular el área de los abonados de la Kennedy .....	108
Figura 31. Paso 3 para calcular el área de los abonados de la Kennedy .....	109
Figura 32. Paso 4 para calcular el área de los abonados de la Kennedy .....	109
Figura 33. Paso 5 para calcular el área de los abonados de la Kennedy .....	110
Figura 34. Transformadores visualizados en un SIG .....	111
Figura 35. Sobrecarga por transformador.....	113
Figura 36. Instalacion de transformadores .....	115
Figura 37. Instalacion de transformadores .....	121
Figura 38. Elementos / procesos del sistema .....	133

# **CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN**

En el presente capítulo se detalla el planteamiento de la investigación, que incluye la introducción del problema, los antecedentes, la definición del problema, la formulación, las preguntas de investigación para definir el objetivo general y los objetivos específicos que ayudaron a comprobar la hipótesis planteada mediante el estudio de las variables establecidas. Finalmente en la justificación de la investigación se indicó el por qué de la investigación presentando los argumentos que lo hacen necesario.

## **1.1. INTRODUCCIÓN**

En la actualidad, las empresas que desean competir en los mercados internacionales no pueden dejar de reconocer que, como resultado inmediato de la globalización, deben innovarse constantemente, incorporando los nuevos conocimientos y las tecnologías de avanzada con el fin de estar preparadas para beneficiarse de los cada vez más amplios mercados mundiales, en gran medida el éxito de una empresa depende de la calidad de las decisiones que toman sus administradores, para lo cual se requiere del procesamiento de una gran cantidad de información. Todas las organizaciones necesitan información actualizada, confiable y completa para tomar decisiones acertadas (Valdes Hernandez, 2004).

En los países desarrollados, la administración de tecnología (ADT) ha cobrado gran importancia dentro de las ramas de la administración general. Al igual que ésta, la ADT ha evolucionado a través de distintos enfoques pero, en función de su objeto de estudio. A continuación se muestra una tabla con las principales razones por las cuales las empresas invierten en nuevas tecnologías.

**Tabla 1. Factores para invertir en nuevas tecnologías.**

Factores	Puntos posibles por factor de Las 12 empresas	Total de factores marcados por las empresas	Porcentaje obtenido
1. Reducción de costos	12	10	83.33
2. Reducción de materiales	12	3	25.00
3. Facilitar la manufactura	12	3	25.00
4. Simplificar la logística	12	5	41.66
5. Aumentar la calidad	12	6	50.00
6. Entrega del producto o servicio	12	7	58.33
7. Satisfacción del segmento mercado	12	7	58.33
8. Mejoramiento de la curva de aprendizaje	12	4	33.33
9. Reducción de insumos	12	0	0
10. Reducción de mano de obra	12	5	41.66
11. Aumento de producción	12	7	58.33

Fuente: (Pineda, Torres, & Amalia, 2010)

La tabla 1, muestra que según un estudio realizado a varias organizaciones identificaron que las empresas buscan reducir sus costos de operación en primer lugar seguido, por satisfacer las necesidades de un segmento específico del mercado, aumento de producción y mejorar el sistema de distribución de servicios (Pineda, Torres, & Amalia, 2010).

Tomando en consideración los cambios continuos, las necesidades que hay en la actualidad se puede mencionar que las empresas buscan constantemente el desarrollo de un mecanismo a prueba de fallas. Estos mecanismos a prueba de fallas se asocian con los diferentes controles y acciones que deben desarrollarse para garantizar la prestación efectiva del servicio específico, y se relacionan con las diferentes actividades



u operaciones que garantizan la generación de valor u esencia del servicio (Fontalvo, 2010).

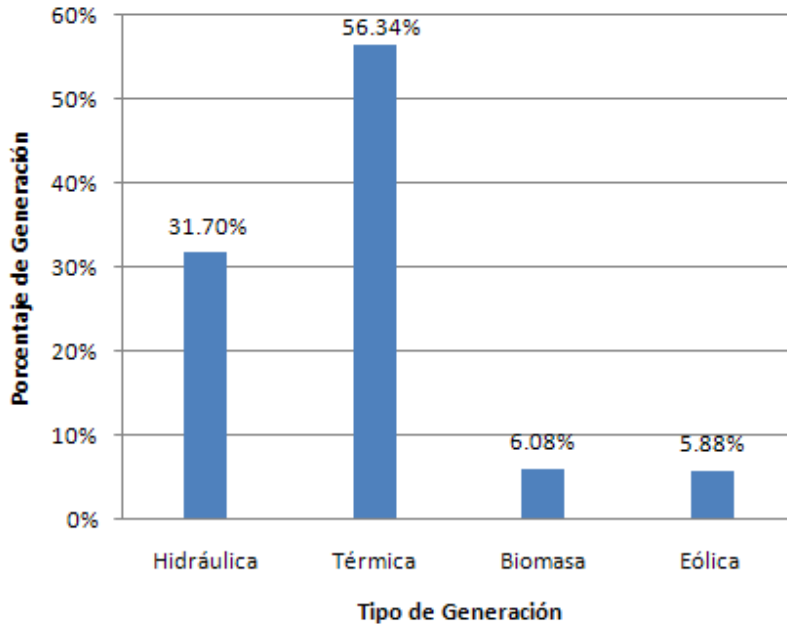
La empresa nacional de energía eléctrica no está exenta a la actualización constante para asegurar reducción de costos, aumento de la calidad y mejora en el servicio.

## **1.2. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA**

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), fue creada por La Junta Militar de Gobierno, mediante Decreto Ley Número 48, el 20 de febrero de 1957, es un organismo autónomo, de servicio al público, con personería jurídica, patrimonio propio y de duración indefinida, con responsabilidad por el desarrollo y construcción de facilidades de electrificación, y por la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país.

Con la Creación de la ENEE se buscó lograr la electrificación Nacional, en base al uso racional de los recursos naturales del país aprovechando los beneficios de la economía de escala, el primer gran proyecto de la ENEE, fue la Central Hidroeléctrica de Cañaveral, como parte del desarrollo del potencial del Lago de Yojoa y del Río Lindo, incluyó este proyecto la construcción de líneas de transmisión y sub-estaciones de alto voltaje, necesarias para conectar esta central con los principales centros de demanda del país.

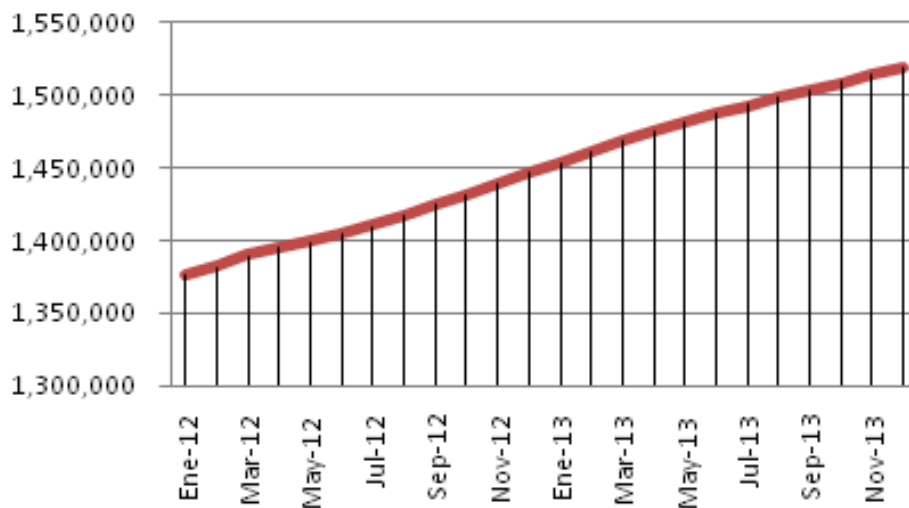
Ese fue el inicio de lo que es hoy, el Sistema Interconectado a nivel nacional; es decir, una red de transmisión eléctrica, que cubre las principales regiones del país la cual están conectadas las centrales generadoras y los diferentes centros de consumo (ENEE, 2013). La ENEE tiene una capacidad instalada de generación de 1,734.9 MW, de la cual el 56.3% está basada en generación térmica, y 31.70% hidráulica, por lo que es vulnerable a los precios internaciones del petróleo. La distribución de la generación es la siguiente (ENEE, 2013):



**Figura 1. Distribución de generación**

Fuente: (ENEE, 2013)

Esta energía es consumida por los abonados de la ENEE que en la actualidad ascienden a 1,531,906 a nivel nacional, esta cantidad aumenta en promedio 6,203 abonados mensualmente, por lo que se tiene que tomar en cuenta para la expansión de la ENEE y la cantidad de abonados que se conectan por transformador.



**Figura 2. Clientes de ENEE por mes**

Fuente: (ENEE, 2013)

La figura 2, muestra el incremento gradual en promedio de nuevos abonados desde inicios del 2012 hasta finales del 2013 demostrando que es un incremento progresivo de clientes.

Los abonados se clasifican según el sector de consumo y es de acuerdo a este sector que se cobran las tarifas de energía, los sectores son los siguientes (SEMEH, 2010):

- 1) Residencial
- 2) Comercial
- 3) Industrial
- 4) Gobierno
- 5) Instituciones autónomas
- 6) Municipalidades

La tabla 2, muestra la cobertura eléctrica de Honduras, por área urbana y rural y la cantidad de hogares que representa.

**Tabla 2. Acceso eléctrico en Honduras**

Área	Población	%	Hogares	Clientes	%	% Acceso
Urbana	3,744,706	45.50%	1,070,180	1,016,671	66.90%	95.00%
Rural	4,485,417	54.50%	750,551	503,017	33.10%	67.00%
<b>TOTAL</b>	<b>8,230,123</b>	<b>100.00%</b>	<b>1,820,731</b>	<b>1,519,688</b>	<b>100.00%</b>	<b>81.00%</b>

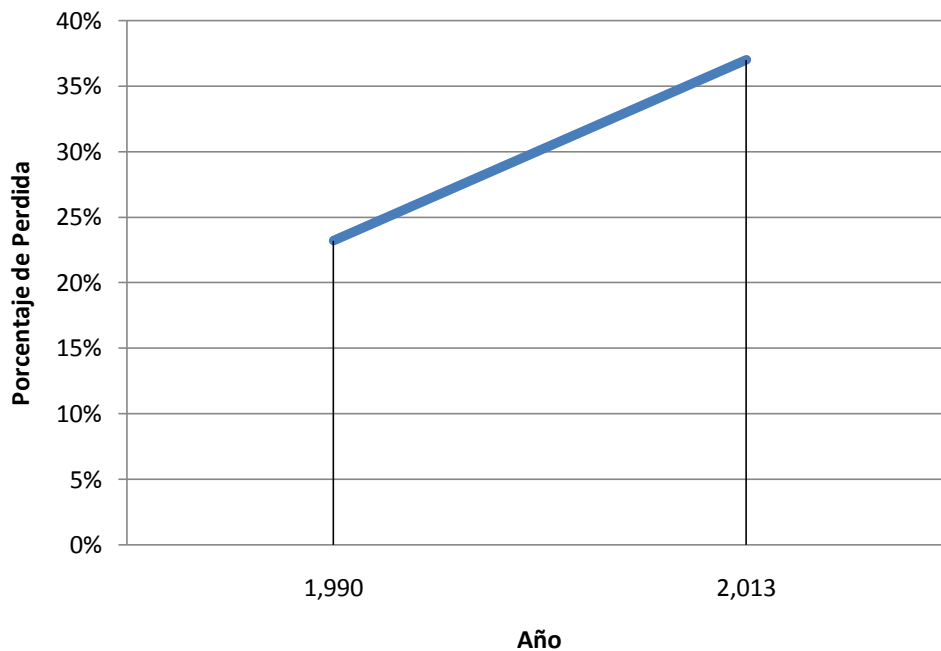
Fuente: (ENEE, 2013)

En la tabla 2, se observa que la cobertura eléctrica general es del 81%. En las zonas rurales llega solamente al 67%, en contraste con el 95% de cobertura en las zonas urbanas. Esta cobertura indica que aun se tienen muchos hogares pendientes de conexión a la red eléctrica de la ENEE, teniéndose que proyectar las necesidades para poder realizar la distribución adecuada, por lo que se hace necesario que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) utilice herramientas tecnológicas para mantener un control adecuado de los recursos que dispone y de esta manera poder realizar

análisis y toma de decisiones para lidiar con los problemas que se generan al momento de prestar los servicios eléctricos.

El no tener estos controles ha provocado que una de las principales causas de la crisis financiera que atraviesa actualmente la ENEE se ocasione por las crecientes pérdidas, ya que se han incrementado desde 23.2% a un 36.99% desde 1990 al 2013, respectivamente. Estos problemas ocasionan pérdidas a la empresa afectando los ingresos y los activos, tienen su origen en dos fuentes unas son las pérdidas técnicas, los cuales se dan en los elementos y equipos de los circuitos eléctricos, por ejemplo en líneas de transmisión, transformadores y bancos de capacitores. La segunda fuente son las pérdidas no técnicas que son ocasionadas por energía que por algún motivo no se contabiliza, usuarios sin medidores o usuarios que realizan actividades fraudulentas para no pagar la energía eléctrica.

En la figura 3 se presenta el porcentaje de pérdidas que ha tenido la ENEE desde 1990 hasta el año 2013.



**Figura 3. Clientes de ENEE por mes**

Fuente: (ENEE, 2013)

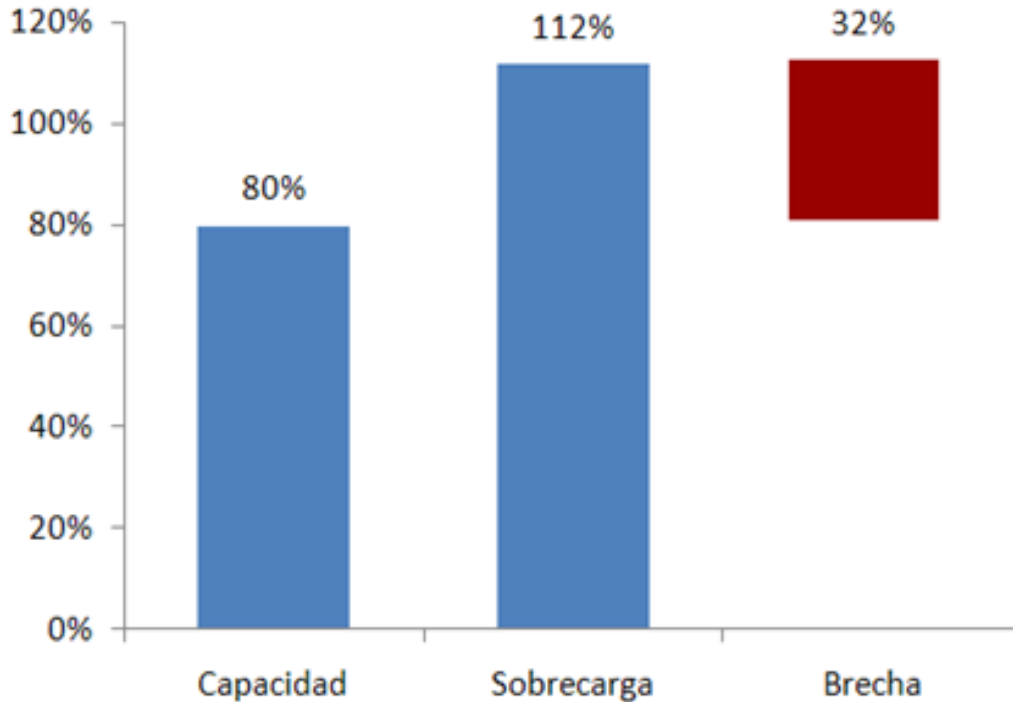
En la figura 3 se observa el incremento que ha tenido la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, lo cual impacta negativamente sus finanzas. Una de las causas de las pérdidas técnicas es ocasionada por conectar más clientes de los que soporta un transformador, lo que provocando sobrecarga, que además de generar pérdidas a la Empresa de Nacional de Energía Eléctrica ocasiona problema a los clientes por constantes apagones que pueden dañar los aparatos eléctricos, Efectivamente es en esto que el presente trabajo se enfoca, en la utilización de un sistema tecnológico para lo toma de decisiones en la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), con la finalidad de que la empresa cuente con una herramienta que permita analizar la sobrecarga de los transformadores y proponer una estrategia de mejora.

### **1.3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

Las pérdidas técnicas y no técnicas de la ENEE la tienen actualmente en una crisis financiera, una de ellas es provocada por la sobrecarga de los transformadores, por lo que, es necesario explicar en forma narrativa y explicativa el problema a resolver, con el único objetivo de guiar el presente estudio hacia las preguntas de investigación a las cuales queremos dar respuesta. La definición del problema consiste en delimitar de forma clara y precisa el objeto de estudio

#### **1.3.1. ENUNCIADO DEL PROBLEMA**

Actualmente, la ENEE como muchas otras instituciones del estado, no cuenta con la tecnología necesaria y adecuada para agilizar los procesos de toma de decisiones que le ayuden a mejorar sus actividades, como consecuencia ha sido causa de constante crítica por parte de sus abonados, empleados y organismos internacionales. Una consecuencia de este problema se refleja en la sobrecarga de los transformadores.



**Figura 4. Brecha del problema**

Fuente: (ENEE, 2013)

En la figura 4 se observa la brecha entre la capacidad de los transformadores y la cantidad de abonados conectados es de un 32% lo que representa una pérdida técnica para la empresa además de que se deteriora el servicio al producirse cortes de energía y quejas por aparatos eléctricos dañados.

### **1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

Debido a que los transformadores se encuentran sobrecargados de acuerdo a su capacidad y que esto representa una pérdida técnica para la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, lo que aumenta la crisis financiera de la empresa, se formula la siguiente interrogante:

¿Qué estrategia se puede proponer a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE para tomar decisiones para reducir la incidencia de transformadores sobrecargados?

### **1.3.3. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN**

Para poder evaluar el presente trabajo de investigación es necesario plantear las siguientes preguntas:

- 1) ¿Cuál es el consumo por abonado?
- 2) ¿Cuál es el consumo por sectores?
- 3) ¿Cuál es la diferencia de los abonados de acuerdo a su área de construcción?
- 4) ¿Cuál es la cantidad de abonados conectados por transformador?
- 5) ¿Cuál es la pérdida técnica por sobrecarga de transformadores?
- 6) ¿Cuál es la estrategia que debe de seguir la ENEE para reducir las pérdidas técnicas por sobrecarga de transformadores
- 7) ¿Cómo se evalúa el costo beneficio de la estrategia propuesta?

### **1.4. OBJETIVOS DEL PROYECTO**

Los objetivos de un proyecto son los logros que queremos alcanzar con la ejecución de una acción planificada, surgen del diagnóstico de las necesidades realizado en el análisis de la realidad y constituyen el punto central de referencia, son los que conforman su naturaleza y le dan coherencia al plan de acción (Barrón & D'Aquino, 2007).

#### **1.4.1. OBJETIVO GENERAL**

Definir los objetivos es un punto fundamental en la planeación de todas las actividades, por tal razón deben de ser bien definidos para realizar un buen proyecto. El presente trabajo de investigación está orientado en proponer una herramienta a la empresa nacional de energía eléctrica que le ayude a diagnosticar problemas actuales de pérdidas y que le ayuden a tomar decisiones. Por lo que se define el siguiente objetivo general:

“Proponer una estrategia que sirva como herramienta para la toma de decisiones y facilite la reducción de las pérdidas técnicas ocasionadas por esta sobrecarga según el diagnóstico de la situación actual de los transformadores de la ENEE”.

#### **1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Para cumplir con el objetivo general de la presente tesis se requiere lo siguiente

- 1) Identificar las pérdidas técnicas ocasionadas por la sobrecarga de transformadores, el consumo promedio por personas por sectores y el área de los abonados por clases sociales.
- 2) Diseñar una estrategia que sirva como herramienta para la toma de decisiones que facilite la reducción de las pérdidas técnicas ocasionadas por esta sobrecarga de transformadores
- 3) Evaluar el costo beneficio de la estrategia diseñada.

#### **1.5. HIPÓTESIS Y/O VARIABLES DE INVESTIGACIÓN**

Una hipótesis de investigación representa un elemento fundamental en el proceso de investigación. Después de formular un problema, el investigador enuncia la hipótesis, que orientará el proceso y permitirá llegar a conclusiones concretas del proyecto que recién comienza (Barrón & D'Aquino, 2007).

##### **1.5.1. HIPÓTESIS**

La hipótesis es una herramienta importante que nos ayuda a comprobar el desarrollo de un trabajo de investigación. Se presentan las siguientes hipótesis para este trabajo de investigación.

H1: Con la utilización de un sistema de información geográfica se logrará identificar la zona de mayor sobrecarga de transformadores.



H0: Con la utilización de un sistema de información geográfica no se logrará identificar la zona de mayor sobrecarga de transformadores.

### 1.5.2. VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

Una variable es una propiedad que puede variar y cuya variación es susceptible de medirse u observarse (Ackerman & Com, 2013).

En la figura 4, se identifica como variable dependiente las pérdidas técnicas por sobrecarga de transformadores ya que su variación depende de otros elementos que le afectan. El consumo por persona, el consumo por sectores, el hacinamiento por sectores, las áreas de construcción por sectores y los abonados conectados a transformadores afectan la sobrecarga de transformadores que genera pérdidas a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica.



Figura 5. Variables de investigación

En la siguiente tabla, se describe cada una de las variables de investigación, se coloca su definición conceptual, así como su unidad de análisis y medición, con sus respectivos indicadores de cómo se medirá cada una de ellas.

**Tabla 3. Tabla de variables de investigación**

	Variable	Definición Conceptual	Unidad de Análisis y Medición	Indicador
Sistema de Información Geográfica - SIG	Consumo promedio por abonado	Es la cantidad de KW de energía que consume un abonado en particular	Kilowatt facturados por persona	Cantidad KW
	Consumo promedio por sectores	Es la cantidad de Kw consumidos por sectores	Kilowatt facturados por sectores	Cantidad de KW
	Abonados por transformador	Cantidad de abonados que soporta un transformador	Capacidad de los transformadores	Unidad
	Área de construcción por clases sociales	Áreas en metros cuadrados de construcción de acuerdo a clases sociales	Metros cuadrados de construcción	Metros cuadrados
	Sobrecarga de transformadores	Es la sobrecarga que existe en los transformadores de distribución	Cantidad de abonados por transformador	abonados por transformador
	Mayor energía disponible para la venta	Es el incremento de la cantidad de kilowatt que la ENEE tendrá disponible al reducir las pérdidas	Facturación de las pérdidas	Cantidad de KW

## 1.6. JUSTIFICACIÓN

La tesis se justifica en que reduciendo las pérdidas técnicas ocasionadas por la sobrecarga de los medidores, permita a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica obtener beneficios económicos al disminuir la compra o generación de energía. Disminuir el índice de pérdida tiene los siguientes efectos:

- 1) Los ingresos que la empresa nacional de energía eléctrica aumentarían ya que se registrarían menos pérdida técnica provocadas por la sobrecarga de transformadores por lo cual no se necesitaría comprar más energía para cubrir la demanda creciente de abonados.
- 2) Al reducir el índice de pérdida técnicas ocasionadas por sobrecarga de transformadores, la empresa aumentará el volumen de kilovatios facturados y distribuir esa energía en nuevos servicios.
- 3) Mediante esta investigación se pretende identificar los porcentajes de pérdidas técnicas ocasionadas por la sobrecarga de transformadores, y proponer una estrategia para la toma de decisiones para disminuirla.

## **CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO**

Debido al planteamiento del problema. Los objetivos y las hipótesis de investigación es necesario analizar y exponer los elementos teóricos generales y particulares para el proceso de desarrollo de la investigación. Este capítulo presenta en forma general el análisis de la situación actual, definiciones relacionadas y teorías de información importante para respaldar la tesis, presenta las características de los sistemas de distribución, la clasificación de las pérdidas de energía eléctrica, la descripción de los transformadores de energía, el método actual de lectura de medidores y el proceso de facturación y las características de los sistemas de información geográfica.

### **2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL**

El subsector electricidad en Honduras principalmente es manejado por dos entes estatales: la Comisión Nacional de Energía, CNE, y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE. La CNE es el ente regulador y la ENEE es la empresa responsable por la operación del sistema de potencia del país. En 1994, y en vista de la crisis experimentada en el subsector durante ese periodo, en la cual se experimentaron apagones de hasta 12 horas en muchas zonas urbanas del país, se aprueba la Ley Marco del Subsector Eléctrico, la cual define la estructura institucional de la industria de la energía eléctrica en el país (ENEE, Ley marco del subsector electricidad en Honduras, 2013).

Dicha ley promueve la competencia en el mercado mayorista de energía mediante la separación de la generación, la transmisión/despacho y la distribución, y la libertad de entrada a todas las actividades del subsector; así como transacciones de energía en un mercado mayorista. A pesar de ello, en la actualidad la implementación del nuevo modelo introducido por la ley no ha sido del todo implementado, sino de manera parcial, y ha tenido un éxito limitado en resolver los problemas que habían motivado la reforma (IDB, 2003).

Las redes de distribución no fueron desreguladas como lo establece la ley, dejando a la ENEE como una empresa verticalmente integrada, único distribuidor servido por la red de transmisión y en control del despacho de todas las instalaciones de generación, ya sea como propietario o a través de los respectivos Acuerdos de Compra de Energía (PPAs, por sus siglas en inglés). Es valioso mencionar que si bien los PPAs proporcionan una manera rápida para resolver la insuficiente disponibilidad de electricidad, estos contratos también incrementan la carga financiera de la empresa de electricidad (IDB, 2003).

La ENEE ha venido incurriendo en pérdidas financieras de aproximadamente USD 103.6 millones anuales, equivalentes casi al 2 por ciento del PIB (BCIE, 2010) . Su flujo de caja ha sido negativo y ha tenido que posponer inversiones necesarias en distribución y transmisión. En la tabla 4, se presenta la cobertura de electricidad en los países de Centroamérica.

**Tabla 4. Cobertura de electricidad en los países de Centro América**

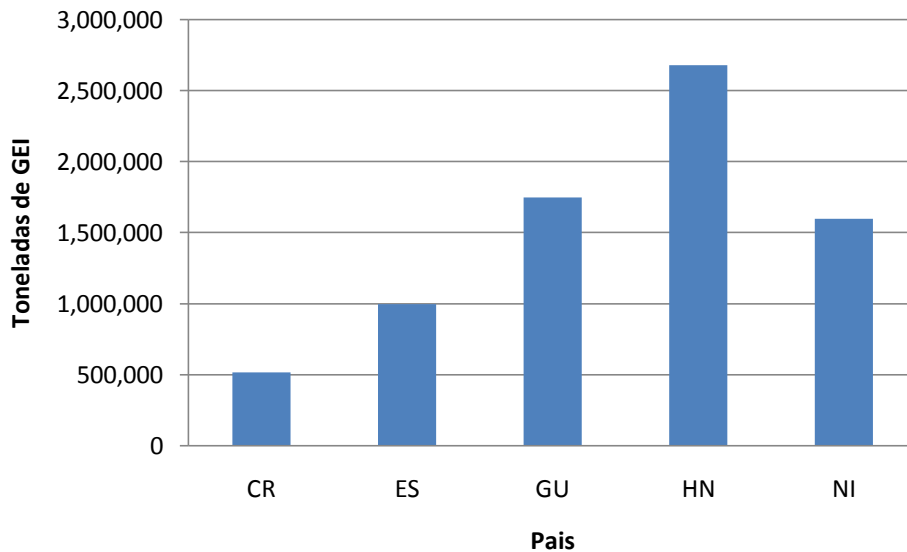
País	Cobertura (%)
Costa Rica	98.80%
El Salvador	85.80%
Guatemala	83.80%
Honduras	81.00%
Nicaragua	68.50%

Fuente: (BCIE, 2010)

La tabla 4, muestra otro elemento importante es la cobertura de servicio de energía eléctrica, que en Honduras alcanza el 81%, siendo esta la segunda más baja en Centroamérica, después de Nicaragua.

Por otro lado, es valioso mencionar que en Centroamérica, Honduras es el país que genera la mayor cantidad de Gases Efecto Invernadero, GEI, producto del subsector electricidad y resultado del uso intensivo de plantas termoeléctricas, con casi 2.6 Millones de Toneladas de GEI, aproximadamente se muestra que de las plantas

termoeléctricas que en conjunto contribuyeron en 2008 al 90% de la energía generada por plantas térmicas en el Istmo Centroamericano, una de las cuatro plantas más contaminantes es LUFUSSA, con sus tres centrales ubicadas en el sur de Honduras. (BCIE, 2010). La figura 6, muestra la cantidad de toneladas de emisión de gases invernaderos.



**Figura 6. Emisiones de gases invernaderos**

Fuente: (BCIE, 2010)

La figura 6, muestra la cantidad de toneladas de emisión de gases invernaderos por parte de los países de Centroamérica, siendo Honduras el que más toneladas produce, seguido de Guatemala y Nicaragua.

Por otro lado, la CNE necesita de fortalecimiento institucional que le permita cumplir a cabalidad con su rol de regulador independiente del subsector eléctrico..Finalmente, aunque se ha avanzado, Honduras todavía está rezagada en comparación con los otros países de la región en términos de diseñar e implementar programas de eficiencia energética (BCIE, 2010).

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica clasifica a sus clientes de acuerdo a su consumo y tipo de medición, comparándolos por regiones y a nivel nacional, resultando interesante que el consumo y por ende la facturación se concentra en una cantidad reducida de clientes, los que deben ser monitoreados para un seguimiento continuo que asegure un conocimiento amplio sobre su patrón de consumo y posibles anomalías.

La tabla 5, muestra el total de ventas de energía eléctrica de acuerdo al nivel de consumo de los clientes:

**Tabla 5. Total ventas ENEE**

CLIENTES POR NIVEL DE CONSUMO	CLIENTES	KWH FACTURADOS	LEMPIRAS FACTURADOS	% CLIENTES	% KWH	% LEMPIRAS
ALTOS CONSUMIDORES	2,945	195,373,994	774,685,029	0.22%	42.16%	45.81%
MEDIANOS CONSUMIDORES	2,907	16,830,865	84,267,181	0.22%	3.63%	4.98%
TRIFASICOS AUTOCONTENIDOS	5,509	8,083,010	42,170,125	0.41%	1.74%	2.49%
COMERCIAL Y GOBIERNO MONOFASICO	110,430	54,615,820	273,819,122	8.27%	11.79%	16.19%
RESIDENCIAL MONOFASICO	1,214,129	188,457,765	516,042,101	90.88%	40.67%	30.52%
<b>TOTAL VENTAS ENEE</b>	<b>1,335,920</b>	<b>463,361,454</b>	<b>1,690,983,558.54</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: ENEE (2012)

La tabla 5, muestra el consumo de acuerdo a los niveles de clientes, se puede observar que los altos consumidores consumen el 42.16% de la energía total, siendo 2,945 clientes que representa solamente un 0.22% de los clientes totales.

En la tabla 6, se muestra las estadísticas de ventas por nivel de consumo de energía de acuerdo a las regiones que la ENEE define las cuales son (ENEE, 2013):

- 1) Centro Sur
- 2) Noroccidente
- 3) Litoral Atlántico

**Tabla 6. Estadísticas de ventas por nivel de consumo nacional**

**CENTRO SUR**

CLIENTES POR NIVEL DE CONSUMO	CLIENTES	KWH FACTURADOS	LEMPIRAS FACTURADOS	% CLIENTES	% KWH	% LEMPIRAS
ALTOS CONSUMIDORES	1,056	55,307,245	234,520,170	0.17%	31.85%	37.51%
MEDIANOS CONSUMIDORES	1,096	5,596,283	27,432,405	0.18%	3.22%	4.39%
TRIFASICOS AUTOCONTENIDOS	3,247	4,036,475	21,278,862	0.53%	2.32%	3.40%
COMERCIAL Y GOBIERNO MONOFASICO	49,926	24,312,494	121,131,446	8.10%	14.00%	19.38%
RESIDENCIAL MONOFASICO	561,051	84,416,913	220,816,350	91.02%	48.61%	35.32%
TOTAL VENTAS	616,376	173,669,410	625,179,233	100%	100%	100%

**NOROCCIDENTE**

CLIENTES POR NIVEL DE CONSUMO	CLIENTES	KWH FACTURADOS	LEMPIRAS FACTURADOS	% CLIENTES	% KWH	% LEMPIRAS
ALTOS CONSUMIDORES	1,043	126,783,841	480,699,702	0.19%	51.76%	53.13%
MEDIANOS CONSUMIDORES	1,783	11,032,664	55,844,704	0.32%	4.50%	6.17%
TRIFASICOS AUTOCONTENIDOS	2,054	3,887,244	20,071,397	0.37%	1.59%	2.22%
COMERCIAL Y GOBIERNO MONOFASICO	46,811	22,704,212	115,334,812	8.32%	9.27%	12.75%
RESIDENCIAL MONOFASICO	510,907	80,550,755	232,747,243	90.81%	32.88%	25.73%
TOTAL VENTAS	562,598	244,958,716	904,697,858	100%	100%	100%

**LITORAL ATLANTICO**

CLIENTES POR NIVEL DE CONSUMO	CLIENTES	KWH FACTURADOS	LEMPIRAS FACTURADOS	% CLIENTES	% KWH	% LEMPIRAS
ALTOS CONSUMIDORES	846	13,282,908	59,465,157	0.54%	29.69%	36.91%
MEDIANOS CONSUMIDORES	28	201,918	990,072	0.02%	0.45%	0.61%
TRIFASICOS AUTOCONTENIDOS	208	159,291	819,867	0.13%	0.36%	0.51%
COMERCIAL Y GOBIERNO MONOFASICO	13,693	7,599,114	37,352,864	8.72%	16.99%	23.19%
RESIDENCIAL MONOFASICO	142,171	23,490,097	62,478,508	90.59%	52.51%	38.78%
TOTAL VENTAS	156,946	44,733,328	161,106,468	100%	100%	100%

Fuente: ENEE (2012)

En la tabla 6, se muestra las estadísticas de ventas por nivel de consumo de energía de acuerdo a las regiones detallando la cantidad de clientes, kwh facturados, lempiras facturados y el porcentaje que representa del total nacional, en la Región Centro Sur



debería enfocarse en el seguimiento de 5,000 clientes que representan el 42% de su consumo en energía y el 49% de la facturación en Lempiras. La Región Noroccidental debería enfocarse en 5,000 clientes que representan el 57% de su consumo en energía y el 60% de la facturación en Lempiras. La Región Litoral Atlántico debería enfocarse en 1,100 clientes que representan el 34% de su consumo en energía y el 41% de la facturación en Lempiras.

### 2.1.1 ANÁLISIS MACROECONÓMICO MUNDIAL

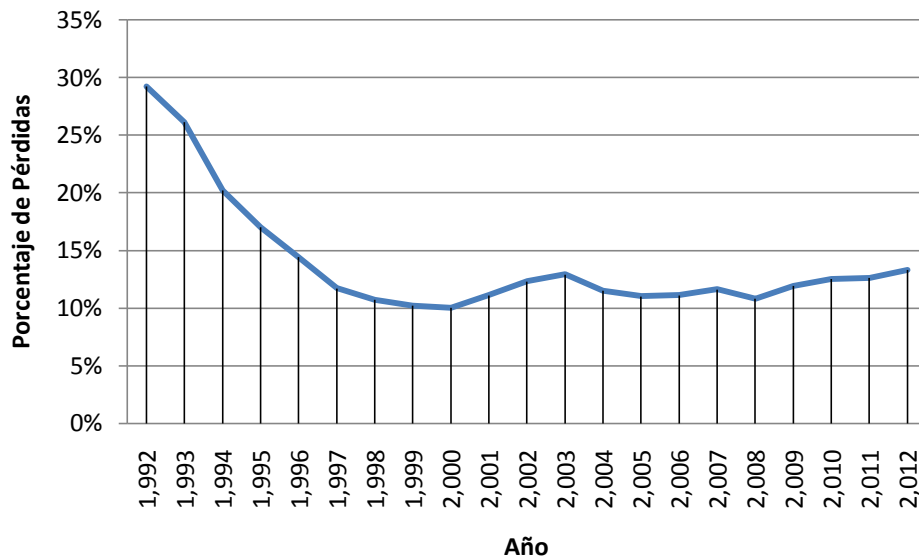
En todos los modelos regulatorios, se considera un determinado nivel de pérdidas técnicas admitidas, para el cálculo de la remuneración apropiada de la actividad de distribución. Todos los modelos regulatorios analizados utilizan coeficientes para reconocer el mayor valor de las compras, con lo cual admiten determinado nivel de pérdidas total, incluyendo tanto las técnicas como las no técnicas, recayendo la responsabilidad de ambas en la gestión de redes a cargo de las distribuidoras. Tal responsabilidad es más nítida en aquellos modelos en los que la actividad de distribución incluye la de comercialización.

#### 2.1.1.1 ARGENTINA

En Argentina se reconocen coeficientes de pérdidas diferentes para cada distribuidora, aún cuando en el proceso inicial de privatización se impusieron los mismos coeficientes para áreas compartidas por algunas de ellas. Al partir las primeras gestiones empresariales, después de la privatización, de altos niveles de pérdidas, el fuerte incentivo a reducirlas por la existencia de los mencionados coeficientes de reconocimiento máximo, llevó a una decidida y exitosa gestión que en cinco años redujo sustancialmente las pérdidas totales (Edenor & Edesur, 2010).

Cabe señalar que el método regulatorio de los coeficientes fijos de pérdidas reconocidas, ha sido un poderoso aliciente para que las compañías ordenen la gestión externa de sus redes, lo cual estaba sumamente descuidado en la gestión pública

previa a la privatización. En la figura 7, se muestran los resultados de la gestión bajo el régimen de incentivos a la recuperación de pérdidas:



**Figura 7. Pérdidas eléctricas en Argentina**

Fuente: (Edenor & Edesur, 2010)

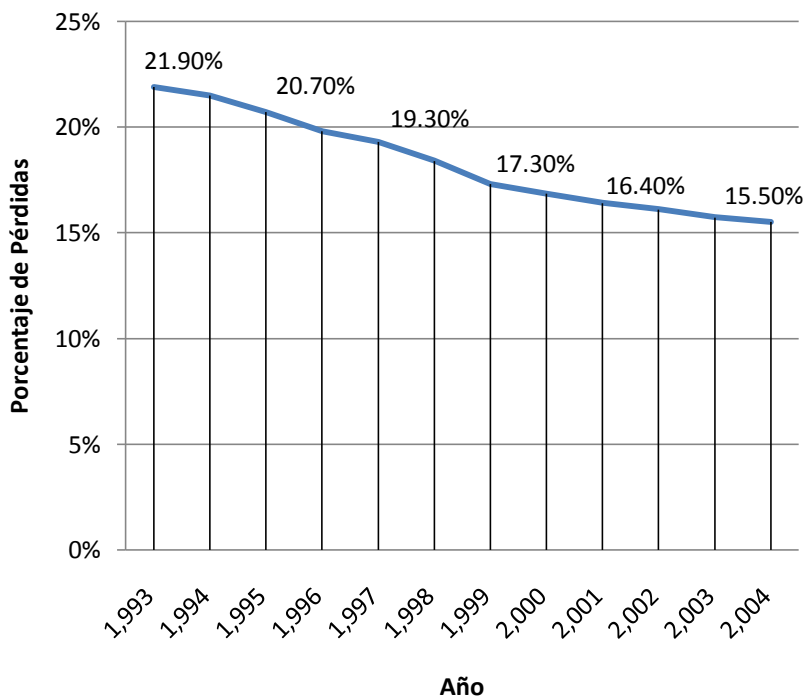
En la figura 7, se observa que en los primeros años la empresa eléctrica logra reducir el nivel total de pérdidas a alrededor de la mitad de su valor inicial, con un ritmo de reducción del orden de 3 puntos % por año. Luego el ritmo de reducción se hace algo más lento.

### 2.1.1.2 PERÚ

Desde su inicio, el sistema eléctrico peruano comenzó a desarrollarse por iniciativa privada. En 1955, la Ley N° 12378 reguló los mecanismos de participación privada, estableciendo un sistema de concesiones con compromisos para aumentar la capacidad de generación en un 10% anual. En aquel entonces, se crearon la Comisión Nacional de Tarifas y otros mecanismos destinados a garantizar la rentabilidad de las inversiones. Sin embargo, a principios de los años 70, se produjeron cambios profundos. En 1972, el gobierno militar de facto nacionalizó la industria eléctrica a través de la Ley N° 19.521 y creó ELECTROPERÚ (Empresa de Electricidad del Perú).

ELECTROPERÚ se convirtió en dueña de todos los activos de generación, transmisión y distribución y llegó a estar a cargo de la prestación del servicio y de la planificación de las inversiones. Hasta comienzos de los 80 había importantes inversiones en proyectos hidroeléctricos y de energía térmica. Sin embargo, este dinamismo comenzó a desvanecerse durante los años 80, principalmente debido a la crisis de la deuda que comenzó en 1982 y que imposibilitó el nuevo financiamiento en la región. A principios de los 90, el sector eléctrico en el Perú demostró un deterioro importante debido a la poca inversión en infraestructura, al hecho de que las tarifas no cubrían los costos de producción, a que la inversión estaba restringida al mantenimiento y a la destrucción sistemática de las infraestructuras a causa de las actividades terroristas.

Los resultados de esta crisis fueron graves: en 1990 solamente el 45% de la población tenía acceso a la electricidad, el suministro sólo cubría el 74% de la demanda y las pérdidas de distribución eran superiores al 20% (Ministerio de Energía y Minas, 2006). En la figura 8, se muestra las pérdidas de energía eléctrica en la empresa peruana.



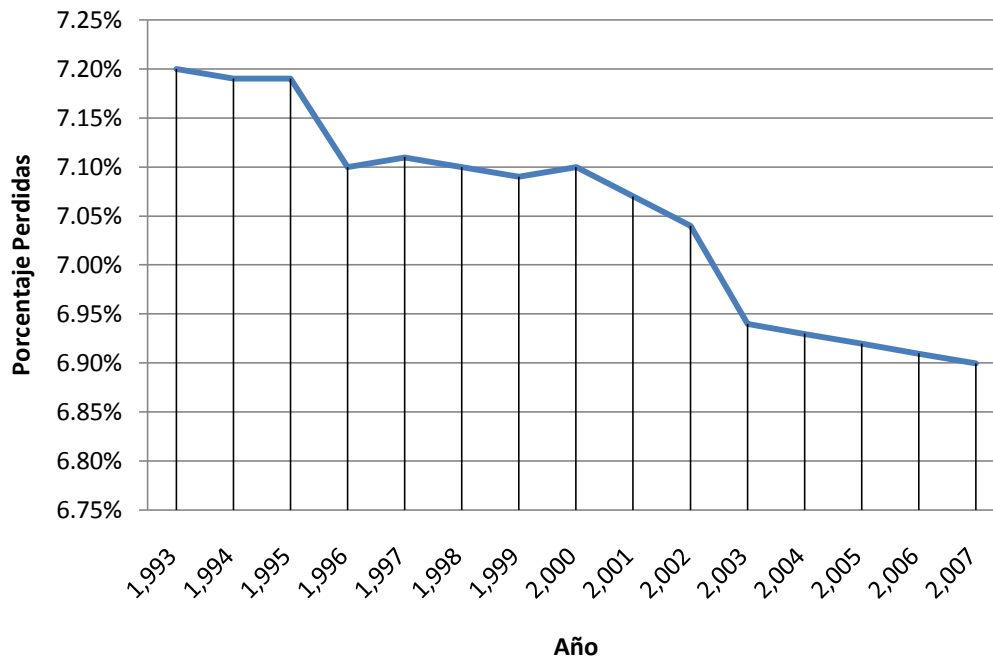
**Figura 8. Pérdidas eléctricas en Perú**

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2006)

La figura 8, muestra como se han reducido las pérdidas de energía en Perú, desde 21.90% hasta 15.50% del año 1993 al 2004 respectivamente.

### 2.1.1.3 ESTADOS UNIDOS

La transmisión de energía eléctrica a grandes distancias da lugar a la pérdida de energía, a través de la resistencia eléctrica, la generación de calor, la inducción electromagnética y el aislamiento eléctrico imperfecto. Desde 1995, estas pérdidas se estimaron entre 7,2% y 6.9%. En la figura 9 se muestra las pérdidas de energía promedio en las empresas de energía eléctrica de los Estados Unidos (US Dept of Energy, 2007).



**Figura 9. Pérdidas eléctricas promedio en Estados Unidos**

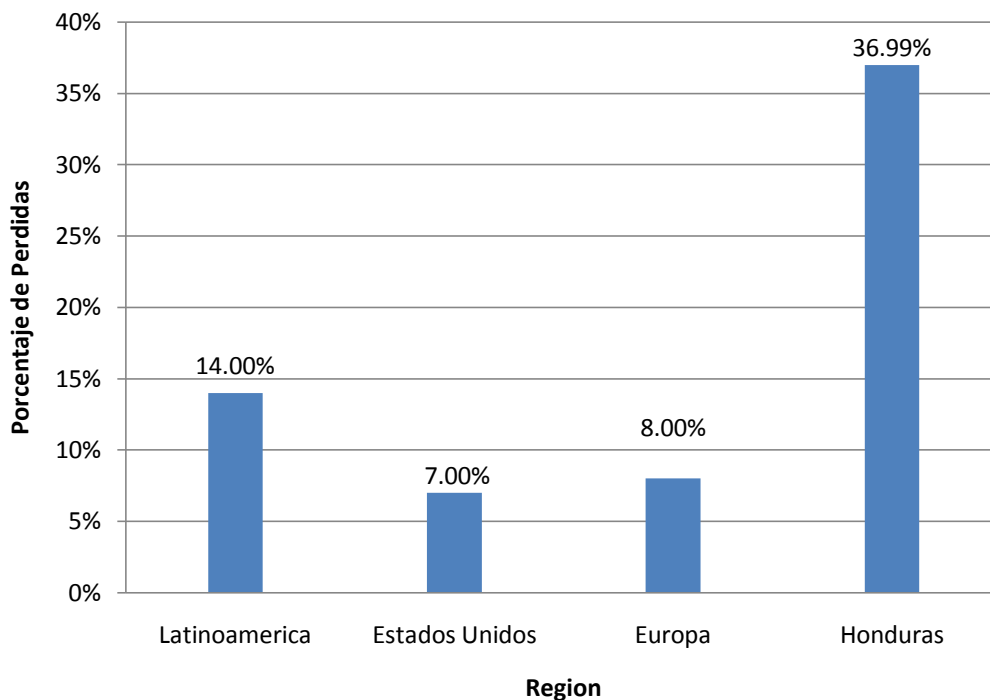
Fuente: (US Dept of Energy, 2007)

La figura 9, muestra las pérdidas promedio de las empresas eléctricas en Estados Unidos, las cuales siempre se han mantenido en menos del 8%, esto se ha logrado con el uso de la tecnología de punta, la constante actualización de las redes de transformación y distribución de energía para mantener las pérdidas técnicas en los

valores mínimos y con sanciones y leyes que castigan con severidad el hurto de energía, lo que ocasiona que las pérdidas no técnicas sean casi nulas.

#### 2.1.1.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EL MUNDO

En la figura 10, muestra la información proporcionada por la comisión de integración energética regional CIER, sobre los porcentajes de pérdida de energía eléctrica en diferentes regiones del mundo (CIER, 2012):



**Figura 10. Pérdidas eléctricas**

Fuente: (CIER, 2012)

En la figura 10 podemos observar que en Europa y Estados Unidos las pérdidas se ha controlado hasta llegar a valores bajos, en promedio en América Latina es de 14%, en contraste con un 36.99% de pérdidas en la empresa nacional de energía eléctrica.

## 2.1.2 ANÁLISIS MICROECONÓMICO HONDURAS

En Honduras el nivel de pérdidas eléctricas es elevado en comparación de otras regiones del mundo, esto es provocado por las poca inversión que se ha hecho para actualizar la red de transformación y distribución, además de no tener leyes para evitar el hurto de energía y reducir el nivel de pérdidas, ni tener herramientas tecnológicas que le ayuden a tomar decisiones; lo que ha generado una crisis financiera en la empresa. En la tabla 7, se muestra la cantidad de pérdidas eléctricas de la ENEE:

**Tabla 7. Pérdidas eléctricas ENEE enero 2012 – agosto 2013**

Pérdidas eléctricas				
Mes	Generación Gwh	Facturación Gwh	Pérdidas	% Pérdidas
Ene-12	597.7	391.9	205.8	34.43%
Feb-12	582.8	420.9	161.9	27.77%
Mar-12	643.4	414.4	229.0	35.59%
Abr-12	616.3	441.0	175.3	28.44%
May-12	667.2	433.9	233.3	34.97%
Jun-12	646.8	456.5	190.2	29.41%
Jul-12	665.2	440.0	225.2	33.85%
Ago-12	649.2	453.0	196.2	30.22%
Sep-12	672.6	459.9	212.7	31.62%
Oct-12	671.5	423.7	247.8	36.91%
Nov-12	609.4	443.1	166.2	27.28%
Dic-12	636.8	404.5	232.2	36.47%
Ene-13	646.9	423.5	223.4	34.53%
Feb-13	637.5	420.7	216.7	34.00%
Mar-13	656.4	404.3	252.1	38.41%
Abr-13	736.1	420.9	315.2	42.82%
May-13	751.1	469.7	281.4	37.46%
Jun-13	702.8	469.8	233.1	33.16%
Jul-13	732.2	438.1	294.1	40.17%
Ago-13	732.5	473.2	259.3	35.40%

Fuente: (ENEE, 2013)

En la tabla 7, se puede observar que las pérdidas de energía se han mantenido en más de 27.77 durante los últimos 20 meses.

La baja calidad del servicio provocó que durante el año 2012 las redes de distribución presentaron 2,594 fallas, para un total de 2,194.7 horas de tiempo fuera de servicio, se estima que en los circuitos en que se presentaron las fallas, considerando la demanda interrumpida y el tiempo fuera de servicio equivale a una energía no suministrada de 6.9 GWh, lo que representó el 0.14% de las consumo total de energía del mismo año.

A mayo de 2013 se presentaron 872 fallas, 724.47 Horas, que se estima equivale a una energía no suministrada de 2.2 GWh, los valores a mayo de 2012 fueron 1009 fallas, 831.7 Horas y 2.7 GWh. (ENEE, 2013)

### 2.1.3 ANÁLISIS MICROECONÓMICO TEGUCIGALPA

El Área Metropolitana de Tegucigalpa Comayagüela tiene una población de 1,899,457 Habitantes, siendo el primer núcleo urbano en Honduras. La migración del campo a la ciudad ha venido a incrementar la población en los terrenos aledaños, especialmente ubicados en las laderas de los numerosos cerros, muchos carentes de urbanización. Las ciudades de Tegucigalpa y Comayagüela han crecido de manera desorganizada en los últimos 50 años, debido a la falta de planificación de las mismas.

Esta desorganización ha generado hurto de energía, sobrecarga de transformadores provocando una pérdida en el 2013 de 11.7%,

**Tabla 8. Pérdidas en Tegucigalpa**

Ciudad	Energía Entregada	Energía Facturada	Energía Pérdida	% Pérdida
Tegucigalpa	113,360,607	100,097,921	13,262,685	11.70%

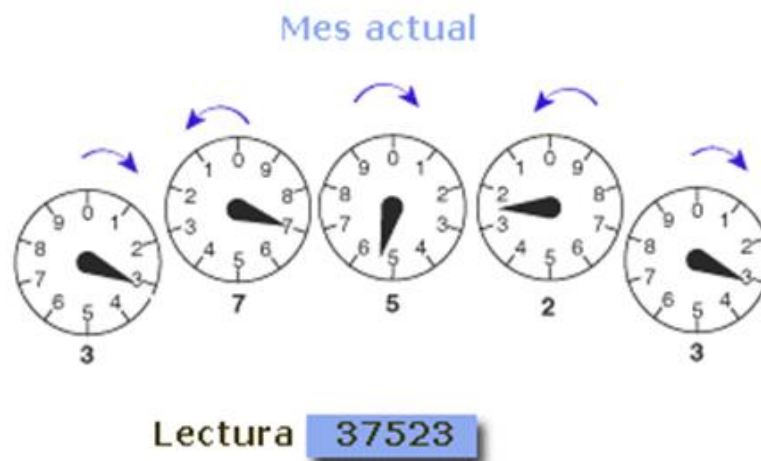
Fuente: ENEE (2012)

### 2.1.4 LECTURA DE MEDIDORES

Un medidor de energía, conocido también como contador, es un equipo que se emplea para medir la energía suministrada a los abonados, el medidor registra unidades,

decenas, centenas y millares de kilovatio horas. La primera, tercera y quinta manecilla del medidor se mueven alrededor del dial en el sentido de las agujas del reloj. La segunda y la cuarta manecilla se mueven en sentido contrario de las agujas del reloj. Esto debido a que son movidos por engranajes entre sí, lo que da el efecto que unas agujas giren en un sentido y otras agujas giren en el sentido contrario.

En la red eléctrica de Honduras existen distintos tipos de medidores que se utilizan para medir la electricidad, incluyendo el de 4 diales, el de 5 diales y los medidores digitales. La mayoría de los hogares utilizan el medidor eléctrico de 5 diales. En la figura 11, se muestra las agujas de un medidor de 5 agujas.



**Figura 11. Método de lectura de medidores de 5 diales**  
Fuente: (ENEE, 2013)

La figura 11, muestra el método de lectura de medidores, la lectura de medidores consiste en la actividad diaria de visita a cada uno de los abonados de la ENEE, donde se lee los datos que el medidor posee, estos datos son ingresados en el dispositivo móvil, el cual realiza los cálculos y emite una factura. Para la realización de esta actividad el consorcio SEMEH elabora un calendario mensual de toma de lecturas a nivel nacional, el cual es autorizado por el Departamento Comercial de la ENEE. Las lecturas de los medidores se hace de acuerdo a estos calendarios, se ingresan los datos a un dispositivo móvil el cual contiene parámetros para asegurar la correcta



medición y la impresión de la factura en campo. La figura 12, muestra los dispositivos móviles utilizados.



**Figura 12. Dispositivo móvil (Hand Held) e impresora**  
Fuente: (SEMEH, 2010)

La figura 12, muestra los dispositivos móviles utilizados actualmente para la lectura de los medidores, esta información es procesada por el Hand Held y emite una factura de cobro a cada abonado. La medición se realiza a todos los abonados de la ENEE diariamente, se pueden dar dos tipos de lecturas:

1) Lecturas consistentes

Se toma como lectura consistente todas aquellas que cumplen con los criterios de lecturas validas definidas por la ENEE.

2) Lecturas inconsistentes

Estas son ocasionados porque la lectura tomada en campo se sale de los parámetros establecidos por la ENEE, dentro de este tipo de lecturas se tienen las siguientes:

- 2.1) Lecturas fuera del patrón de consumo: La aplicación del dispositivo móvil tiene configurado el límite superior e inferior de consumo de cada abonado, este valor es calculado de acuerdo al patrón de consumo de los últimos doce meses. Si el valor ingresado en campo excede de estos límites, se tiene que realizar una verificación antes de imprimir el recibo en campo.
- 2.2) Lectura de medidor en campo inferior a la lectura de base de datos en el dispositivo móvil: Este caso se presenta porque la información en la base de datos difiere con la que se tiene en campo, en este caso se emite una factura con cero consumo y el consorcio SEMEH envía a la ENEE reporte para que realicen un cambio de la lectura base, la cual consiste en ingresar en la base de datos el mismo valor que presenta el medidor en campo. La ENEE procederá a investigar la razón por la cual la lectura en la base de datos no corresponde a lo encontrado en el campo y realizará los ajustes necesarios antes de la realización de la siguiente lectura mensual.
- 2.3) Lectura para servicios directos: Todos los abonados que no tienen medidor instalado en campo, se les denomina servicios directos, para estos casos la ENEE asigna un consumo estimado de acuerdo a un censo de estimado de carga de la zona, y es en base a este consumo que el dispositivo móvil realiza el cálculo para la emisión de la factura.

### 2.1.5 FACTURACIÓN

El proceso de facturación es realizado por el Consorcio SEMEH utilizando dispositivos móviles para capturar la lectura y entregar un aviso de facturación a los abonados, para lo cual realiza los siguientes pasos (SEMEH, 2010):

- 1) Carga y descarga de dispositivos móviles

El proceso de toma de lectura y facturación automatizado contempla una serie de actividades entre las que podemos mencionar las siguientes (SEMEH, 2010):

- 1.1) Selección de las rutas a ser leídas en campo: Estas son seleccionadas de acuerdo al calendario establecido, y se transfieren a los dispositivos móviles.
- 1.2) Toma de lectura: Con el dispositivo móvil, el personal de campo ingresa las lecturas, el programa valida cada una de las lecturas para evitar errores, esta validación es realizada aplicando los parámetros establecidos por la ENEE. Todos los cálculos de los cobros realizados son definidos por la ENEE, el cobro de energía, ajustes por combustible, bonos aplicados a los abonados, cargos por cortes, definición de tarifas, etc.
- 1.3) Impresión de aviso de facturación: El personal de campo del consorcio SEMEH por medio de una impresora portátil entrega un aviso de facturación a todos los abonados a nivel nacional.
- 1.4) Envío de información a la ENEE: Las lecturas son enviadas por el consorcio SEMEH diariamente a la ENEE, para que actualicen la información de la factura de los abonados, y es reenviada al consorcio SEMEH. Esto se realiza con el objetivo de que los saldos de los clientes sean los mismos en ambas instituciones.

## 2) Emisión de avisos de facturación

Los avisos de facturación son entregados por el personal de campo a los abonados en su domicilio, excepto para los aquellos de altos consumos cuya factura es entregada al día siguiente impresa con la información específica. Al momento de la entrega de cada factura se llena una bitácora que incluye la hora, fecha y nombre de la persona que recibe la factura. La figura 13, muestra un recibo impreso a los abonados al momento de realizar la lectura.

EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	
AVISO DE FACTURACION No. D2241254	
Emision: 20/01/2002 Vence: 02/02/2002	
-----	
Clave: 0001550 Medidor: 0000008813997	
Nombre: REYNAUD MERCEDES C DE	
Ubicacion: 001-321-684	
Direccion: C-3029 X FAB DE ALCOHOL COL HUMUYA	
-----	
Fecha Act: 20/01/2002 Lect.Act: 93483	
Fecha Ant: 20/12/2001 Lect.Ant: 93007	
Dias fac: 30 Consumo KWh: 476	
Tarifa: 101 Multiplicador: 1.00	
Cargos del mes:	
-----	
ALUMBRADO PUBLICO	: 14.64
ENERGIA ACT. RESIDENCI:	552.25
-----	
Total mes:	566.89
Saldo Anterior:	436.82
Pagos del mes:	436.82
-----	
Total a Pagar:	566.89
-----	
ADQUIERE AL CREDITO O CONTADO SUS LAM PARAS DE AHORRO EN LA CURACAO Y TROP GAS !! LLAMA GRATIS Al 800-2200221	

**Figura 13. Recibo entregado por el empleado de campo**

Fuente: (SEMEH, 2010)

La figura 13, muestra los datos impresos en el aviso de facturación entregado a todos los abonados de la ENEE, contiene información de la clave, nombre, dirección y el detalle del total a pagar.

## 2.2 TEORÍAS

La energía es una condición necesaria para el crecimiento de la economía, indispensable en la elaboración y uso de casi todos los bienes y servicios del mundo moderno. Muestra de lo anterior es la importancia de los productos del sector energético para el desarrollo de centros de trabajo y su contribución, directa e indirecta, a la generación de empleo y el crecimiento del PIB (Toledo, 2012).

Hoy en día en muchas empresas eléctricas en el ámbito mundial se habla mucho de la eficiencia, de la optimización de recursos, reducción de costos y la calidad en todos los aspectos que esta pueda estar involucrada. La época de la navegación tranquila para todas las empresas eléctricas ha llegado a su fin para abrir paso a una nueva época en la cual todo gira en función del cliente de la red eléctrica (Cid, 2009).

El efecto global de las cargas de tipo residencial y/o comercial es un problema a resolver por la empresa que suministra el servicio eléctrico. Cuando existe una presencia significativa de corrientes armónicas en los alimentadores primarios es práctica común colocar filtros de armónicas en distintos ramales del mismo para reducir la distorsión armónica de la corriente, pero esta práctica puede involucrar otras frecuencias armónicas resonantes con el sistema y en suma el análisis del comportamiento de la red se torna más complejo (Cid, 2009).

La proyección de alimentadores primarios debería ser muy bien planificada y analizada teniendo en cuenta el tipo de cliente que se va a alimentar y la longitud del mismo. La calidad del servicio no solamente implica una atención comedida al cliente sino también en brindar un producto de buena calidad. El analizar el efecto de las armónicas sobre el sistema de distribución es solamente un ítem dentro de lo que involucra la calidad de energía, también es de suma importancia crear dentro de las empresas eléctricas áreas de investigación sobre calidad de energía, para que con criterio suficiente se pueda contribuir a tener sistemas de distribución confiables, seguros, libres de disturbios eléctricos y para una apropiada adquisición de equipos de protección, potencia y medición compatibles con el nuevo entorno no lineal (Cid, 2009).

### 2.2.1 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en distintos lugares, comprende desde la subestación hasta los abonados, cuyo suministro debe de llegar con altos niveles de calidad. Por esta razón es necesario que este opere con mucha eficiencia, apoyo de tecnología, arquitecturas en estructuras y sistemas de gestión, que garanticen hacer frente al cambiante entorno. El suministro de energía eléctrica consta de tres fases: generación, transmisión y distribución. Cada una de ellas conlleva distintos procesos productivos, actividades laborales y riesgos (Navas, Ramirez, & Ibarra, 2013).

- 1) Subsistema de generación: comprende las centrales generadoras, las cuales producen energía eléctrica a partir de otras fuentes de energía. Habitualmente las tensiones de generación oscilan entre 3 y 23 Kv y la potencia de una central varía mucho desde menos de 100 hasta 1000 MVA o más.
  
- 2) Subsistema de transformación: comprende las subestaciones elevadoras, las líneas de transmisión y las subestaciones de reducción.
  - 2.1) Subestaciones elevadoras: también conocidas como subestaciones de bloque de generación. Su función es básicamente elevar la tensión de generación a la tensión de transmisión (220 o 440 KV). Esto debido a que generalmente las centrales se encuentran alejadas de los grandes centros de consumo, así que debe ser transportada. Y con el fin de que el transporte se haga con las menores pérdidas y la instalación de las líneas de transmisión resulte más económica se elevan las tensiones de generación a estos rangos.
  - 2.2) Líneas de transmisión: son líneas aéreas que unen las subestaciones elevadoras con las subestaciones reductoras y por lo tanto, son las encargadas de transportar la energía a muy larga distancia. Estas líneas trabajan a valores de tensión de 220 o 400 KV.
  - 2.3) Subestaciones reductoras: tienen la función básica de reducir los valores de tensión de transmisión a valores propios para el reparto en las áreas industriales de los grandes centros de consumo, así como para las subestaciones de distribución del propio sistema eléctrico. Estos valores pueden ser 138,115 o 69 KV. Frecuentemente estas subestaciones realizan la misión de interconexión entre distintas líneas de transmisión, con la intención de formar anillos en áreas de consumo importante y asegurar la continuidad en el servicio ante la presencia de fallas en alguna de estas subestaciones.

3) Subsistema de sub transmisión: consta de las líneas de sub transmisión de las subestaciones de distribución, redes de distribución en media tensión, bancos de transformación y las redes de distribución en baja tensión (en general llamadas secundario).

3.1) Red de sub transmisión: son líneas que se distribuyen en torno a los grandes centros de consumo con valores de tensión de 138, 115 o 69 KV. Por lo general son aéreas, aunque en algunas ciudades existen restricciones para los aéreos y existen redes subterráneas.

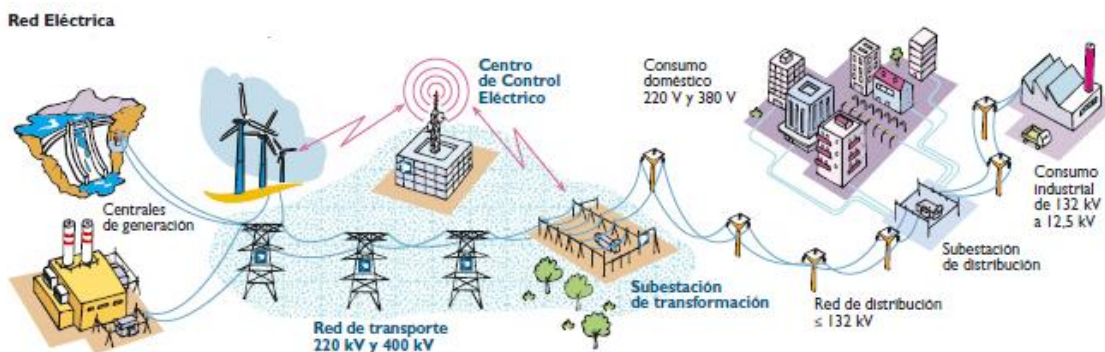
3.2) Subestación de distribución: transforma los valores de tensión de las líneas de sub transmisión a valores de distribución en media tensión 13, 23 o 33 KV.

3.3) Redes de distribución en media tensión: son las líneas que conectan a los usuarios en media tensión a las subestaciones de distribución. Estas pueden existir aéreas o subterráneas.

3.4) Bancos de transformación: transforma los valores de media tensión a valores aptos para el consumo en baja tensión. Los valores de tensión de los bancos pueden ser de 220/127 o 240/120 V.

3.5) Redes de distribución de baja tensión: estas líneas unen los bancos de transformación con las acometidas de los usuarios en baja tensión.

La Figura 14 muestra el proceso de transmisión de una red de energía eléctrica.



**Figura 14. Transmisión de energía eléctrica**

Fuente: (Navas, Ramirez, & Ibarra, 2013)

La figura 14, muestra el proceso de generación, transportación y distribución de energía eléctrica, las formas más populares de generación de electricidad, el proceso de transportación de electricidad basándose en los diferentes filtros eléctricos y el proceso de distribución de la energía para el área industrial y el área residencial.

### 2.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las redes de distribución presentan características muy particulares y que los diferencian de las de transmisión, entre estas se distingue (Salazar Paredes, 2009):

- 1) Topologías mayormente radiales
- 2) Múltiples conexiones (trifásicas, bifásicas y monofásicas)
- 3) Carga de distinta naturaleza

Los sistemas de distribución en un alto porcentaje son típicamente radiales, esto es el flujo de potencia nace solo de un nodo, este nodo principal es la subestación que alimenta el resto de la red. En la subestación se reduce el voltaje del nivel de alta tensión, a nivel de media tensión. Comúnmente se utiliza para el control de tensión en el lado de media tensión un transformador con cambiador de derivaciones (Salazar Paredes, 2009).

La distribución se hace en el nivel de media tensión o en baja tensión, los clientes residenciales y comerciales se alimentan en baja tensión, los clientes industriales en cambio se alimentan en media tensión o en baja tensión según los requerimientos de cada uno de ellos. En los sistemas de distribución se pueden encontrar varios tipos de conexiones así tenemos: trifásicas, bifásicas o monofásicas, si bien es cierto que en media tensión la gran mayoría son redes trifásicas, se puede también encontrar cargas bifásicas, especialmente en zonas rurales. Pero es en media tensión en donde se encuentran los más variados tipos de conexiones, por la gran mayoría de cargas residenciales de naturaleza monofásica. Los desequilibrios que se generan en baja tensión se pueden amortiguar equilibrando las cargas en las tres fases (Crane, 2012).



### 2.2.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como pérdidas no técnicas o comerciales (conocidas comúnmente como pérdidas negras) y pérdidas técnicas, en los distintos componentes de la energía eléctrica se producen en condiciones normales de funcionamiento, pérdidas técnicas. Las pérdidas a nivel nacional, representan un serio problema que se refleja en la deficiencia operativa de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, las que ocasionan mayores costos internos, los cuales producen un serio impacto sobre las tarifas eléctricas y sobre la economía de la empresa.

Las pérdidas se calculan como la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución y la registrada en los equipos de medición de los clientes finales, y se define de la siguiente manera (Aguer, Jutglar, & Miranda, 2006):

$$E_{ds} \text{ (MWh)} = E_c + E_{ca} + E_{gn} + E_{cd} + E_{rt}$$

$$E_{ec} \text{ (MWh)} = E_f + E_{fn} + E_{et}$$

$$P_d \text{ (MWh)} = E_{ds} \text{ (MWh)} - E_{ec} \text{ (MWh)}$$

$$P_d \text{ (\%)} = P_d \text{ (MWh)} / E_{ds} \text{ (MWh)} * 100$$

Donde:

- Eds: Energía disponible en el sistema.
- Ec: Energía comprada en el mercado eléctrico.
- Eca: Energía comprada a auto generadoras.
- Egn: Energía generada no incorporada al mercado eléctrico.
- Ecd: Energía comprada a otras distribuidoras.
- Ert: Energía recibida de terceros.
- Eec: Energía entregada a clientes finales.
- Ef: Energía facturada a clientes regulados.
- Efn: Energía facturada a clientes no regulados.
- Eet: Energía entregada a terceros.
- Pd: Pérdidas de distribución.

### 2.2.3.1 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

No toda la energía eléctrica que se produce, se vende y se factura. Por lo tanto todas las empresas suministradoras del servicio de electricidad registran pérdidas en la energía que generan y tienen disponible para su venta, es decir una proporción de la energía se queda por ahí. Los aparatos de medición no lo contabilizan como entregados a los usuarios y, por lo tanto, no puede ser objeto de cobro. Por esta razón las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía, ésta es utilizada por algún usuario que es suscriptor o no de la empresa distribuidora, la cual solo recibe parte o ninguna retribución por la prestación del servicio. (Colegio24hs, 2004).

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios, así tenemos (Escalante, 2009):

#### 1) Clasificación según la causa que las produce:

- 1.1) Consumo de usuarios no suscriptores o contrabando: comprende fundamentalmente la conexión directa de usuarios del servicio a una red sin haber suscrito un contrato o acuerdo con la empresa distribuidora de energía. En este grupo también se encuentran los usuarios que habiendo tenido contrato con la empresa distribuidora son desconectados de la red, y se vuelven a conectar a ésta sin autorización y sin tener además medición de energía consumida
- 1.2) Error en la contabilización de energía: comprende todos los errores de medición de contadores de energía, lectura y facturación de suscriptores excluyendo de este grupo a los casos de adulteración de los equipos de medición.
- 1.3) Error en consumo estimado: comprende a todos aquellos abonados que por cualquier motivo son facturados por una estimación de consumo.
- 1.4) Fraude o hurto: comprende todos los casos en los que el usuario, siendo un suscriptor de la empresa distribuidora de energía, altera intencionalmente el equipo de medición o toma directamente la energía de la red.

1.5) Error en consumo propio de las empresas distribuidoras: comprende la energía consumida y no contabilizada por la empresa encargada de la distribución. Incluye generalmente el consumo no medido de auxiliares de subestaciones, alumbrado público, etc.

2) Clasificación según la relación con la actividad administrativa de la empresa: es evidente que un sistema de medición defectuoso o que no se aplique en forma estrictamente periódica, procesos de facturación inadecuados e incapacidad de detectar y controlar las conexiones ilegales son un reflejo de la capacidad administrativa de la empresa distribuidora, o la falta de mecanismos legales para actuar en estos casos, así tenemos:

2.1) Por registro o medición deficiente de consumo

2.2) Por facturación incorrecta de los usuarios

Todas las pérdidas de energía tienen efectos adversos para las empresas de distribución, debido a ellas se encuentran obligadas a comprar energía adicional para satisfacer la demanda, con lo cual se incrementan los costos. La reducción de las pérdidas no técnicas, por lo tanto, reduce el volumen de energía que las empresas distribuidoras deben de adquirir para satisfacer la demanda que no puede facturar, e incrementa el volumen de energía eléctrica efectivamente vendida (Escalante, 2009).

#### 2.2.3.2 PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas constituyen una parte de la energía que no es aprovechada y que el sistema requiere para su operación, es decir, es la energía que se pierde en los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución y que sirven para conducir y transformar la electricidad y pueden ser determinados por métodos mesurables y analíticos con las herramientas que dispone la empresa distribuidora sean éstas hardware, software, instrumentos de medición, otros.

Representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras (Martínez, 2010).

Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente, solo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red. Para lograr un plan adecuado de control y reducción de pérdidas técnicas, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros (Escalante, 2009):

- 1) Diagnostico del estado actual del sistema
- 2) Proyección de la carga
- 3) Revisión de los criterios de expansión
- 4) Estudio de flujos de carga para optimizar la operación de líneas y redes
- 5) Analizar la ubicación óptima de transformadores y usuarios
- 6) Realizar estudios de reconfiguración de alimentadores primarios.

Se puede realizar una clasificación de las pérdidas técnicas según la función del componente y según la causa que las originan (Alvarado García, 2010):

1) Por la función del componente:

1.1) Pérdidas de transporte:

1.1.1) En líneas de sub transmisión

1.1.2) En circuitos de distribución primaria

1.1.3) en circuitos de distribución secundaria

1.2) Pérdidas por transformación

1.2.1) En transmisión / sub transmisión

1.2.2) en sub transmisión / distribución

1.2.3) En transformadores de distribución

2) Por la causa que las originan (Amalfa, 2009):

- 2.1) Pérdidas por el efecto Joule: cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor isotérmico, hay una generación de calor. Este efecto ocurre a la transferencia de energía eléctrica a través del conductor por un proceso

análogo al rozamiento. Este efecto se denomina efecto joule. La ley de Joule enuncia que: "El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente", estas pérdidas por efecto Joule se manifiestan principalmente en: (Alvarado García, 2010)

2.1.1) Calentamiento de cables

2.1.2) Calentamiento de bobinados de los transformadores de distribución.

- 2.2) Pérdidas por histéresis y corrientes parasitas: Existe una potencia que sirve exclusivamente para magnetizar el núcleo, esta potencia no tiene otra aplicación práctica, por lo que se la puede considerar como potencia pérdida en la imantación del núcleo del transformador y es llamada pérdida por histéresis, Por otro lado los equipos eléctricos están formados por pedazos de conductores que se mueven en un campo magnético o están situados en un campo magnético variable, dando lugar a corrientes inducidas que circulan por el volumen del conductor, estas corrientes se denominan de Foucault y son corrientes que generan pérdidas.

### 2.2.3.3 NIVELES DE PÉRDIDAS

Es difícil establecer en forma general un nivel óptimo de pérdidas vitales para cualquier sistema, ya que el mismo depende de las características propias; de los costos y beneficios que se deriven de la reducción de las pérdidas de energía. De acuerdo con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), deduce que el porcentaje de pérdidas totales no deberían superar el 10 al 12 % de la energía entregada a la red y más aún se considera como deseable que sea inferior al 10%, es decir, 8 o 9% ; como óptimo a maximizar. No obstante en empresas Suramericanas la realidad es diferente, ya que estas pérdidas están alrededor del 18%, llegando en algunos casos a alcanzar valores del 25% y 27%.

El valor deseable debería estar en el orden del 10 al 12%; como máximo para las pérdidas totales, de las cuales; de 7 al 9% corresponden a las pérdidas técnicas y del 3

al 4% a las pérdidas no técnicas, por lo que la OLADE considera como deseable siempre el que represente el “óptimo económico”, es decir que sea el resultante de un equilibrio entre los ahorros logrados al reducir las pérdidas y los costos asociados a esa reducción. La OLADE estableció los siguientes porcentajes de pérdidas técnicas de potencia, indicados en siguiente tabla (OLADE, 2011):

**Tabla 9. Porcentaje de pérdidas técnicas ideales**

<b>Sistema</b>	<b>% Ideal</b>
Líneas de transmisión	1.25%
Líneas de sub transmisión	2.00%
Estación de distribución	0.25%
Distribución primaria	3.00%
Distribución secundaria y transformadores de distribución	1.00%
<b>Total</b>	<b>7.50%</b>

Fuente: (OLADE, 2011)

La tabla 9 muestra los porcentajes de pérdidas técnicas aceptables de acuerdo a los estándares mundiales.

#### 2.2.4 DETECCIÓN DE PÉRDIDAS

En la distribución y comercialización de energía eléctrica, el control de las pérdidas no técnicas (PNT), preocupa tanto a quienes con índices de un dígito ven crecer medio punto en un año, como a quien procura reducir índices superiores al 15% o 20%. El problema a resolver no es para nada fácil. Basta considerar que toda la energía disponible para la venta se consume entre millones de usuarios desparramados por toda el área de concesión y es contabilizada con medidores de energía ubicados sobre la acera, dentro de un edificio, mercado o fábrica; instalados dentro de un gabinete o expuestos, sobre una columna en altura o en un sótano. En ocasiones se trata de instalaciones incómodas o conexiones a redes subterráneas o conductos empotrados que impiden la inspección visual directa.

En tal escenario es impensada la aplicación de instrumentos de operatoria compleja como es el caso de una valija de contraste, para controlar si el medidor esta contabilizando bien la energía suministrada. La solución acorde con las características del campo y la dinámica que demanda el control de las pérdidas no técnicas, pasa por verificar el funcionamiento del medidor sin tener que desvincularlo de la red, mediante una operatoria sencilla y rápida, que permita incluso poder trabajar sobre una escalera contra una columna (ECAMEEC, 2013).

El Control del Punto de Suministro para la reducción de PNT corresponde al método de aplicación sistemática de equipos Verificadores como por ejemplo los modelos ECA-200 y ECA-300. Las campañas de reducción implementadas con este tipo de equipamiento permiten obtener información fiable sobre el estado de los medidores, detectar medidores intervenidos o alterados, en mal estado, con rango inadecuado (ejemplo: sobrecargados), etc. Facilitan también la obtención de una muestra estadística suficiente para confirmar desviaciones en series o modelos de medidores conveniente de renovación. Adicionalmente se logra alcanzar un grado de presencia significativa como para inhibir o disuadir la intención de fraude (ECAMEEC, 2013).

No obstante los beneficios de aplicar el Control del Punto de Suministro, la eficacia de la campaña puede ser optimizada aplicando el método de Balance de Energía por zonas. Este método permite orientar la acción de Control del Punto de Suministro utilizando equipos tales como los modelos de registrador ECA-313 y MRE2.0, desarrollados para tal fin (ECAMEEC, 2013).

#### 2.2.5 REQUERIMIENTOS PARA BALANCE DE ENERGÍA

Para aplicar el método de Balance de Energía se requiere el uso de un registrador de energía preferentemente perfilador. El perfil de energía (típicamente a intervalos de 15 minutos), permite conocer la modalidad del consumo y esta información es muy valiosa para detectar modos de intervención sobre los medidores.

Si bien un Registrador Totalizador (sin capacidad de perfilado), es suficiente para el Balance de Energía, tal información no indica nada acerca de cómo evoluciona el consumo. Citamos un ejemplo real ocurrido durante una campaña de Curva de Carga en una distribuidora de Argentina, en donde el registrador ECA-313 además de energía, registraba tensión y corriente, posibilitando detectar un suministro donde diariamente se intervenía la conexión dejando al medidor sin neutro y por lo tanto sin capacidad de medición, mientras la carga seguía conectada a un neutro alternativo.

Al cabo de algunos días de registro, el ECA-313 mostró claramente la irregularidad. El perfil de tensión con interrupciones diarias no respondía a ninguna lógica por cuanto la red había operado sin interrupciones ni reclamos (Tecnología ECAMEC, 2013).

También es importante que los equipos de registro aplicables al Balance de Energía determinen y registren la Demanda Máxima, preferentemente según el método de ventana deslizante actualizada a cada minuto. Esta característica permite detectar condiciones de pérdida que si bien no son significativas en cantidad de energía resultan importantes en cuanto a los niveles de demanda que desbordan la potencia contratada por el cliente. Es así como en otra ocasión, tanto el conocimiento del perfil como el registro de la demanda máxima permitieron detectar intervenciones en el sistema de medición para ocultar el exceso de demanda (Tecnología ECAMEC, 2013).

#### 2.2.6 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE BALANCE DE ENERGÍA

A diferencia del verificador, que controla al equipo de medición de energía en el lugar, el Balance de Energía procura detectar zonas o tramos de red con pérdida de energía. El Balance se realiza contabilizando simultáneamente la energía entregada a la red y la acumulada por los medidores que dicha red asiste. El método se aplica a distintos niveles de la red (Tecnología ECAMEC, 2013):

- 1) Desde el transformador o centro de distribución de baja tensión.
- 2) En un tramo o sector de la red de distribución.

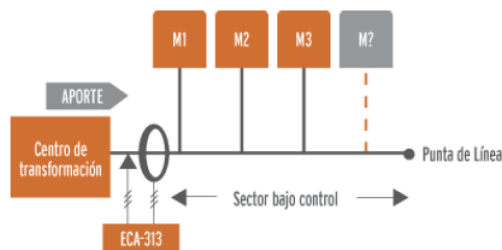


- 3) En el punto de suministro.
- 4) Junto al medidor del usuario.

### 2.2.7 BALANCE DE ENERGÍA DESDE EL TRANSFORMADOR

Consiste en instalar el equipo ECA-313 o MRE2.0 sobre los alimentadores de salida del transformador de potencia y registrar durante algunos días o semanas. La energía total registrada se compara con la energía acumulada en los medidores de los usuarios asistidos por el transformador o alimentador particular o por la energía proporcional facturada. En un caso, se procede a la lectura de los medidores de la instalación y retiro del registrador, mientras que otra posibilidad es el estimado a partir de la facturación.

El método resulta eficaz para detectar o corroborar la pérdida de energía en la zona y de qué nivel se trata, orientando la búsqueda puntual de la misma. Esta operatoria puede requerir la instalación de los equipos directamente en la intemperie sobre un transformador o en tableros de alimentación de reducido tamaño. Es importante entonces que el equipo permita una instalación segura, en espacios reducidos y también a la intemperie (ECAMEC, 2013)



**Figura 15. Perfilador/totalizador en el centro de distribución**

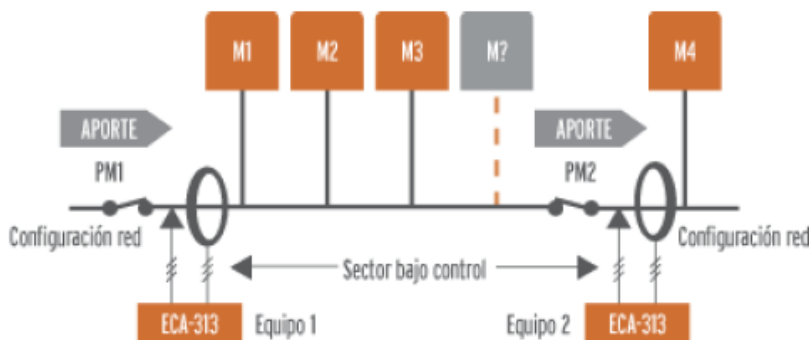
Fuente: (ECAMEC, 2013)

La figura 16, muestra un área en la cual se tiene controlada la cantidad conexiones a las cuales abastece un transformador lo que permite verificar la cantidad de energía que se abastece y la cantidad de energía que es registrada con el propósito de verificar las pérdidas.

## 2.2.8 BALANCE DE ENERGÍA EN UN TRAMO O SECTOR DE LA RED

En áreas de alta densidad de cargas donde aportan más de un centro de distribución de baja tensión, el Balance de Energía se debe realizar por tramos delimitados por puntos de maniobra o “división red”. En este caso, según muestra la siguiente figura, el adecuado balance requiere el uso de 2 equipos de medición con capacidad para registrar la energía según los 2 sentidos de aporte (medición de flujo “entrante” o “saliente”). Esta disposición es necesaria por cuanto durante el tiempo de registro ( ej.: 1 mes), pueden ocurrir contingencias de red que obligan modificar la configuración (cambios de la división red), y en consecuencia el cambio en el sentido de aporte en el tramo de red bajo estudio.

El modelo de registrador ECA-313 detecta el sentido del flujo de energía con lo cual, tanto el perfil como el totalizador, indican en qué momento y cuanta energía contabilizó en cada sentido, permitiendo determinar cuanta energía efectivamente fue consumida en el tramo de red bajo estudio. En esta técnica, la energía registrada también se compara con la suma de las lecturas en cada medidor incluido en el tramo o con el estimado de facturación (ECAMEC, 2013).



**Figura 16. Dos perfiladores/totalizadores en un tramo de red**

Fuente: (ECAMEC, 2013)

La figura 16, muestra un área en la cual se tiene controlada la cantidad conexiones a las cuales se abastece por determinado punto y cruza una larga distancia la cual no puede ser tomada en consideración en su totalidad por lo que se verifica de un punto a

otro la cantidad de energía entregada y la registrada tomando en cuenta el flujo de la electricidad y con el objetivo de encontrar anomalías.

### 2.2.9 BALANCE DE ENERGÍA EN EL PUNTO DE SUMINISTRO

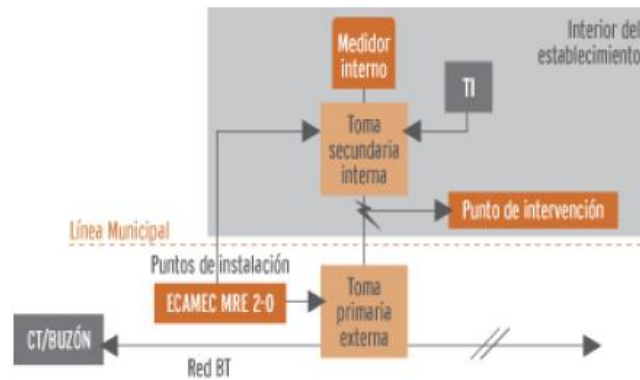
Aquí el método se aplica haciendo el balance entre la energía registrada en la “Acometida de red” (punto de la red desde el que se suministra energía al usuario), y el medidor del usuario. En este caso, si bien el balance es más sencillo, el tiempo de registro puede requerir horas o semanas. Por lo general se trata de determinar la existencia de anomalías en los conexiones entre la red y el medidor, generalmente tendidos en conductos subterráneos o en mampostería. Si bien la presencia del personal de la distribuidora eléctrica hace que se desactive cualquier tipo de anomalía medible, no deja de ser importante la posibilidad de poder disponer de una operatoria rápida y sencilla.

En tal sentido, el tamaño y condición de aislación total, incluido los transductores de corriente del registrador ECA-313 permiten instalar el equipo en espacios reducidos y sobre “puntos calientes”, en forma rápida y segura. Cuando existe fuerte sospecha sobre la existencia de desvío de energía, el equipo permanece todo el tiempo necesario hasta que se detecta la discrepancia por diferencia entre medidor y registrador o por “Quiebre de Facturación” (cambio abrupto y significativo en la lectura y facturado), debido al cese del consumo ilícito (Tecnología ECAMEC, 2013).

### 2.2.10 BALANCE DE ENERGÍA SOBRE EL MEDIDOR

Esta modalidad de Balance esta generalmente asociada a los casos donde se detecto una anomalía y se decide prevenir la reincidencia. El reducido tamaño del registrador MRE2.0 ayuda a su instalación junto con el medidor del usuario. Tanto el modelo ECA-313 como el MRE2.0 disponen de transductores de corriente abrible y presentable. Aplican transductores TI-Flex que evitan tener que interrumpir el suministro para su instalación y admiten la colocación de un precinto. El tiempo de aplicación en

esta modalidad suele ser más prolongada y se controla si hay discrepancias durante las lecturas mensual del consumo (Tecnología ECAMEEC, 2013).



**Figura 17. Totalizador en el punto de suministro ó sobre el medidor**

Fuente: (ECAMEEC, 2013)

La figura 17, muestra una forma de controlar la energía de una manera general ya que el medidor se encuentra sobre un punto de suministro.

## 2.2.11 TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE

Los transformadores son imprescindibles para el suministro de potencia eléctrica a los usuarios finales. Su presencia dentro de las redes eléctricas es numerosa y una falla en ellos puede causar graves consecuencias y traer consigo pérdidas considerables que, normalmente, solo pueden ser compensadas tras enormes esfuerzos técnicos y financieros. Dada su importancia dentro de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, resulta vital conservar su integridad y vida útil. La vida útil del transformador eléctrico se asocia directamente con la duración de los materiales aislantes que lo conforman (Navas, Ramirez, & Ibarra, 2013).

### 2.2.11.1 DISEÑO CONSTUCTIVO

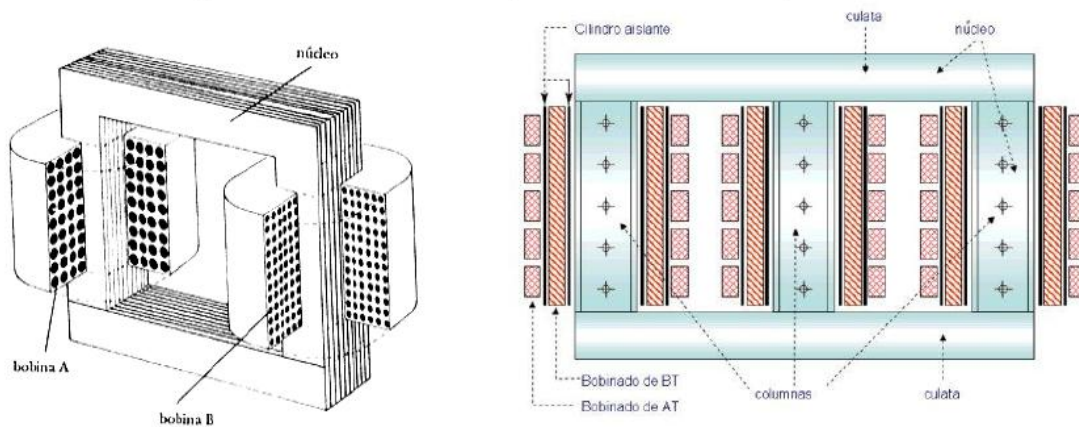
A continuación se presenta las partes que contiene un transformador de potencia sumergido en aceite:

## 1) Núcleo

El núcleo magnético está formado por laminaciones de acero que tienen pequeños porcentajes de silicio (alrededor del 4%) que se denominan laminaciones magnéticas, las cuales tienen pérdidas relativamente bajas por efecto de histéresis y de corrientes parásitas. Debido a que el silicio aumenta la resistividad del material, hace disminuir la magnitud de dichas corrientes y en consecuencia las pérdidas por este concepto. El alto número de delgadas láminas de metal del núcleo se mantienen juntas por medio de correas de acero alrededor de las columnas o por epoxi curado (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007)

Los núcleos para transformadores se agrupan básicamente en las siguientes categorías (Yébenes Cabrejas, 2009):

- 1.1) Tipo columnas: en este tipo se distinguen dos partes principales: las columnas o piernas y los yugos o culatas. En las columnas se alojan los devanados y los yugos unen entre sí a las columnas para cerrar el circuito magnético. En el diseño de columnas las bobinas están arrolladas alrededor del núcleo, lo cual se presenta en forma cilíndrica. Generalmente, el devanado de alta y baja tensión es enrollado concéntricamente y normalmente la bobina de baja tensión se enrolla alrededor de la de alta tensión. La figura 15 muestra los transformadores tipo columna

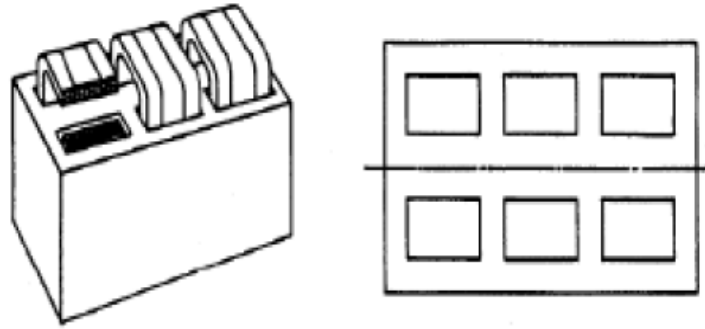


**Figura 18. Transformadores tipo columna**

Fuente: (Yébenes Cabrejas, 2009)

La figura 18, muestra la forma interna que tienen los transformadores tomando en consideración los puntos más importantes para el funcionamiento de los mismos. La conexión entre las columnas y la culata se realiza mediante un solapamiento a 45 grados con el fin de lograr mayor sección de cruce, ya que a 90 grados en la zona cercana a la junta, el flujo no sigue la dirección de laminación, en el caso de chapas de grano orientado origina un calentamiento local debido al aumento de las pérdidas en el hierro y perturbaciones en el flujo, por este motivo el solapamiento se realiza a 45 grados

- 1.2) Tipo acorazado: en este tipo de diseño el núcleo está alrededor de la bobinas. Su núcleo tiene la ventaja respecto al tipo columna, de reducir la dispersión magnética. Es común encontrar este tipo núcleo en transformadores de potencia por su bajo costo. En transformadores de grandes potencias, el núcleo de tipo acorazado es de mayor utilización, ya que en caso de cortocircuito o sobrecarga las fuerzas electromagnéticas pueden ser mejor controladas.



**Figura 19. Núcleo de transformador tipo acorazado**

Fuente: (Yébenes Cabrejas, 2009)

La figura 19, muestra una de las partes fundamentales en el funcionamiento de los transformadores este en particular es un núcleo acorazado el cual tiene la cualidad de reducir la dispersión eléctrica.

## 2) Devanados

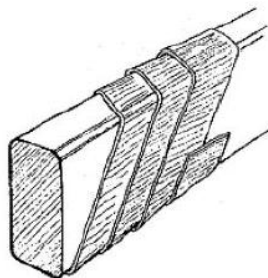
Los devanados constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que se encuentre sumergido. Los devanados deben tener conductos de enfriamiento radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior. Además, deben tener apoyos y sujeciones suficientes para soportar esfuerzos mecánicos debido a su propio peso, y sobre todo, los de tipo electromagnético que se producen durante cortocircuitos. Hay dos formas típicas de bobinados para transformadores: cilíndricos y planos. Los núcleos, por su forma, son los que determinan la elección de uno u otro tipo (Marull, 2009):

- 2.1) Bobinado cilíndrico: se usa cuando el núcleo del transformador es del tipo columna.
- 2.2) Bobinado plano: se usa cuando el núcleo del transformador es del tipo acorazado.

La forma del conductor de los devanados en los transformadores de potencia es normalmente rectangular o plana con el fin de utilizar los espacios disponibles con mayor efectividad. Con el aumento de área del conductor se debe dividir en 2 o más conductores paralelos con el fin de disminuir corrientes parásitas y facilitar el trabajo en los devanados. Los dos bobinados primario y secundario, generalmente se apartan en dos partes o más envueltas uno encima del otro, con el embobinado de baja tensión en la parte interna. Dicha conformación sirve para los siguientes propósitos (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007):

- 1) Simplifica el problema de aislar el embobinado de alto voltaje del núcleo;
- 2) Causa mucho menos filtración de flujo, como sería el caso si los dos embobinados estuvieran separados por alguna distancia del núcleo;
- 3) Mejora la refrigeración.

Los materiales aislantes para el bobinado o para colocar entre capas, son: papel barnizado, fibra, mica, cinta impregnada, algodón impregnado, etc. Debe evitarse el uso del caucho en los transformadores sumergidos en aceite, pues éste lo altera, y tiene efectos nocivos sobre la mica y sobre el barniz. Las piezas separadoras entre bobinados, secciones, o entre éstas y el núcleo pueden ser de madera, previamente cocida en aceite, aunque actualmente se prefieren los materiales duros a base de papel o similares. La madera se utiliza únicamente de separador. Cada hilo conductor siempre es aislado con lámina de papel o laca esmaltada. El recubrimiento celulósico se construye de una delgada tira de papel de décimas de micras de espesor (Yébenes Cabrejas, 2009).



**Figura 20. Núcleo de transformador tipo acorazado**

Fuente: (Yébenes Cabrejas, 2009)



La figura 20, ilustra una parte del núcleo acorazado con los hilos que requiere el núcleo para que el conductor este siempre aislado.

### 3) Cuba

Es el tanque donde se aloja la parte activa que va sumergida en aceite. El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para su transporte y su carga, soportar los enfriadores, ventiladores y los accesorios especiales. La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga y descarga de éste. La cuba y los radiadores de un transformador deben tener el área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase de 55°C. Dependiendo de la clase térmica de aislamiento pueden soportar temperatura unos grados arriba de 55°C. (Forestieri Nuñez & Bermúdez, 2008).



**Figura 21. Cuba de un transformador de potencia**

Fuente: (Forestieri Nuñez & Bermúdez, 2008)

La figura 21, muestra un transformador de alta potencia el cual es utilizado para reducir la carga de electricidad, para que pueda ser sub manipulada antes de ser ingresada al sistema de distribución residencial.

Antes de llenar la cuba con aceite aislante a la parte activa en su interior se le hace el vacío, para eliminar todo el aire que pone en peligro la resistencia dieléctrica de

aislamiento del transformador. La cuba está diseñada para soportar y permitir la expansión del aceite con el aumento de temperatura, esta expansión se realiza en un tanque denominado conservador. Es diseñado para contener el 10% o 20% del volumen total de aceite del transformador. Los tanques conservadores con respiración libre, lo deben hacer a través de silica gel para evitar la entrada de aire húmedo. Gracias a este depósito también se mantiene constante la presión interior de la cuba, expulsando el gas sobrante que resulta de un calentamiento excesivo del aceite, provocado por una sobrecarga en el transformador (Forestieri Nuñez & Bermúdez, 2008)

#### 4) Cambiador de tapa

Los cambiadores de taps o de derivaciones permiten modificar la relación de transformación en un transformador. Esta acción se manifiesta en aumento o disminución del voltaje secundario para una misma tensión en el devanado primario.

Los cambiadores son conectados, generalmente en el devanado de alta tensión, por ser este el devanado exterior y consecuentemente la conexión de derivadores puede hacerse sin dificultad en cuanto al aislamiento. Los cambiadores en el lado de baja tensión no se recomiendan, pues los conductores de los devanados son de mayor sección, llevando por ello, una corriente considerable, que puede ocasionar arcos eléctricos demasiado grandes durante el cambio de posición. Los cambiadores de taps se clasifican en dos grupos:

- 1) taps sin carga
- 2) taps con carga

Los cambiadores de taps sin carga son diseñados para ajustar la relación de transformación, desconectando el transformador y agregando o disminuyendo el número de espiras para tener siempre un voltaje de salida constante. Esta operación se hace manual y sobre un volante colocado al costado o en la cubierta del transformador. Los cambiadores de taps con carga se diseñan para trabajar bajo carga, puesto que se debe alimentar continuamente la carga aun en el periodo cuando el derivador está

cambiando de posición. Existen dos clases de cambiadores bajo carga: con resistencias y con reactores. Los que utilizan resistencia son más usados, ya que tiene la ventaja de ser compactos y más comerciales.

Los de reactores son menos utilizados debido a que necesitan una cuba de mayor tamaño para ubicar los reactores, así también más personal operativo, lo que aumenta su costo. Los cambiadores del transformador son susceptibles de calentamiento, tanto en los contactos de regulación como en las resistencias de transición para soportar los calentamientos de la corriente nominal, así como de sobrecargas (Cardesín Miranda, Sebastián y Zúñiga, & Alonso Álvarez, 2005).

#### 5) Aisladores pasa tapa

Su función es permitir la conexión eléctrica entre las terminales de devanados y el circuito exterior al transformador, manteniendo el aislamiento y hermeticidad. Los tipos de boquillas más utilizadas son: sólidas, en aceite y condensador; su elección dependerá del voltaje de operación y de la capacidad de corriente, como parámetros más importantes.



**Figura 22. Aisladores pasatapas**

Fuente: (Yébenes Cabrejas, 2009)

La figura 22, muestra un aislador pasa tapas el cual es necesario para soportar la evacuación de la corriente de consumo, lo cual genera puntos calientes en las partes más cercanas al conductor, es por ello que son punto crítico en las sobrecargas. Los

aisladores pasa tapas necesitan soportar la evacuación de la corriente de consumo, lo cual genera puntos calientes en las partes más cercanas al conductor, es por ello que son punto crítico en las sobrecargas.

## 6) Sistema de Refrigeración

Las pérdidas de potencia en los transformadores con carga y sin carga generan calor. La función de los sistemas de refrigeración es la de disipar este calor y mantener la de temperatura normal de operación en un valor menor de 95°C para un aislamiento clase 55°C (55°C en los devanados + 40°C de la temperatura ambiente) y 105°C para un aislamiento clase 65°C (65°C en los devanados + 40°C de la temperatura ambiente).

En transformadores de potencia, el calor es generado por el núcleo y las bobinas, este calor es transmitido por conducción al medio enfriador, generalmente aire o agua, a través del aceite interno de la cuba a los intercambiadores de calor montados en la parte exterior de la cuba. (Yébenes Cabrejas, 2009)

Los tipos de enfriamiento según la norma IEC 60076-7 son los siguientes (Levy, 2011) :

- 1) OA (ONAN) aceite y aire circulando por convección natural, este sistema se basa en la circulación de aire y de aceite sin restricción. En este tipo OA, la cuba del transformador es el más eficiente enfriador. La cuba disipa calor por convección natural y por radiación. Para transformadores de potencia es necesario aumentar la superficie de radiación requiriendo instalar radiadores. Se usa en unidades menores de 150 kVA.
- 2) FA (ONAF) aceite circulando por convección natural y aire forzado con moto ventiladores, en unidades de grandes potencias generalmente son usados moto ventiladores para que se incremente la eficiencia del enfriamiento hasta cuatro veces, esto requiere menos radiadores y hace más compacta la unidad.
- 3) FOA (OFAF) aceite circulando forzado, usando motobombas y aire forzado con motobombas, se utiliza para transformadores grandes y de altas pérdidas donde es necesario mejorar la eficiencia del enfriamiento más allá que el sistema FA.

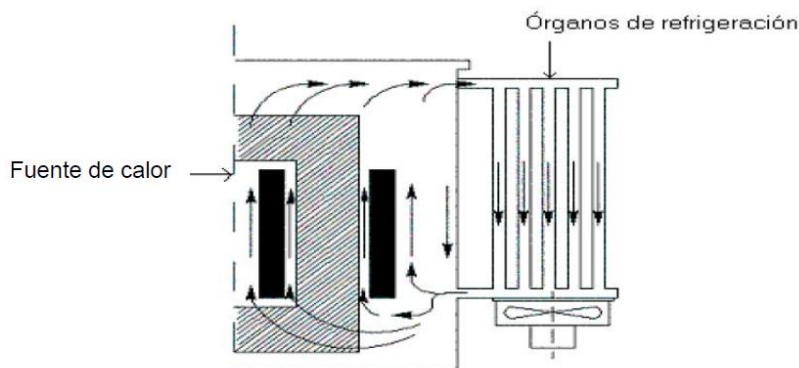
La mejora principal en la eficiencia del enfriamiento por una mayor relación de flujo de aceite a través de los devanados.

- 4) OW (ONWF) aceite circulando por convección natural y agua circulando forzada, usando motobombas, es un tipo de enfriamiento en el que la circulación se realiza mediante el bombeo de agua fría a través del interior de tubos, para que el aceite caliente mantenga contacto con el exterior de los tubos.
- 5) FOW (OFWF) aceite y agua circulando forzados, usando motobombas es un tipo de enfriamiento en el que el aceite es impulsado por bombas potentes haciéndolo más compacto y eficiente.

Las condiciones ambientales siempre indican el medio de enfriamiento, aire o agua. Para unidades hasta 20 MVA el enfriamiento más económico es el OA. Para unidades hasta 60 MVA el FA y para unidades mayores de 60 MVA el FOA.

## 2.2.12 TEMPERATURAS INTERNAS DEL TRANSFORMADOR

La figura 23, muestra el corte de un transformador; permite ubicar donde se produce el calor y cómo se transmite al medio externo, en rigor el transformador es un cuerpo heterogéneo, que está lejos de tener una distribución uniforme de temperaturas.



**Figura 23. Esquema de ventilación**  
Fuente: (Julián, Amancio, & Homero, 2010)

El calor producido por pérdidas en los materiales activos (núcleo magnético y devanados) y pérdidas adicionales, siempre presentes inicialmente, se acumula en las

masas de los materiales del transformador, una vez alcanzado el estado de régimen debe ser totalmente disipado al ambiente en el que se encuentra la máquina a través de medios que transportan el calor; las partes en las que se producen pérdidas alcanzan, entonces, cierta sobre temperatura (elevación de temperatura por encima de la temperatura de referencia (110 °C), respecto del ambiente y del fluido de refrigeración (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007)

1) Fuente de calor: El calor es producido principalmente por pérdidas y están localizados en:

1.1) Núcleo: en este elemento, las pérdidas son producidas por el efecto de histéresis y las corrientes circulantes (fugas). En las laminaciones, estas pérdidas son dependientes de la inducción, es decir, que afecta indirectamente al voltaje de operación.

1.2) Devanados: pérdidas presentes en los devanados se deben principalmente al efecto joule y en menos medida a la corriente de Foucault. Éstas dependen de la carga en el transformador.

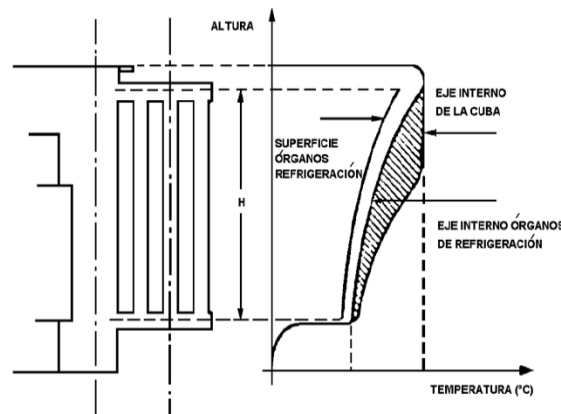
2) Refrigeración

El calor producido por pérdidas en el transformador, afecta la vida de su aislante. Por esta razón es importante que el calor producido se disipe de manera que se mantenga dentro de los límites tolerables por los distintos tipos de aislamientos. Esta disipación se logra a través de la transmisión de calor, por radiación y por convección del aceite dieléctrico. La temperatura del aceite aumenta de abajo hacia arriba, esto implica que para el aceite encontramos una temperatura máxima en la zona próxima a la parte superior de la cuba y una temperatura mínima en la parte inferior. El devanado que se encuentra sumergido en el aceite, presenta un punto de máxima temperatura, que se denomina punto o zona caliente.

Cuando se hace la medición de temperatura de un arrollamiento de acuerdo con los métodos propuestos por las normas (variación de resistencia) se determina finalmente un valor medio de la temperatura respecto del ambiente (Julián, Amancio, & Homero, 2010)

A continuación se muestra cómo varía la temperatura en la superficie de los órganos de refrigeración, también se observa cómo varía la temperatura en el eje interno del órgano de refrigeración y en el eje interno de la cuba. El calor fluye del arrollamiento hacia el exterior, y debido a la forma y dimensiones podemos considerar que la transmisión de calor se hace en sentido radial, y se pueden establecer las siguientes temperaturas (Julián, Amancio, & Homero, 2010):

- 1) Temperatura máxima de la bobina (punto o zona caliente)
- 2) Temperatura media de la bobina
- 3) Temperatura media de la superficie de la bobina
- 4) Temperatura máxima del aceite
- 5) Temperatura media del aceite dentro de la cuba
- 6) Temperatura media de la superficie de los órganos de refrigeración
- 7) Temperatura ambiente



**Figura 24. Esquema de ventilación**

Fuente: (Julián, Amancio, & Homero, 2010)

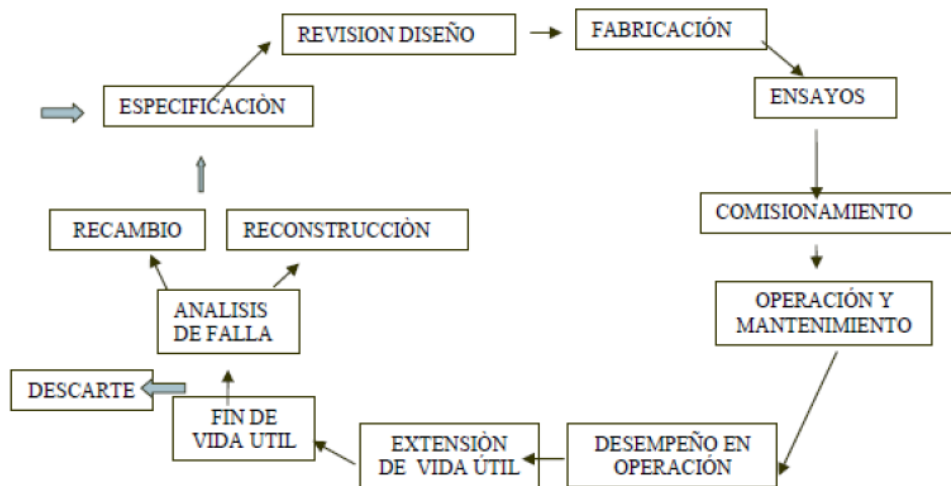
La figura 24, muestra los diferentes puntos que influyen en la duración de un transformador

### 2.2.13 CICLO DE VIDA DEL TRANSFORMADOR

La capacidad de soportar esfuerzos mecánicos, dieléctricos y térmicos, de un transformador decrece con el tiempo en relación al envejecimiento del aislamiento. Instalado el transformador cuenta con un esfuerzo inherente para soportar fallas de corto circuito, sobre-voltajes, y otros eventos transitorios. Este nivel de soporte es significativamente alto en comparación con el diseño promedio y los niveles de esfuerzo de operación. Esta alta capacidad para soportar esfuerzos permite al transformador operar a través de eventos de falla (corto circuito, rayos, sobrecarga, etc.) sin presentar daños. A medida que el transformador envejece, debido a fallas que ocasionan altas fuerzas de compresión radiales; la pérdida de vida normal de los aislamientos, la capacidad para soportar esfuerzos, se incrementan gradualmente (Carvajal Galeano, 2008).

Un mecanismo típico de falla es el envejecimiento del sistema de aislamiento, provocando reducción en el esfuerzo mecánico del aislamiento del conductor. Este aislamiento se debilita hasta un punto donde puede presentar daño mecánico durante una falla y, consecuentemente, el movimiento de la bobina. El daño en el aislamiento entre espiras, causa una falla dieléctrica en los devanados. Otro tipo de falla puede incluir aflojamiento de la presión de soporte de la bobina, reduciendo la habilidad del transformador para soportar las fuerzas de corto circuito, sin deformación de los devanados. Las fuerzas de corto circuito se presentan con magnitudes, axiales y radiales, de miles de kilogramos (Marull, 2009).





**Figura 25. Esquema de ventilación**

Fuente: (Marull, 2009)

La figura 25 detalla la vida útil de los equipos de trabajo tomando en cuenta todos los pasos desde la identificación de las necesidades dependiendo el área hasta el análisis de las fallas para evitar pérdidas por incidentes ya ocurridos.

#### 2.2.14 EFECTOS DE LA SOBRECARGA

Sobrecargas que tienen lugar durante la operación, producen acortamiento de la vida útil de la máquina por la elevación de temperaturas que aceleran su envejecimiento. A continuación se enumeran áreas de riesgo que se deben tomar en consideración cuando se carga grandes transformadores por encima del nivel de las especificaciones de placa (Carvajal Galeano, 2008).

- 1) La creación y propagación de gas libre proveniente del aislamiento de las bobinas y de los conductores terminales o aislados calentados por la carga y por corrientes parásitas pueden poner en peligro la integridad dieléctrica;
- 2) La operación a alta temperatura causará una disminución en la resistencia mecánica, tanto del aislamiento del conductor como de la estructura. Estos efectos son preocupantes durante los períodos de falla cuando los esfuerzos mecánicos alcanzan sus niveles más altos;

- 3) La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, o partes estructurales a altas temperaturas puede dar como resultado deformaciones permanentes que pueden contribuir a ocasionar fallas mecánicas o dieléctricas;
- 4) La presión acumulada en los aisladores pasa tapas, para corrientes por encima del nivel especificado, pueden dar como resultado el filtrado o goteo en empaquetaduras, pérdida de aceite y, finalmente, una falla dieléctrica;
- 5) Un incremento de la resistencia de contactos en los cambiadores de taps, da como resultado la acumulación de productos de la descomposición del aceite en una región de alta temperatura localizada en el punto de contacto cuando el cambiador de derivaciones es sobrecargado. En caso extremo, esto da como resultado una condición de embalamiento térmico con formación de arcos en los contactos y una formación violenta de gas;
- 6) El equipo auxiliar interno dentro del transformador (reactores y transformadores de medida), pueden estar expuestos a los riesgos identificados anteriormente;
- 7) Cuando la temperatura de la parte superior del aceite excede los 105°C (elevación de 65°C por encima de los 40°C de temperatura ambiente), existe la posibilidad de que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y dar como resultado una presión que active el dispositivo de desahogo de presión expulsando al aceite. La pérdida de aceite puede crear problemas en el sistema de conservación de este fluido y exponer partes eléctricas durante el enfriamiento.

#### 2.2.14.1 EFECTOS DE SOBRECARGAS DE CORTA DURACIÓN

Cargas elevadas de corto tiempo, según las condiciones de servicio, elevan o incrementan los riesgos. La duración permisible de esta sobrecarga debe ser menor que la constante de tiempo del transformador, y depende de la temperatura previa a la sobrecarga, no debe superar la media hora (Carvajal Galeano, 2008).

- 1) El mayor riesgo es la falla por reducción de la rigidez dieléctrica por presencia de burbujas de gas en zonas de elevado campo eléctrico (devanados y conexiones), en especial si se supera los 140°C de temperatura y contenido de humedad

arriba de 2%. Esta temperatura disminuye con el aumento de la concentración de humedad;

- 2) Burbujas de gas se producen en el seno aceite, en aislamiento sólido y en superficies de partes metálicas calentadas (no debe excederse de una temperatura 180°C para evitar riesgo de vaporización e incendio) por flujo de dispersión y que por súper saturación del aceite se forman en zonas de bajo campo eléctrico y se desplazan a zonas de mayor campo eléctrico;
- 3) Deterioros temporales de las propiedades mecánicas a alta temperatura, reducen la capacidad de soportar cortos circuitos. Fallas en aisladores pasa tapas, se producen al superarse los 140°C;
- 4) La expansión del aceite produce sobre flujo en el tanque de expansión;
- 5) La apertura de elevada corriente son peligrosas para el cambiador de taps.

Los riesgos a corto plazo normalmente desaparecen después de reducir la carga a un nivel normal. Es preciso analizar el envejecimiento que ha tenido lugar durante todo el tiempo de sobrecarga y realizar una evaluación del envejecimiento acumulado durante el ciclo de carga, teniendo en cuenta el envejecimiento prematuro durante la sobrecarga (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007).

#### 2.2.14.2 EFECTOS DE SOBRECARGAS DE LARGA DURACIÓN

Sobrecargas de larga duración son consideradas anormales y su ocurrencia se puede esperar. Pueden durar varias semanas o meses y llevan a envejecimiento del aislamiento (Carvajal Galeano, 2008).

- 1) Deterioro o destrucción de las propiedades mecánicas de la aislación del conductor;
- 2) Otras partes de la aislación, en particular, las que soportan los esfuerzos axiales del block de bobinas, se deterioran a elevadas temperaturas;
- 3) Las resistencias de contacto de los cambiadores de taps se deterioran a elevadas corrientes;

- 4) Las juntas de los materiales del transformador se cristalizan con elevada temperatura.

Los cálculos de envejecimiento relativos en porcentaje de pérdida de vida son basados en los riesgos que se asumen en tiempos largos.

### 2.2.14.3 EFECTOS DE SOBRECARGAS EN LOS BUSHINGS

La temperatura que soportan los *bushings* o aisladores pasa tapas en los puntos más calientes es de 105°C en corriente nominal y con una temperatura del aceite superior de 95°C promediado en un periodo de 24 horas. Operarlo por encima de estos valores causa la pérdida de vida de los aisladores pasa tapas. Los factores que reducen la intensidad de daño de sobrecarga en los aisladores pasa tapas, comparados con las sobrecargas en el aislamiento del bobinado del transformador comprenden los siguientes (Carvajal Galeano, 2008):

- 1) La temperatura del aceite superior en el transformador puede estar debajo de 95°C con carga nominal;
- 2) Los aisladores pasa tapas son unidades selladas que protegen el aislamiento y la integridad térmica;
- 3) El aislamiento de los aisladores pasa tapas es más seco que el aislamiento del transformador;
- 4) El aislamiento de los aisladores pasa tapas, en caso de fuertes corrientes de falla, no produce un esfuerzo significativo;
- 5) Los aisladores pasa tapas tienen una capacidad de corriente nominal superior a la de los bobinados.

Los efectos de la sobrecarga son (Forestieri Nuñez & Bermúdez, 2008):

- 1) Formación de presión interna;
- 2) Envejecimiento de los materiales de las empaquetaduras;

- 3) Incrementos inusuales en el factor de potencia debido al deterioro térmico;
- 4) Formación de burbujas a causa de puntos caliente que sobrepasen los 140°C;
- 5) Embalamiento térmico a causa de mayores pérdidas dieléctricas a alta temperatura;
- 6) Calentamiento en las partes metálicas que sobresalen del transformador debido al flujo de dispersión magnética.

El rendimiento térmico de los aisladores pasa tapas es determinado por el calibre del conductor. Los conductores dentro del aislador pasa tapa limitan la carga del transformador a menos de la capacidad del aislamiento del bobinado.

#### 2.2.14.4 EFECTOS DE SOBRECARGAS EN CAMBIADORES DE TAPS

La elevación de temperatura dependerá del diseño de los contactos y de la condición de éstos cuando ocurre una sobrecarga. A pesar que tiene cierta capacidad de sobrecarga cuando son nuevos, esta capacidad puede disminuir debido a la formación de una película fina de carbono en los contactos que ocurre durante servicio normal. Siempre que un contacto alcance una temperatura crítica, puede producirse una condición de embalamiento térmico. Los contactos se sobrecalientan y se forma un depósito de carbono alrededor, lo que incrementa la resistencia del contacto hasta que finalmente alcanza una temperatura que genera gas. En una condición leve, producirá alarma de gas. En condición crítica, el gas puede ocasionar la interrupción dieléctrica del transformador.

El límite de elevación de temperatura del cambiador de taps bajo carga es de 20°C para cualquier corriente que lleve contacto con aceite cuando opera a 1.2 veces la corriente nominal máxima. Las normas permiten a los contactos de los cambiadores de taps funcionar en aceite a 100°C con una elevación de temperatura de 20°C a 1.2 veces las especificaciones nominales. Además, la experiencia ha mostrado que se forma carbono en los contactos en el aceite a temperaturas elevadas (del orden de 120°C). El peligro de esta formación de carbono depende de la acción de fricción de los contactos de

conmutación, de la frecuencia con que tiene lugar la operación, y del tiempo que permanezca esta temperatura.

#### 2.2.15 INFLUENCIA DEL TAMAÑO DEL TRANSFORMADOR

La sensibilidad de un transformador ante una sobrecarga depende de su tamaño. A mayor potencia del transformador se tiene lo siguiente (Carvajal Galeano, 2008):

- 1) El flujo de dispersión aumenta porque la tensión de cortocircuito es mayor;
- 2) Se incrementa los esfuerzos de cortocircuito debido a que las fuerzas dependen de las corrientes al cuadrado;
- 3) El volumen del aislamiento que está sujeto a un gradiente eléctrico elevado aumenta.
- 4) Se debe considerar que en los transformadores de mayor potencia se tienen las siguientes tendencias:

Las consecuencias de la degradación de las propiedades mecánicas del aislamiento en función de la temperatura y el tiempo, incluyendo el desgaste por la dilatación térmica, es mayor para los grandes transformadores que para los de potencias menores. La combinación del flujo de dispersión y el flujo principal en los bordes de las culatas y en las columnas del núcleo del circuito magnético se hacen más vulnerables a la sobreexcitación de los transformadores de potencia grandes, que a los de pequeñas potencias, especialmente cuando la carga está por encima de la carga nominal. El aumento del flujo de dispersión causa calentamiento de otras partes de metal que se suman a las corrientes parásitas (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007).

#### 2.2.16 LÍMITES PARA GRANDES TRANSFORMADORES

Los transformadores usados en alta y muy alta tensión son máquinas cuyo nivel de sofisticación es mayor, en ellos se aplican las técnicas más avanzadas del diseño eléctrico y mecánico, a efecto que pueda responder exitosamente a todas las demandas de servicio. Siendo el transformador de potencia por la inversión, tamaño y

costo de las pérdidas que ocasiona la falla de mismo, se recomienda mantener control de los fenómenos electromagnéticos: flujo de dispersión, corrientes nominales, pérdidas, calentamientos, etc. por su elevada magnitud (Carvajal Galeano, 2008).

Entre los límites de corriente y temperaturas se tiene que la temperatura del punto más caliente, de la capa superior del aceite y de otras partes metálicas en contacto con el aislamiento sólido, diferente de los devanados y las conexiones, no deben de exceder las magnitudes establecidos en la siguiente tabla. Cuando la temperatura del punto más caliente excede los 140 °C se desarrolla burbujas de gas, las cuales disminuyen la rigidez dieléctrica de aislamiento del transformador (Flores, Mombello, Rattá, & Jardini, 2007).

**Tabla 10. Corriente y temperatura límites según norma IEC 60076-7**

Tipos de Carga	Transformador de Distribución	Transformador de mediana potencia	Transformador de gran potencia
Corriente (por unidad)	1.5	1.5	1.3
Temperatura del punto caliente del devanado y partes metálicas en contacto con material de aislación celulosa (°C)	120	120	120
Temperatura de otros puntos calientes metálicos (en contacto con el aceite, papel de aramida, fibra de vidrio)( °C )	140	140	140
Temperatura máxima del aceite ( °C )	105	105	105
Sobrecarga de emergencia de larga duración			
Corriente (por unidad)	1.8	1.5	1.3
Temperatura del punto caliente del devanado y partes metálicas en contacto con material de aislación celulosa (°C)	140	140	140
Temperatura de otros puntos calientes metálicos (en contacto con el aceite, papel de aramida, fibra de vidrio)(°C )	160	160	160
Temperatura máxima del aceite (°C)	115	115	115
Sobrecarga de emergencia de corta duración			
Corriente (por unidad)	2	1.8	1.5
Temperatura del punto caliente del devanado y partes metálicas en contacto con material de aislación celulosa		160	160
Temperatura de otros puntos calientes metálicos (en contacto con el aceite, papel de aramida, fibra de vidrio)(°C)		180	180
Temperatura máxima del aceite (°C)		115	115

Fuente: (Carvajal Galeano, 2008)

La tabla 10, ilustra las temperaturas a las cuales los devanados y las demás partes del transformador pueden ser averiados dependiendo del componente que se caliente y a que temperatura se caliente. Además de los devanados y otras partes del transformador, como los bornes, conexiones, elementos del cambiador de taps y cables, pueden limitar la operación en caso de cargas superiores a 1.5 veces la corriente la nominal.

La expansión y presión del aceite pueden imponer restricciones. Durante la operación en sobrecarga o seguidamente a la sobrecarga, los transformadores pueden no soportar técnicamente un cortocircuito con una duración de hasta dos segundos. La tensión aplicada al transformador no debe exceder 1.05 veces la tensión nominal o la tensión de la toma correspondiente en cualquier devanado del transformador (Carvajal Galeano, 2008).

#### 2.2.17 DATOS REQUERIDOS PARA EL CÁLCULO DE SOBRECARGAS

Cuando se quiere efectuar cálculos para determinar la capacidad de carga de un transformador, es necesario buscar la siguiente información en las especificaciones o en el reporte del ensayo final (Hinojosa Torrico, 2001):

- 1) Magnitud de la temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente;
- 2) Magnitud de la temperatura del aceite de la parte inferior por encima de la temperatura ambiente;
- 3) Magnitud promedio de la temperatura en el conductor por encima de la temperatura ambiente;
- 4) Magnitud de la temperatura en el punto más caliente del bobinado por encima de la temperatura ambiente a carga nominal;
- 5) Magnitud de pérdida de carga a carga nominal;
- 6) Magnitud de pérdida en el núcleo en vacío;
- 7) Magnitud de pérdida total a carga nominal;



- 8) Peso del conjunto de núcleo y bobina;
- 9) Peso del tanque y accesorios;
- 10) Volumen del aceite en el tanque y en el equipo de refrigeración (excluyendo los tanques de expansión del aceite, compartimentos de los cambiadores de taps bajo carga, etc.).

Para toda la información citada de los incisos 1 al 6, debe indicarse las condiciones bajo las que se hicieron las mediciones (carga, temperatura ambiente, posición de tap, etc.). Para cálculos más precisos de la capacidad debe utilizarse la siguiente información (Hinojosa Torrico, 2001):

- 1) Magnitud de la pérdida de carga en caso de carga nominal y extremos de taps o todas las combinaciones de taps posibles;
- 2) Magnitud de la resistencia del bobinado de los extremos del tap o todas las combinaciones de taps posibles;
- 3) Magnitud de la pérdida total por flujo de dispersión y corrientes de parásitas como porcentaje de la pérdida total de carga, pérdida estimada por dispersión y corrientes parásitas;
- 4) Magnitud de la pérdida por corrientes parásitas en valores por unidad en un lugar de punto caliente;
- 5) Altura del bobinado en valores por unidad hasta el lugar del punto caliente.

El test de elevación de temperatura se realiza en la posición del tap de pérdida máxima. Este test da como resultado datos de la capacidad de carga cuando el transformador está operando en otro tap. Para obtener datos más precisos de la capacidad de un transformador basados en el ciclo real de carga y las conexiones de tap, se pueden efectuar varios ajustes en los datos presentados en el informe de prueba antes de utilizar los datos como punto de partida en cálculos de carga. Estos ajustes son los siguientes (Hinojosa Torrico, 2001):

- 1) Ciclo de carga en kVA en la combinación real de las conexiones de tap;

- 2) Utilizar las pérdidas de carga medidas o calculadas para la conexión de tap;
- 3) Corregir los datos del test de elevación de temperatura para las pérdidas menores o corriente nominal diferente;
- 4) Determinar si el gradiente del bobinado cambia en los puntos más calientes cuando cambian las conexiones de taps.

## 2.3 SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA

En la actualidad, los Sistemas de Información Geográfica (SIG) son herramientas muy utilizadas en la resolución de los problemas y no está del todo claro cómo es que se incorporan en la toma de decisiones, lo que es necesario para entender como deberían ingresar dentro de las empresas de energía eléctrica. Esto nos ha llevado a diferenciar a un SIG como soporte o apoyo, entender y analizar cómo se enlaza con las empresas de energía y sobre la importancia de la percepción de la realidad que tienen y requieren. Esto nos llevó a considerar a los SIG, como una herramienta ideal pero compleja que es, útil en diferente forma e intensidades dentro de todo el proceso de toma de decisiones y para ayudar en la problemática eléctrica (Chuvienco, 2002).

Los SIG son sólo herramientas para la mejor gestión de la información disponible del territorio. Lo cual implica las diferentes y diversas aproximaciones que se pueden tener sobre el mismo, algo que resulta bastante diverso y complejo. Por otro lado es precisamente el manejo de este tipo de información territorial, por el que principalmente un SIG se diferencia de otras herramientas de soporte a la toma de decisiones (Chuvienco, 2002).

Los SIG son o pueden ser considerados como Sistemas de Soporte de Decisión y Planificación Integrado (SSDPI). Es decir que son herramientas de utilidad en parte o en la totalidad del proceso de toma de decisiones, puede incluir la fase de inteligencia, diseño y elección. Pero particularmente el carácter espacial de la información con la que trabaja un SIG, hacen que estos sean llamados también Sistemas de Soporte de Decisión Espacial (SSDE). Si bien el carácter espacial y de sistema integrado es algo

consensuado dentro de las definiciones de los SIG, el diverso énfasis en sus funcionalidades, la diversidad y la diferente mezcla y especialización entre sus componentes y funciones hacen difícil definirlos fuera de esta perspectiva.

Por lo tanto el uso diversificado de diferentes plataformas y productos SIG, suele ser una práctica muy extendida, haciéndose importante la interacción entre los mismos. De hecho no podemos considerar a un SIG como un producto cerrado sino más bien un compuesto de elementos diversos: Servidores, computadoras, digitalizadores, trazador gráfico, impresoras, y distintos programas computacionales orientados a una finalidad específica; aunque la tendencia, desde ya hace varios años, en algunos productos sobre todo los comerciales, es tratar de recoger todos estos productos bajo una misma estructura (Chuvieco, 2002).

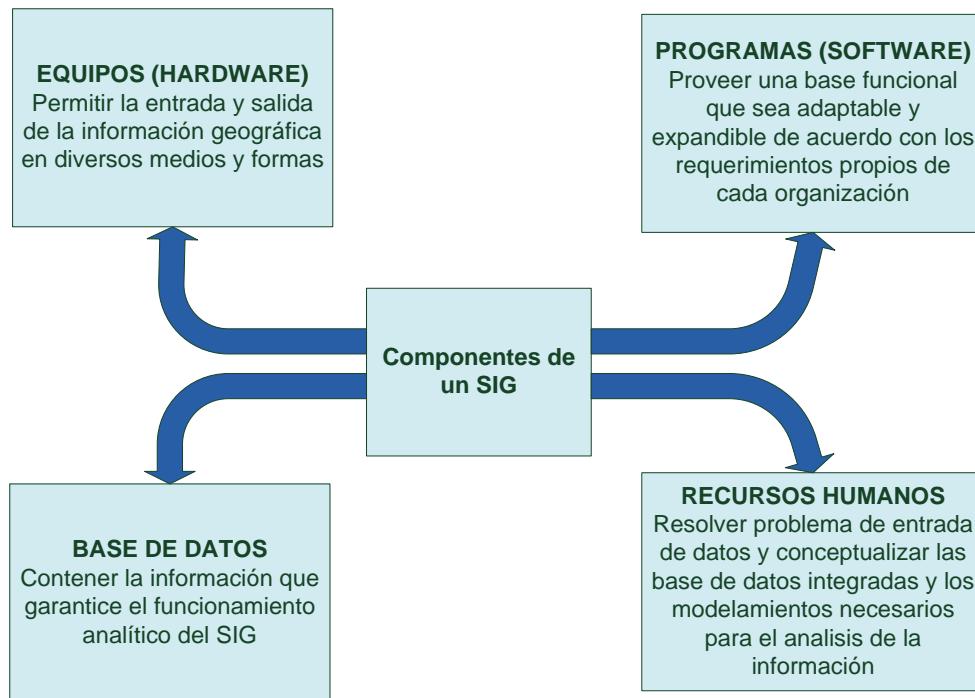
### 2.3.1 HISTORIA DE LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA

La distribución espacial es inherente tanto a los fenómenos propios de la corteza terrestre, como a los fenómenos artificiales y naturales que sobre ella ocurren. Todas las sociedades que han gozado de un grado de civilización han organizado de alguna manera la información espacial. Los fenicios fueron navegantes, exploradores y estrategas militares que recopilaron información en un formato pictórico, y desarrollaron una cartografía "primitiva" que permitió la expansión y mezcla de razas y culturas. La logística de infraestructura permitió un alto grado de organización política y económica, soportada principalmente por el manejo centralizado de recursos de información (Vargas, 2005).

### 2.3.2 COMPONENTES DE UN SIG

Un Sistema de Información Geográfico, está compuesto por los mismos elementos de cualquier sistema de información, que esté orientado hacia la toma de decisiones, con la característica adicional de permitir el manejo de los datos espaciales, en forma integrada con los datos descriptivos. Estos elementos son (Vargas, 2005):

- 1) Los equipos o "hardware": compuesto por el computador con sus respectivos dispositivos periféricos, incluyendo dentro de ellos los que permitan la entrada y salida de datos gráficos como mesa digitalizadora y graficadores de líneas.
- 2) El componente operativo o "software": compuesto por los comandos y programas especializados que actúan sobre la información contenida en la base de datos. Adicionalmente, incluye los programas de aplicación diseñados por el usuario.
- 3) Base de datos: representada por las bases de datos espaciales y las bases de datos descriptivas. La gran diferencia del potencial de un SIG, está en las facilidades que presenta para manejar conjuntamente o en forma simultánea las bases de datos espaciales y sus atributos.
- 4) Los procedimientos: se refieren a los manuales o instrucciones escritas que van dirigidas a los operadores o usuarios para el manejo eficiente y seguro de un SIG. Incluye los manuales técnicos y de los usuarios, de los paquetes y programas desarrollados por los usuarios.
- 5) Los recursos humanos: debidamente capacitados y con la concepción del manejo de datos gráficos. Generalmente los analistas y diseñadores de sistemas, están compuestos por personal multidisciplinario, que no sólo resuelvan los problemas de entrada y manipulación de los datos, sino la conceptualización y análisis eficiente de las bases de datos integradas y las modelaciones desarrolladas con base en las tecnologías multicriterio.



**Figura 26. Componentes de un SIG**

Fuente: (Vargas, 2005)

Cuando en un sistema se cuenta con más recursos disponibles, dependiendo del tamaño, se necesita un soporte organizacional que los opere y administre. Los SIG se pueden describir como un conjunto de subsistemas interrelacionados, que se asimila con cada uno de los elementos componentes (Bosque Sendra, 1998):

- 1) Subsistema de entrada de datos: Administra los procedimientos de ingreso de la información espacial y descriptiva, seleccionando la metodología más apropiada y los periféricos, tales como mesa digitalizadora, consolas, unidades de cinta, lectoras de barrido electrónico ("scanner"). Este subsistema se encargará de organizar los datos provenientes de diversas fuentes, en los formatos y presentación apropiados para su análisis.
- 2) Subsistema de almacenamiento: Administra los recursos de almacenamiento secundario (discos, cintas magnéticas), decide sobre la frecuencia de actualización o consulta y controla los niveles de acceso de cada uno de los usuarios del sistema.

- 3) Subsistema de análisis y modelado: Está compuesto por los especialistas en las diversas disciplinas y los analistas de sistemas, encargados de determinar los procedimientos que se deben aplicar a las bases de datos para producir los resultados que luego serán analizados integralmente.
- 4) Subsistema de salida de la información: Se encarga de diseñar los formatos de salida de los resultados, tanto en pantalla como en los mapas. Igualmente, se definirán los procedimientos que permitan la edición, difusión y consulta de los resultados entre los usuarios internos o externos a la organización.

### 2.3.3 ENTIDADES GEOGRÁFICAS BÁSICAS

El principio fundamental del Sistema de Información Geográfico, para el manejo de la información, es que los datos sean codificados, organizados, analizados, y modelados a través de una referencia explícita a su localización espacial y a otras propiedades geográficas. Los SIG, representan el mundo real mediante la utilización de bloques de información o entidades construidas a partir de puntos, líneas y polígonos, los cuales pueden representar distancias, superficies, volúmenes o redes. Estas entidades se explican a continuación (Moldes, 2003):

- 1) Datos Puntuales: Pertenecen a esta clasificación aquellos elementos geográficos cuya localización en el espacio bidimensional de trabajo cubre un área considerablemente menor que la de los demás elementos circundantes, o incluso aquellos cuya dimensión vertical es apreciable con respecto al área cubierta. Ejemplo. de este tipo de datos lo constituyen las perforaciones geológicas, torres de transmisión, semáforos, pozos de inspección y, en general, las entidades geográficas de las cuales sólo nos interesa poseer información numérica y alfanumérica asociada a su localización, aunque, dependiendo de la escala de trabajo, cubran un área considerable.

La definición de una entidad geográfica como dato puntual, depende de las necesidades y productos finales que se deseen obtener. Existen casos en los cuales los elementos que son considerados y tratados como puntos en mapas de pequeña escala, deben ser tratados como polígonos en mapas más detallados. Los núcleos urbanos constituyen un ejemplo de este caso particular.

- 2) Datos Lineales: A este tipo de datos pertenecen los entes geográficos que al momento de ser representados en un mapa a cualquier escala, tienen una anchura despreciable en comparación con la longitud de éste, pudiendo ser tratados como líneas en la mayoría de los casos. A este tipo de datos pertenecen la mayoría de las redes de drenaje (ríos, quebradas, caños), las carreteras, divisiones geográficas, etc. Por ejemplo, en el caso de las carreteras o ríos importantes, en donde el ancho sea apreciable, puede ser conveniente registrar únicamente el eje del mismo, codificando el ancho como un atributo numérico asociado. Esta organización facilita su análisis y ocupa menor espacio en la memoria del computador.
- 3) Datos Poligonales o Superficiales: Están constituidos por aquellos elementos que pueden ser representados en un mapa promedio de una zona definida subjetiva o físicamente. El primer grupo lo componen aquellos elementos de superficie cuya delimitación es el resultado de la clasificación de un fenómeno en consideración y puede convertirse en una delimitación física visible. Las delimitaciones previstas para posibles desarrollos futuros o los mapas de susceptibilidad a la erosión, son ejemplos de éste tipo. El segundo grupo lo componen aquellos elementos que poseen una delimitación física más definida y-que no necesitan de criterios subjetivos para su registro superficial. Un ejemplo lo constituyen los mapas forestales, los núcleos urbanos, etc.
- 4) Datos Volumétricos: La topografía del terreno es el ejemplo más evidente de este tipo de datos. Los Sistemas de Información Geográficos actuales, generalmente representan los objetos tridimensionales por la superficie que lo limita, mediante

la definición de un modelo digital del terreno, cuya superficie puede ser continua o discreta. En este aspecto los SIG presentan los mayores inconvenientes, por cuanto necesitan un computador de alto desempeño y una pantalla de alta resolución.

- 5) Redes: Están compuestas por una serie de líneas y puntos interconectados (nodos y arcos), a lo largo de los cuales existe un flujo determinado. Las redes regulan el flujo mediante ciertas normas que pueden ser simuladas por los SIG, de tal manera que los recursos que pertenecen a la red, pueden ser manejados y dispuestos con la máxima eficiencia, con los propósitos de planeación, diseño, reestructuración, administración y operación. Cualquier tipo de red se puede representar en un SIG, tales como redes telefónicas, alcantarillado, eléctrica, vial, etc., y en general que cumpla con las funciones de distribución, recolección o ambas. En la Figura No. 2, se muestra el concepto de almacenamiento de información gráfica y descriptiva en las bases de datos espaciales.

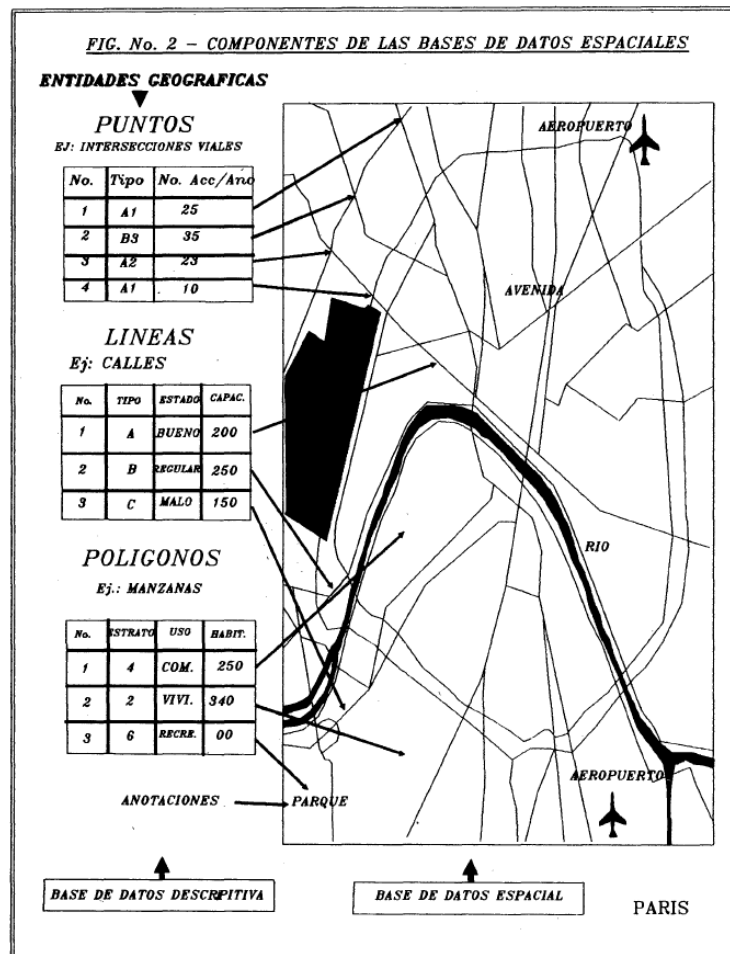
Las entidades geográficas elementales pueden ser puntos, líneas y polígonos, o derivados, como volúmenes y redes. Estos sirven para representar esquemáticamente el mundo real, llevan asociada una tabla con la información descriptiva que complementa la imagen. Los puntos, por ejemplo, pueden ser intersecciones viales y, la información asociada, su localización geográfica, localización relativa (calle-carrera), número de accidentes anuales, si está semaforizada o no, tipo de intersección, etc. Las líneas, pueden representar las vías, con sus datos asociados de tipo de vía, velocidad, capacidad, estado del pavimento, etc. Los polígonos, representarán las manzanas, con datos como población, destino económico, estrato socioeconómico, número de viviendas, medidas, etc.

La potencialidad del SIG radica en que las dos bases de datos interactúan simultáneamente. No se necesita salir de la edición del dibujo, para actualizar el tipo de vía, por ejemplo. Pero lo más importante, es que se pueden realizar análisis y consultas



inmediatas teniendo en cuenta su posición geográfica. Por ejemplo, "resalte las vías del tipo 1 y calcule su longitud total". "Calcule la densidad de población para las manzanas de estrato 6 con destino económico residencial". "Indique las intersecciones viales que tengan una frecuencia de accidentes diarios de mayor de 3".

Todas estas consultas se pueden programar tan complejas como se desee y presentar los mapas resultantes para su análisis visual. Adicionalmente, se pueden generar mapas temáticos intermedios, con el fin de cruzarlos o superponerlos para visualizar y cuantificar el efecto combinado. Por ejemplo, representar las vías del tipo 1, que tengan intersecciones con una frecuencia diaria de accidentes mayor de 4 y que no estén semaforizadas (Moldes, 2003).



**Figura 27. Componentes de la base de datos SIG**

Fuente: (Moldes, 2003)

La figura 27, es una muestra de cómo se pueden identificar los datos de relevancia con un sistema de información geográfico.

#### 2.3.4 EL ANÁLISIS DE LOS GEODATOS

La característica más valiosa de los sistemas de información geográfica es su capacidad de análisis de datos espaciales. Esta capacidad ha convertido a los SIG en la única herramienta capaz de generar información necesaria para apoyar con garantías la toma de decisiones relativas al territorio. Así, algunos de los métodos de análisis y procesado de geodatos más importantes son los siguientes (Moreno, 2001):

- 1) Análisis de diversificación y soporte de decisiones espaciales: mediante este análisis se pueden establecer criterios de inclusión o exclusión de áreas en función de unos determinados criterios de selección (topografía, usos de suelo, fragilidad del ecosistema, distancias a núcleos de población y vías de transporte, distancias a líneas de abastecimiento de energía y agua). De esta forma se pueden obtener las zonas de un territorio que cumplen unos determinados requisitos, pudiéndose cuantificar el grado de adaptación a dichos condicionantes. Esta funcionalidad es de gran importancia en un territorio, ya que mediante la misma se pueden tomar decisiones que afectan directamente al desarrollo socio económico de sus habitantes. Algunas de sus aplicaciones pueden ser las siguientes:
  - 1.1) Determinación de la ubicación óptima de una actividad económica (industrias, parques eólicos, granjas, etc.), considerando criterios técnicos (necesidades de la actividad), medioambientales (minimización de su impacto ambiental) y socioeconómicos (distancias a potenciales clientes, a los proveedores, a la competencia, etc.) entre otros.
  - 1.2) Localización de zonas de menor impacto ambiental para la localización de servicios comunitarios (vertederos de basuras, estaciones depuradoras de aguas residuales, etc.),

- 1.3) Localización de zonas con problemas estructurales motivados por la carencia de servicios públicos (sanidad, enseñanza, etc.) y la existencia de infraestructuras de servicio y comunicación deficiente. Teniendo en cuenta la distribución espacial de todos estos factores se puede, no solo localizar, sino también cuantificar el impacto de estos problemas sobre la población de una determinada zona.
  
- 2) Análisis de redes: estas técnicas trabajan con redes de líneas unidas entre si, como puede ser redes de carreteras, caminos o senderos, redes de distribución de agua o energía eléctrica. Mediante esta unidad, y teniendo en cuenta otros factores como la topografía, se pueden realizar cálculos muy diversos que pueden tener valor en si mismo, o como complemento a otros análisis. Algunos ejemplos son los siguientes:
  - 2.1) Análisis de las vías de comunicación de una población y su término municipal para evaluar el impacto económico que tendría su mejora sobre las actividades económicas que se desarrollan en la misma.
  - 2.2) Determinación del trazado de una nueva carretera o camino que minimice el tiempo necesario para realizar un trayecto, teniendo en cuenta consideraciones medioambientales y económicas.
  - 2.3) Localización de cuellos de botella en las redes de distribución de agua y energía eléctrica.
  - 2.4) Determinación de las rutas optimas a seguir por los servicios públicos (transporte urbano e interurbano, sanitarios, bomberos, recogida de basura, etc.) teniendo en cuenta las características de las vías de comunicación y la topografía.
  - 2.5) Determinación de zonas donde puedan existir molestias generadas por el ruido generado por el trafico, o por algún tipo de actividad.
  
- 3) Análisis de superficies: entiende la interpretación y la interpolación de los fenómenos continuos de la tierra como la topografía (modelos digitales de terreno), los fenómenos climáticos (precipitación, temperatura, viento, etc.).

- 3.1) Modelos digitales de terreno: visualizan el terreno de forma tridimensional y forman parte de muchos métodos de análisis (trazado óptimo de carreteras o redes de distribución de agua, electricidad, gas, detección de zonas de riesgo de erosión o inundación, análisis de visibilidad de infraestructuras para minimizar su impacto visual, análisis de visibilidad entre antenas de telecomunicaciones, etc.
  - 3.2) Datos de viento, lluvia o temperatura pueden ser interpolados y visualizados en tres dimensiones o sirviendo de información básica para otros tipos de análisis (localización de parques eólicos, de cultivo, de actividades turísticas, etc.).
  - 3.3) Identificación de zonas cubiertas por infraestructuras de telecomunicaciones móviles.
- 4) Análisis económicos territoriales (geomarketing): mediante este tipo de análisis se pueden determinar las características de la economía productiva de un territorio (distribución de actividades económicas y de la población, áreas de influencia, comunicaciones, servicios, etc.), así como sus potencialidades y debilidades. De esta forma se pueden elaborar planes estratégicos para la mejora del tejido productivo del territorio, así como para asesorar la realización de nuevas inversiones. Sus aplicaciones pueden ser las siguientes:
- 4.1) Análisis de las áreas de influencia y accesibilidad de las empresas.
  - 4.2) Análisis de la estructura de la población en las cercanías de las empresas.
  - 4.3) Presentación espacial de la situación competitiva de una empresa, mostrando el poder adquisitivo por área, redes de transporte, identificación de zonas no cubiertas por determinados productos.
- 5) Análisis de seguimiento y monitorización (monitoring): este tipo de análisis permiten la detección de cambios en la evolución de un territorio o de la actividad

desarrollada en el corto, mediano y largo plazo (por el empleo de series históricas de datos). Entre las aplicaciones más importantes se pueden indicar las siguientes:

- 5.1) Monitorización de la superficie cultivada dentro de una determinada zona, distinguiendo entre cultivos, así como de sus necesidades hídricas y de su eficiencia en el uso del agua en el caso de zonas de regadío.
  - 5.2) Monitorización de la masa arbórea, de la combinación de especies y de actividades de repoblación.
  - 5.3) Detección de cambios en la evolución de espacios naturales protegidos como ZEPAs, biosferas a lo largo de los años, importante para conservar la naturaleza y mantener la biodiversidad para la red natural.
  - 5.4) Monitorización de la despoblación de las zonas rurales y análisis de las causas que estén vinculadas con el terreno (aislamiento por la orografía, distancia a centros comerciales y servicios básicos, etc.).
  - 5.5) Simulación de la evolución de actividades territoriales mediante la incorporación de modelos de simulación (efectos demográficos de la implantación de nuevas empresas o infraestructuras, demandas de agua de una zona regable, etc.).
- 6) Análisis de situaciones de emergencia (incendios forestales, inundaciones, etc.): almacenamiento de datos sobre el terreno mediante un SIG, creación de planos específicos, desarrollo de secuencias de análisis para el apoyo a la toma de decisiones en tiempo real, etc.

### 2.3.5 SIG Y LOS SISTEMAS DE AYUDA A LA TOMA DE DECISIONES

Aunque los SIG tienen poco más de 40 años de existencia, no fue sino hasta alrededor de la década de los 80 que éstos comenzaron a incorporar herramientas para dar soporte a la toma de decisiones. Originalmente los SIG fueron utilizados en áreas como la planeación o el manejo de recursos naturales gracias a su capacidad de almacenar y

visualizar datos espaciales, pero sin hacer énfasis en análisis formales de simulación, ni en el diseño de herramientas para la toma de decisiones.

Con los avances tecnológicos y el creciente interés por parte de las organizaciones en manejar información de índole espacial orientada a mejorar la toma de decisiones, los SIG ganaron aceptación por su capacidad de asistir en la preparación de datos espacialmente distribuidos, realizar análisis, así como visualizar y representar la información geográfica (Maguire, Goodchild, & Steyaert, 2009).

Las diversas definiciones de un SIG concuerdan con que éstos proveen la capacidad de cartografiar y visualizar los datos y que los mapas son un excelente medio de comunicación para presentar la información espacial en un lenguaje que puede ser entendido por el público en general. No obstante, existen discrepancias respecto a si los SIG cumplen totalmente con el carácter analítico de los datos. Algunos autores, como (Openshaw, 1991) o (Nijkamp & Scholten, 1993), sostienen esto sobre todo por la falta de herramientas de carácter exploratorio y explicativo del que carecen muchos de los software SIG, ya que los mapas por sí solos no proveen de la suficiente capacidad analítica para reconocer y entender patrones cuando se utiliza demasiada información y que es necesario un análisis cuantitativo adicional para complementar el mapa.

Sin embargo, existen definiciones que incluyen el rol crucial de los SIG en la solución de problemas y el esfuerzo realizado para evolucionar de un sistema de información hacia un Sistema de ayuda a la toma de decisiones con la incorporación de herramientas espaciales analíticas, métodos de optimización, visualización, evaluación y procesos estadísticos (Adrienko, y otros, 2008).

Un mapa es estático y sólo es útil para la función para la que fue creado, su utilidad disminuye cuando se tiene que analizar gran cantidad de información o comparar impactos de diferentes alternativas, por lo que es necesario emplear herramientas adicionales para dar soporte a dicha evaluación, por este motivo se ha recurrido a la

utilización de métodos de evaluación incluidos en los Sistemas de Ayuda a la Toma de Decisiones.

Los Sistemas de Ayuda a la Toma de Decisiones (DSS) han sido un área activa durante muchos años dentro de los estudios en Sistemas de Información, para dar soporte al proceso de análisis, planeación y manejo durante la toma de decisiones. El término Sistema de Ayuda a la Toma de Decisiones emergió como disciplina a principios de la década de los 70 dentro del ámbito empresarial por la presión competitiva y los cambios económicos que se preveían por parte de las empresas. Se argumentó que, con los desarrollos computacionales producidos hasta entonces, era posible capturar algunos procesos de toma de decisiones realizadas por personas en modelos matemáticos e introducirlos en el ordenador.

Sin embargo, fue hasta principios de los 80's que muchos software denominados como Sistemas de Ayuda a la Toma de Decisiones llegaron al mercado y muchas disciplinas como la economía, las ciencias computacionales, los negocios, la psicología, las ciencias políticas o la geografía los adoptaron para dar soporte a sus estudios (Power, 2007)

Aunque no existe una única definición de Sistemas de Ayuda a la Toma de Decisiones, muchos autores coinciden en que son sistemas interactivos basados en procesos computarizados para asistir a los usuarios en el análisis, planeación y manejo de la toma de decisiones utilizando datos y modelos para resolver problemas no estructurados o semiestructurados, donde el problema a resolver requiere de un diálogo interactivo entre el sistema y un usuario. Su función es mejorar la eficacia en la toma de decisiones a través de la generación y evaluación de soluciones alternativas para la problemática planteada a partir del análisis de diferentes objetivos que permitan asistir, más que remplazar, los juicios de los tomadores de decisiones, lo que implica que su enfoque se centra en la calidad del proceso de decisión y no en la decisión en sí.

La característica distintiva de los DSS incluye acceso interactivo a los datos y modelos que tienen que ver con una decisión específica, pero que no puede ser resuelta de manera automatizada y requiere la intervención humana, además de encontrarse limitados por su incapacidad de trabajar con información espacial. Esta necesidad de contar con sistemas que integren herramientas de carácter geoespacial, junto con modelos numéricos y de optimización, dio como resultado la unión de la funcionalidad espacial de los SIG y los Sistemas de ayuda para la toma de decisiones para conformar los denominados Sistemas de Ayuda a la Toma de Decisiones Espaciales (SADE) (Power, 2007).

El SADE, por lo tanto, es una aplicación que funciona como un sistema de información, el cual puede ayudar a los usuarios a tomar decisiones de manera flexible sobre cuestiones territoriales, seleccionar la mejor solución a partir de modelos de simulación y optimización propios de los análisis de toma de decisiones, e integrarlos en una interface que permite la interacción con el usuario implicado en dar soluciones. La diferencia fundamental entre los sistemas de ayuda a la toma de decisiones tradicionales y los SADE está dada por el carácter espacial de la información y el despliegue cartográfico de ésta (Maguire, Goodchild, & Steyaert, 2009).

Las primeras aplicaciones SADE que fueron desarrolladas lo hicieron de manera externa a las plataformas SIG; funcionan con independencia de cualquier software, pero son vistas como complejas e inaccesibles para los tomadores de decisiones. Esta falta de funcionalidad inicial dentro de los SIG abrió un debate dentro de la comunidad científica respecto a la necesidad de integrar herramientas analíticas de evaluación multicriterio dentro de los sistemas, por lo que paulatinamente los software han ido incorporado estas herramientas para ser utilizadas en el proceso de creación de un SADE.

Un SADE desarrollado dentro del ambiente del SIG es considerado como una aplicación vertical, que a diferencia de los procesos convencionales, donde para llevar a cabo alguna tarea se requiere una gran cantidad de procedimientos para llegar a un



resultado, éste proveería de herramientas integradas para resolver el problema de toma de decisiones al relacionar en un solo ambiente los procesos espaciales y analíticos y disminuyendo el tiempo empleado en obtener los resultados (Maguire, Goodchild, & Steyaert, 2009).

## CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

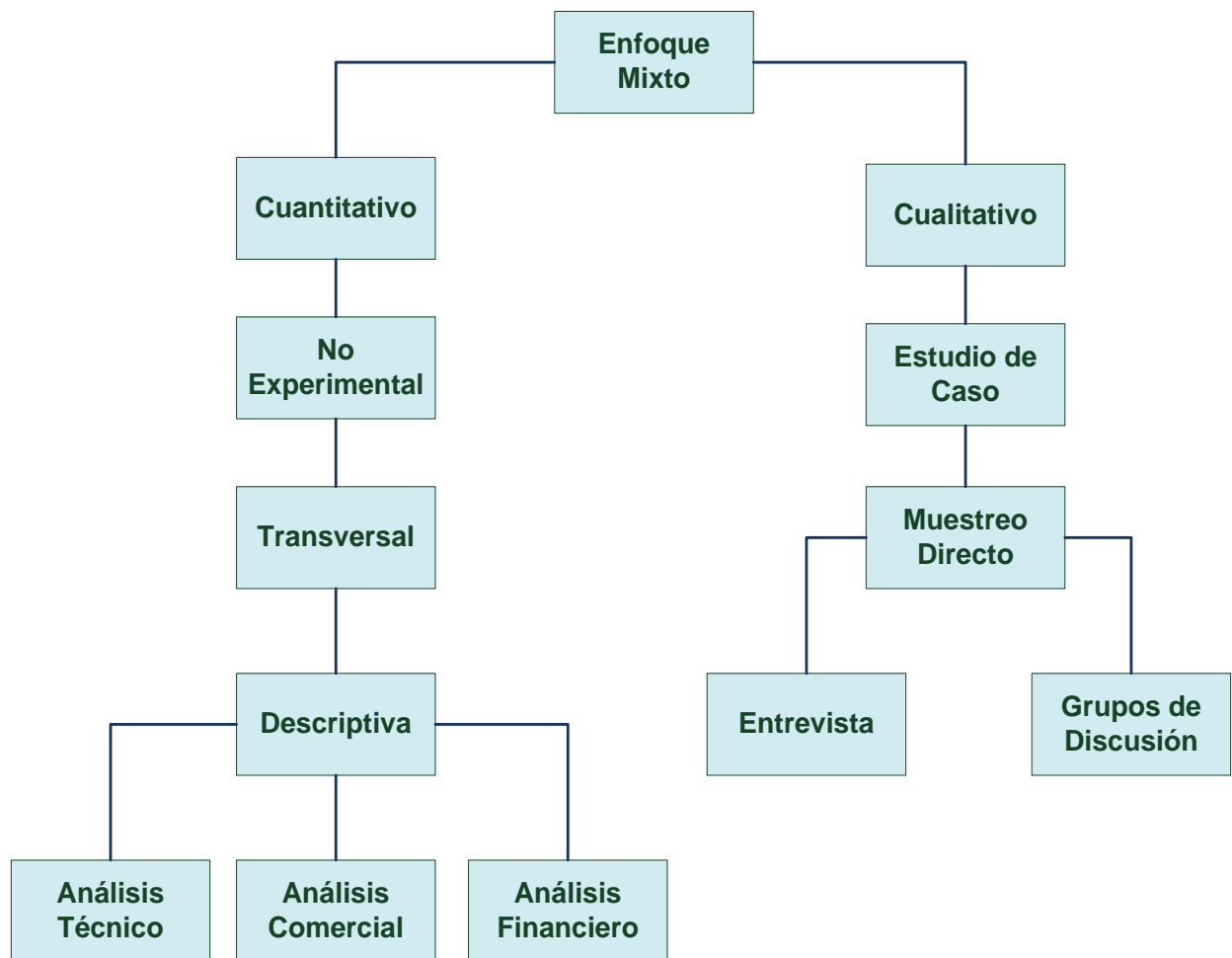
El capítulo tres contempla la definición del enfoque de la investigación de acuerdo a las variables estudiadas, se realizó la planificación y diseño de la investigación seleccionando una muestra que fue tomada de la población relacionada en el tema. Se definió la unidad de análisis y respuesta para dirigir los resultados a la solución de la problemática. Se seleccionaron los instrumentos utilizados y las técnicas que fueron aplicadas. Además se estableció el procedimiento que se siguió durante la investigación hasta llegar a las conclusiones. Finalmente se seleccionaron los tipos de fuentes utilizadas para recopilar la información utilizada.

### 3.1. ENFOQUE Y MÉTODOS

Para poder completar este trabajo de investigación, se identificó el tipo de enfoque para poder abordar desde la mejor óptica. Existen tres tipos de enfoque de investigación, los cuales son cuantitativo, cualitativo y mixto. Cada uno de ellos ofrece una gama de características, procesos y bondades las cuales se deben de conocer previamente, para poder seleccionar el enfoque correcto para la investigación a realizar.

El enfoque cuantitativo representa un conjunto de procesos, es secuencial y probatorio, cada etapa precede a la siguiente y no se puede brincar o eludir pasos, el orden es riguroso, aunque se puede redefinir alguna fase. El enfoque cualitativo también se guía por áreas o temas significativos de investigación, pero en lugar de que la claridad sobre las preguntas de investigación e hipótesis preceda a la recolección y el análisis de los datos (como en los estudios cuantitativos), los estudios cualitativos pueden desarrollar preguntas e hipótesis antes, durante o después de la recolección y el análisis de los datos. El enfoque mixto es la integración sistemática de los métodos cuantitativos y cualitativo en un solo estudio con el fin de obtener una “fotografía” más completa del fenómeno (Hernández, Fernández, & Baptista, 2010).

El presente estudio de investigación se desarrolló a través de un enfoque mixto, conformado por el enfoque cuantitativo y cualitativo simultáneamente. Ambos métodos aportaron respuestas a las preguntas de investigación y objetivos planteados anteriormente. En la aplicación del enfoque cuantitativo se realizó bajo el diseño no experimental, transversal, descriptivo. La figura 28 presenta el diseño de la investigación, con la cual se dio respuesta a las preguntas de investigación



**Figura 28. Enfoque de la investigación**

Se clasifica como no experimental el desarrollo de la investigación, ya que se realizó sin la manipulación de las variables antes descritas, solo se observó cómo se desarrollan en su ambiente natural y luego se analizaron. El enfoque cuantitativo fue a su vez transversal, se recopilaban datos en un momento y tiempo único, con el objetivo de

describir variables y analizar su incidencia e interrelación a la vez. Descriptivo, tiene como objetivo indagar la incidencia de las modalidades o niveles de una o más variables en la población de estudio.

El propósito de utilizar el enfoque cuantitativo en el presente estudio de investigación, es recolectar la información necesaria a través de la aplicación de un censo de carga, que se realiza con una encuesta sobre el tipo y la cantidad de aparatos eléctricos que posee el abonado, de manera que ayude a conocer cuál es el consumo promedio de los abonados encuestados y por ende definir la sobrecarga de los transformadores. La aplicación del enfoque cualitativo se realizó mediante estudio de caso y muestra dirigida. En la investigación a desarrollar con el enfoque cualitativo, utilizó la recolección de datos sin medición numérica para descubrir o afinar preguntas de investigación en el proceso de interpretación, la recolección de los datos consiste en obtener las perspectivas y puntos de vista de los diferentes participantes.

Estudios de caso, ya que se utilizó los procesos de investigación cualitativa para analizar profundamente una unidad, que respondió al planteamiento del problema e hipótesis. En este caso se realizó una muestra dirigida, porque se trata de un estudio que no depende de la probabilidad, más bien a causas relacionadas con las características de la investigación. El objetivo de aplicar un enfoque cualitativo, fue recolectar la información necesaria utilizando los instrumentos de grupo de discusión y entrevistas a profundidad, donde se documentó ciertas experiencias y se generaron datos que guiaron a una investigación más precisa.

### 3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

En la siguiente sección se establece el diseño de la investigación tomando en cuenta los instrumentos y técnicas para recabar la información para luego procesarla y analizarla mediante los métodos seleccionados. Además se determinó la unidad de análisis para delimitar las respuestas de manera que estén enfocadas en las variables.

### 3.2.1 POBLACIÓN Y MUESTRA

Una población se precisa como un conjunto finito o infinito de personas u objetos que presentan características comunes. La muestra es una representación significativa de las características de una población, que bajo, la asunción de un error estudia las características de un conjunto poblacional mucho menor que la población global. La muestra es un subgrupo de la población del cual se recolectan datos y debe ser representativo de está (Hernández, Fernández, & Baptista, 2010).

Para efectos de la investigación la población objeto de estudio se conformó por todos los abonados de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Tegucigalpa que para el mes de febrero del 2014 son 273,361. Así mismo, dado que esta investigación será desarrollada dentro del diseño transversal descriptivo, la muestra fue de carácter probabilístico.

El tamaño óptimo de la muestra se definió mediante las siguientes fórmulas de la ecuación 1 de la ecuación 2:

#### Poblaciones Finitas

$$n = \frac{\sigma^2 N p q}{e^2 (N - 1) + \sigma^2 p q} \quad (1)$$

#### Poblaciones Infinitas

$$n = \frac{\sigma^2 p q}{e^2} \quad (2)$$

DONDE:

$\sigma$ = grado de confianza                      desviación estándar 95%(1.96), 99%(1.99)

N= población total o universo

n= tamaño de la muestra

p= probabilidad a favor

q= probabilidad en contra

e= error de estimación

grado de precisión de los resultados varía entre 2% y 6%

Muestras de los abonados de Tegucigalpa utilizando la ecuación 3:

$$n = \frac{\sigma^2 pq}{e^2} \quad (3)$$

$$p = 0.5$$

$$q = 0.5$$

$$e = 0.05$$

$$\sigma = 1.96$$

$$n = 384$$

Para los abonados de Tegucigalpa el resultado de la formula nos indica que debemos de realizar un mínimo de 384 encuestas.

### 3.2.2 UNIDAD DE ANÁLISIS

Ya definida la población que se va a investigar, es necesario conocer sobre qué o quienes se realizarán la recolección de los datos, ya que el interés se centrará en los individuos, organizaciones, objetos, comunidades de estudio, a todos estos se les denomina “Unidad de análisis” (Hernández, Fernández, & Baptista, 2010). La unidad de análisis para la investigación son todos los abonados de Tegucigalpa que utilizan el servicio de energía eléctrica de la ENEE.

### 3.2.3 UNIDAD DE RESPUESTA

La unidad de respuesta son los resultados que se obtuvieron al calcular y medir las variables. El consumo promedio de energía por persona, el consumo promedio por

sectores, el hacinamiento por sectores, La cantidad de abonados conectados a cada transformador, el área de construcción por clases sociales y la sobrecarga de los transformadores.

### 3.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

A continuación se presentan las técnicas e instrumentos utilizados para recopilar la información, resolver el planteamiento del problema y poder medir las variables de interés que fueron utilizados para la investigación.

#### 3.3.1 INSTRUMENTOS

Toda medición o instrumento de recolección de datos debe reunir tres requisitos esenciales: confiabilidad, validez y objetividad. Para esta investigación los instrumentos utilizados para la recolección de datos fueron:

##### 3.3.1.1 BASE DE DATOS ELECTRÓNICAS

Las bases de datos consultadas, fueron utilizadas para recopilar toda la información requerida para evaluar el comportamiento numérico de las variables independientes, se utilizó la información del cierre de la ENEE de febrero del 2005 y del cierre de ENEE de febrero 2014, para determinar el consumo promedio por abonado, el consumo promedio por sectores y analizar el aumento de la cantidad de abonados.

##### 3.3.1.2 ENTREVISTAS

Para esta investigación se realizó una entrevista semi estructurada para los gerentes, con el objetivo de obtener información acerca de las pérdidas técnicas ocasionadas por las sobrecarga de los transformadores.

### 3.3.1.3 CENSO DE CARGA

Es una encuesta que se realiza a los abonados con el fin de obtener la cantidad y el tipo de aparatos eléctricos que posee, este censo es utilizado para determinar un consumo estimado mensual.

### 3.3.1.4 OBSERVACIÓN

La observación fue utilizada para identificar los abonados conectados a cada transformador, lo cual nos sirvió para determinar la sobrecarga de los transformadores.

### 3.3.1.5 GRUPO FOCAL

En el desarrollo del grupo focal se logró conocer los datos sobre la sobrecarga de los transformadores y las pérdidas que esto ocasiona. También se conoció sobre las causas de esta sobrecarga de transformadores y las acciones que se pueden realizar.

## 3.3.2 TÉCNICAS

En esta sección se establecen las diferentes técnicas que se aplicaron y que fueron necesarios para la obtención de información y resultados de la presente investigación.

### 3.3.2.1 BASES DE DATOS ELECTRÓNICAS

Obtención de información directa, conteniendo la información estadística del mes de febrero del 2005 y del mes febrero del 2014, como ser el consumo por abonados, el consumo por sectores y el hacinamiento por sectores.



### 3.3.2.2 ENTREVISTAS

Se realizó una serie de preguntas abiertas dirigidas a expertos de diferentes áreas de la ENEE y del Consorcio SEMEH, con el fin de obtener la mayor información y así validar la información recopilada por fuentes secundarias. Las entrevistas se utilizaron para obtener información de forma más personalizada, con el fin de conocer la experiencia de la sobrecarga de los transformadores, por qué se ha llegado a esta situación e identificar los factores que la gerencia pretende mejorar en el área de distribución de energía y reducir las pérdidas por sobrecarga de transformadores, las preguntas de la entrevista se encuentran en el anexo 1.

### 3.3.2.3 CENSO DE CARGA

Como técnica de investigación se utilizó la encuesta, la cual se desarrolló por medio de un cuestionario, la encuesta fue aplicada a los abonados de la colonia Kennedy, la cual fue elegida por contar con diversidad de consumos por abonados y distintos tipos de sectores de consumo. Se realizó la tabulación de las 384 encuestas en el programa, digitando las preguntas y respuestas proporcionadas por los abonados, el formato del censo de carga se puede observar en el anexo 2.

### 3.3.2.4 OBSERVACIÓN

En el desarrollo de la observación se logró identificar los abonados que se encuentran conectados a cada uno de los transformadores, se realizó un levantamiento en campo de todos los abonados conectados a cada transformador, y posteriormente esta información fue ingresada a un sistema de información geográfico, en el anexo 4 se observa los mapas entregados a cada uno de los empleados para realizar la identificación de los transformadores y los abonados conectados.

### 3.3.2.5 GRUPO FOCAL

Para profundizar en el tipo de preguntas que se desarrollarían en entrevistas a los funcionarios de la alta gerencia del consorcio SEMEH, se realizó una sesión de grupo denominada “focus group,” o grupo focal. Esta técnica sirvió para obtener la perspectiva sobre las pérdidas de la ENEE y las provocadas por la sobrecarga de transformadores, las preguntas de la entrevista se encuentran en el anexo 4.

### 3.3.3 PROCEDIMIENTOS

A continuación se presentan los procedimientos empleados en la metodología de investigación. Lo cuales proyectaron información clave para el análisis y la comprobación de la hipótesis establecida.

#### 3.3.3.1 BASES DE DATOS ELECTRÓNICAS

Se recopiló la información de la base de datos de los abonados de la ENEE con el cierre de febrero del 2005 y del cierre de febrero del 2014, realizando consultas por medio de SQL para recopilar la información necesaria para responder a las preguntas de investigación.

#### 3.3.3.2 ENTREVISTAS

La entrevista aplicada se desarrolló a 4 personas formadas en el área de la energía eléctrica, con conocimientos de la situación actual en Honduras tanto energética, política, legal, y conocimientos de sistemas de información geográfica, fueron realizadas entre el sábado 15 de febrero del 2014 y el sábado 22 de febrero del 2014. Las personas entrevistadas fueron:

- 1) Ing. René Chávez – Gerente de Altos Consumidores Nor Occidente Consorcio SEMEH

- 2) Ing. Ricardo Gonzales – Gerente de Altos Consumidores Litoral Atlántico Consorcio SEMEH.
- 3) Ing. Hernán Corrales – Sistemas de Información Geográfico Consorcio SEMEH.
- 4) Ramón Valladares – Supervisor de campo Consorcio SEMEH

Pasos seguidos:

- 1) Primero se determinó la información que se espera obtener de la entrevista.
- 2) Luego se dejaron claras las formas en el que se realizó la entrevista.
- 3) Se determinó los conocimientos, las competencias y perfil de los posibles entrevistados. Al tener la información necesaria, se acude al contacto con los candidatos.
- 4) Se procedió con el contacto vía correo donde se les hicieron llegar un conjunto de preguntas abiertas y cerradas y luego se dio oportunidad para ahondar más sobre cada punto establecido.
- 5) Se dio intercambios de información tanto documentos publicados por ellos sobre el sistema energético en Honduras, las pérdidas totales de la ENEE, como también datos producidos por la investigación, para así poder tener un mayor entendimiento de la información.

#### 3.3.3.3 CENSO DE CARGA

Es una encuesta que se realiza a los abonados con el fin de obtener la cantidad y el tipo de aparatos eléctricos que posee, este censo es utilizado para determinar un consumo estimado, se realizó a abonados de la Colonia Kennedy que brindaron la colaboración en completar todo el censo de carga.

Pasos seguidos:

- 1) Se verificaron los siguientes datos del abonado: clave, ubicación, nombre, dirección, número de agujas del medidor, multiplicador y lectura actual.

- 2) Se consultó al abonado y se anotó el tipo de artefacto eléctrico que usa, por ejemplo: Televisor de 14”.
- 3) A las viviendas que se permitió el acceso, se anotó la potencia en Watts de cada uno de los artefactos anotados en el paso anterior, a las viviendas que no se permitió el acceso se utilizó una tabla con potencia promedios por cada tipo de aparato.
- 4) Se anotó la cantidad de artefactos eléctricos del mismo tipo que posee el abonado, ejemplo, si tiene un televisor de 14” se anotó el numero 1.
- 5) Se consultó la cantidad de horas al día que está encendido cada uno de los aparatos eléctricos, los abonados que no proporcionaron esta información se utilizó un promedio de utilización por aparato, si algún artefacto está prendido menos de una hora al día, se utilizó las siguientes equivalencias:
  - 5.1) 15 minutos = 0.25 (1/4 hora)
  - 5.2) 30 minutos = 0.50 (1/2 hora)
  - 5.3) 45 minutos = 0.75 (3/4 hora)
- 6) Se anotó la cantidad de días al mes que el abonado utiliza los aparatos eléctricos, por ejemplo si el televisor de 14” lo utiliza todos los días se anotó el valor de 30.
- 7) Finalmente, se sumaron los consumos mensuales de cada uno de los artefactos, para verificar si era similar al consumo mensual total en kWh del recibo entregado al abonado.

Luego de haber calculado el consumo de energía eléctrica del abonado siguiendo el procedimiento anterior, se compara este valor con el que se encuentra anotado en el recibo de electricidad, si existe una gran diferencia entre lo que realmente consume y los que se encuentra anotado en el recibo de electricidad, podrían existir tres razones para que ello suceda:

- 1) Que las instalaciones eléctricas tienen deficiencias tales como una fuga a tierra, falso contacto o algún otro deterioro.
- 2) Que el medidor está funcionando mal, que te están robando electricidad ó que existen errores de facturación por parte de la empresa que realiza la medición de la energía.

- 3) Que el abonado haya mentido sobre la información de los aparatos eléctricos que posee y el tiempo de utilización.

#### 3.3.3.4 OBSERVACIÓN

Por medio de la observación se ubicaron a que transformador está conectado cada abonado, para la realización de esta actividad el Consorcio SEMEH puso a disposición cuadrillas con personal capacitado en dicha actividad, las cuales recolectaron la información de la ubicación geográfica del transformador e identificaron de manera visual cada uno de los abonados conectados al transformador.

Para registrar esta información se proporcionó al personal de mapas impresos, sobre los cuales ingresaron la información. Al finalizar cada día, la información es transferida a una base de datos, para transferirlo posteriormente a un Sistema de Información Geográfica.

La información que se identificó fue la siguiente:

- 1) Tipo de poste (madera o concreto)
- 2) Tipo de lámpara conectada
- 3) Transformador
- 4) Fin del secundario
- 5) Secundario monofásico
- 6) Servicio directo cajas de televisión por cable.

#### 3.3.3.5 GRUPO FOCAL

Los pasos que se tomaron para llevar a cabo este grupo son:

- 2) Elaboración de una guía de preguntas que servirá para dirigir la conversación, de forma que el grupo se enfoque en el tema de pérdidas por sobrecarga de

transformadores. Estas deben ser abiertas (de carácter conversacional), yendo de lo general a lo específico.

- 3) La sesión se llevó a cabo con la moderación de Alexander Antenor Casanova y Víctor Manuel Valladares Rosa, quienes se encargaron de conducir a los participantes hablar sobre el tema objeto de estudio. Este fue inducido por la guía previamente elaborada. El moderador no interrumpió a los participantes, pero tuvo el control sobre la discusión.
- 4) Se definió un grupo 7 personas, que fueron seleccionados del área de control de pérdidas de ENEE y gerentes operativos del consorcio SEMEH, los participantes fueron:
  - 1) Ing. Marco Vallecillo – Gerente General Consorcio SEMEH
  - 2) Ing. Luis Martínez – Gerente de Operaciones Centro Sur Consorcio SEMEH
  - 3) Ing. Oscar Madrid – Gerente de Altos Consumidores Consorcio SEMEH
  - 4) Ing. Juan Ramón Bustamante – Gerente de Operaciones Centro Sur Consorcio SEMEH
  - 5) Ing. Jorge Posadas – Gerente de Operaciones Litoral Atlántico Consorcio SEMEH
  - 6) Ing. Hugo Flores – Gerente de Tecnología Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
  - 7) Ing. Bardales – Control de Perdidas Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
- 5) La sesión se realizó en las oficinas del consorcio SEMEH en la granja, el día viernes 21 de febrero del 2014, iniciando a las dos de la tarde, contando con el espacio suficiente para una mesa y sillas, de forma que el ambiente fue lo más cómodo para los participantes.
- 6) Se proveyeron boquitas poco elaboradas a los partícipes. Estas fueron suficientes para transmitir comodidad al grupo, pero tampoco fue una distracción, desenfocándolos del objetivo principal de la discusión.
- 7) La sesión duró dos horas, siendo calculada y regulada por el mediador.

### 3.4. FUENTES DE INFORMACIÓN

Las fuentes de información son el punto de partida para desarrollar la investigación, provee de todos aquellos elementos y recursos que contienen datos formales e informales, con los que se puede extraer la información necesaria para realizar un estudio de investigación. Se dividen en dos tipos: fuentes primarias y fuentes secundarias, en el enfoque de investigación que es mixto, necesitamos de ambas fuentes.

#### 3.4.1 INFORMACIÓN PRIMARIA

En esta investigación las fuentes de información primaria fueron las entrevistas, con la intención de obtener información acerca de las pérdidas técnicas ocasionadas por las sobrecarga de los transformadores. Además se realizaron encuestas para determinar el consumo de los transformadores y las sesiones de grupo de discusión.

#### 3.4.2 INFORMACIÓN SECUNDARIA

Las fuentes secundarias permitieron realizar comparaciones referentes a las pérdidas eléctricas de los demás países en el mundo, así como la utilización de SIG para la toma de decisiones en empresas eléctricas. Estas fuentes fueron muy importantes porque componen el marco referencia sobre el cual se desarrolló la búsqueda de la solución al problema planteado. En la presente investigación se utilizaron fuentes electrónicas sobre las pérdidas eléctricas, revistas, tesis, manual para la redacción de tesis de postgrado. Las fuentes secundarias usadas en este estudio son tesis, libros, artículos en revistas electrónicas, diccionarios, publicaciones e información electrónica obtenida por medio del internet, con el propósito de que la investigación tuviera un fundamento teórico y una mejor comprensión de los conceptos que se analizaron.

## **CAPÍTULO IV. RESULTADOS**

En el presente capítulo se describe e ilustra la información obtenida en relación al objetivo de estudio. Presentando el análisis de las variables estudiadas para determinar y comprobar la hipótesis establecida, respaldada por hallazgos relevantes que permitieron un análisis más profundo de los resultados de la investigación. Se definió la colonia Kennedy para realizar el levantamiento de la información, porque según las entrevistas y la información investigada, esta colonia cuenta con diversidad de consumos por abonados y distintos tipos de sectores, siendo similar a condiciones de varias zonas del país, además al ser una colonia popular, la ENEE es la encargada de instalar los transformadores.

Desde hace más de diez años la ENEE no realiza un análisis sobre la cantidad de transformadores que posee instalados en campo, ni la cantidad de abonados que se encuentran conectados a cada transformador, tampoco se han realizado instalación de nuevos transformadores a excepción de las nuevas colonias y de los sectores comerciales e industriales, donde por políticas de la ENEE los transformadores son instalados por los abonados, esto ha causado una sobrecarga y aumentado las pérdidas de la empresa.

### **4.1 CONSUMO POR ABONADOS**

Para realizar el análisis del consumo por abonado se tomaron dos cierres de la ENEE, el cierre del mes de febrero del 2,005 y el cierre del mes de febrero del 2,014, con la idea de comparar cómo han evolucionado la cantidad de abonados y el consumo, además de tomar en cuenta que en la entrevista se nos indicó que hace más de diez años nos se realizan instalaciones de transformadores ni análisis sobre los mismos.

En el mes de febrero del 2005, la ENEE le facturó energía a 874,906 abonados y en el mes de febrero del 2014, la ENEE le facturó energía a 1,531,906 abonados en todo el país la tabla 11 presenta la cantidad de abonados, el consumo total y consumo



promedio de los abonados de todo el país, Tegucigalpa y la Colonia Kennedy de los meses de febrero del 2005 y febrero del 2014.

**Tabla 11. Consumo promedio por abonado febrero 2005 y febrero 2014**

Región	Febrero 2,005			Febrero 2,014		
	Cantidad Abonados	Consumo KWH	Promedio (KWH / Abonados)	Cantidad Abonados	Consumo KWH	Promedio (KWH / Abonados)
Todo el País	874,906	296,709,139	474.04	1,531,906	414,744,733	270.74
Tegucigalpa	193,157	74,027,465	469.65	273,361	90,716,114	183.81
Colonia Kennedy	3,773	1,030,653	273.17	4,514	1,078,735	238.98

En la tabla 11, se observa que el crecimiento de abonados comparando el mes de febrero del 2005 y el mes de febrero del 2014 en todo el país es de 42.88% y en la Colonia Kennedy el aumento ha sido de 741 abonados. Además se puede observar que el promedio de consumo en el mes de febrero del 2005 es mayor que el promedio de consumo en el mes de febrero del 2014. Esta información fue presentada a los expertos tanto en las entrevistas como en el grupo focal, coincidiendo que esta reducción en el consumo promedio de los abonados, tiene varias causas y un porcentaje de estas pérdidas corresponde a la sobrecarga de los transformadores, también incluyeron causas como el hurto de energía y las pocas acciones que se realizan para controlar esta situación.

Para realizar el censo de carga se encuestaron 418 viviendas en la colonia Kennedy, calculándose un consumo estimado de acuerdo a los aparatos que el abonado nos indicó que tenía, con este cálculo se categorizaron los abonados en 5 clases de acuerdo al tipo de vivienda.

- 1) Vivienda tipo 5: Vivienda con dos habitaciones con consumo promedio de 52.95 kwh al mes, con los siguientes aparatos eléctricos:

**Tabla 12. Consumo vivienda tipo 5**

Aparatos eléctricos	Potencia		Cantidad de aparatos	Hora de consumo diario	Días de consumo en un mes	Consumo mensual en kwh
	Watt	KW				
Foco de 50 w	50	0.05	1	2	30	3
foco de 75 w	75	0.075	1	5	30	11.25
foco de 100 w	100	0.1	1	5	30	15
TV de 14"	80	0.08	1	8	30	19.2
Radiograbadora	30	0.03	1	5	30	4.5
<b>Total Consumo en KWH</b>						<b>52.95</b>

Este tipo de vivienda se encuentra en un segmento de clase social bajo de la población, son casas de dos habitaciones con pocos aparatos eléctricos, y que presentan escasas económicas.

2) Vivienda tipo 4: Vivienda con sala-comedor, baño, cocina y un dormitorio con un promedio mensual de 129.55 kwh al mes, con los siguientes aparatos eléctricos:

**Tabla 13. Consumo vivienda tipo 4**

Aparatos eléctricos	Potencia		Cantidad de aparatos	Hora de consumo diario	Días de consumo en un mes	Consumo mensual en kwh
	Watt	KW				
Fluorescente de 40 w	50	0.05	2	2	30	6
Foco de 50 w	50	0.05	1	5	30	7.5
foco de 75 w	75	0.075	1	3	30	6.75
foco de 100 w	100	0.1	1	5	30	15
Plancha Electrica	1000	1	1	1	4	4
Refrigeradora	250	0.25	1	8	30	60
TV de 20"	100	0.1	1	8	30	24
Radiograbadora	30	0.03	1	7	30	6.3
<b>Total Consumo en KWH</b>						<b>129.55</b>

Este segmento incluye a aquellos hogares que sus ingresos y estilos de vida son ligeramente menores a los de la clase media. Esto quiere decir, que son los que llevan un mejor estilo de vida dentro de la clase baja.

3) Vivienda tipo 3: Vivienda con sala-comedor, dos dormitorios un baño y cocina con un promedio de 277.87 kwh al mes, con los siguientes aparatos eléctricos:

**Tabla 14. Consumo vivienda tipo 3**

Aparatos eléctricos	Potencia		Cantidad de aparatos	Hora de consumo diario	Días de consumo en un mes	Consumo mensual en kwh
	Watt	KW				
Fluorescente de 40 w	50	0.05	3	6	30	27
Foco de 50 w	50	0.05	2	6	30	18
foco de 75 w	75	0.075	1	6	30	13.5
foco de 100 w	100	0.1	1	6	30	18
Plancha Electrica	1000	1	1	1	8	8
TV de 20"	100	0.1	1	5	30	15
TV de 14"	70	0.07	1	5	30	10.5
DVD	20	0.02	1	4	4	0.32
Equipo de Sonido	80	0.08	1	5	30	12
Refrigeradora	250	0.25	1	10	30	75
Licudadora	300	0.3	1	0.2	30	1.8
Horno Microondas	1100	1.1	1	0.25	30	8.25
Computadora	300	0.3	1	2	30	18
Ducha Eléctrica	3500	3.5	1	0.5	30	52.5
<b>Total Consumo en KWH</b>						<b>277.87</b>

Este segmento contiene a lo que típicamente se denomina clase media, en estos se encuentran la mayoría de los abanados de la ENEE. Los hogares pertenecientes a este segmento son casas o departamentos propios o rentados con algunas comodidades, su casa representa un símbolo de su bienestar económico

- 4) Vivienda tipo 2: Vivienda con sala-comedor, tres dormitorios, dos baños, una cocina, estacionamiento, sala de estudio y cuarto de servicio con un promedio de 498.42 kwh al mes, con los siguientes aparatos eléctricos:

**Tabla 15. Consumo vivienda tipo 2**

Aparatos eléctricos	Potencia		Cantidad de aparatos	Hora de consumo diario	Días de consumo en un mes	Consumo mensual en kwh
	Watt	KW				
Fluorescente de 40 w	50	0.05	4	6	30	36
Foco de 25 w	25	0.025	3	4	30	9
foco de 75 w	75	0.075	1	5	30	11.25
foco de 100 w	100	0.1	2	5	30	30
Plancha Eléctrica	1000	1	1	1	12	12
TV de 20"	100	0.1	1	4	30	12
TV de 14"	80	0.08	1	6	30	14.4
DVD	20	0.02	1	4	8	0.64
Radiograbadora	30	0.03	1	4	30	3.6
Equipo de Sonido	80	0.08	1	10	30	24
Refrigeradora	350	0.35	1	10	30	105
Lavadora	500	0.5	1	1	12	6
Licuadora	300	0.3	1	0.2	30	1.8
Horno Microondas	1100	1.1	1	0.25	30	8.25
Batidora	200	0.2	1	0.25	30	1.5
Olla arrocera	1000	1	1	0.75	20	15
Waflera	700	0.7	1	0.1	20	1.4
Cafetera	800	0.8	1	0.25	30	6
Secadora de cabello	1200	1.2	1	0.1	30	3.6
Aspiradora	600	0.6	1	1	4	2.4
Impresora	300	0.3	1	1	4	1.2
Ducha termo eléctrica	1500	1.5	1	3	30	135
Computadora	300	0.3	1	4	30	36
Cisterna de 1/2 HP	373	0.373	1	2	30	22.38
<b>Total Consumo en KWH</b>						<b>498.42</b>

Este segmento normalmente se denomina clase alta baja, incluye a aquellos que sus ingresos y estilo de vida es ligeramente superior a los de clase media. Tienen viviendas con mejores comodidades y mas aparatos eléctricos.

- 5) Vivienda tipo 1: Vivienda con sala, comedor, cuatro dormitorios, dos baños, una cocina, sala de estudio, cuarto de servicio con un promedio de 1050.20 kwh al mes, con los siguientes aparatos eléctricos:

**Tabla 16. Consumo vivienda tipo 1**

Aparatos eléctricos	Potencia		Cantidad de	Hora de consumo	Dias de consumo	Consumo mensual en
	Watt	KW				
Fluorescente de 40 w	50	0.05	4	6	30	36
Foco de 25 w	25	0.025	4	4	30	12
foco de 75 w	75	0.075	2	5	30	22.5
foco de 100 w	100	0.1	3	5	30	45
Plancha Eléctrica	1000	1	1	1	12	12
TV de 20"	100	0.1	1	4	30	12
TV de 14"	80	0.08	1	6	30	14.4
TV de 32"	175	0.175	1	4	30	21
DVD	20	0.02	1	4	8	0.64
Radiograbadora	30	0.03	1	4	30	3.6
Equipo de Sonido	80	0.08	1	10	30	24
Refrigeradora	350	0.35	1	10	30	105
Cocina Eléctrica	7000	7	1	2	30	420
Lavadora	500	0.5	1	1	16	8
Secadora de Ropa	2500	2.5	1	1	8	20
Licuada	300	0.3	1	0.25	30	2.25
Horno Microondas	1100	1.1	1	0.25	30	8.25
Batidora	200	0.2	1	0.25	30	1.5
Olla arrocera	1000	1	1	0.75	20	15
Waflera	700	0.7	1	0.1	30	2.1
Cafetera	800	0.8	1	0.25	30	6
Secadora de cabello	1200	1.2	1	0.1	30	3.6
Aspiradora	600	0.6	1	1	4	2.4
Impresora	300	0.3	1	1	4	1.2
Ducha termo electrica	1500	1.5	1	3	30	135
Computadora	300	0.3	2	4	30	72
Cisterna de 1 HP	746	0.746	1	2	30	44.76
<b>Total Consumo en KWH</b>						<b>1050.2</b>

Este segmento se denomina clase alta, es el más alto nivel de vida, estas casas son de lujo con todas las comodidades y tienen mayor poder adquisitivo.

El promedio de todo el censo de carga de las personas encuestadas es de 186.84 KW al mes, que difiere del valor promedio facturado en el mes de febrero del 2014 que fue de 238.98 KW al mes. Esta diferencia se debe a dos razones:

- 1) Los cálculos fueron realizado con valores referenciales, pudiendo ser mayor o menor de acuerdo con los hábitos de consumo de los abonados y del tiempo efectivo de funcionamiento de los aparatos.
- 2) La información fue proporcionada por el abonado, por lo que no hay certeza de que se haya indicado todos los aparatos eléctricos que posee, ni la cantidad de cada uno de ellos.

#### 4.2 CONSUMO POR SECTORES

En Honduras hay seis tipos de sectores de consumo, estos sectores definen el tipo de abonado y el costo que se le cobra por Kwh consumido, cada sector se debe de analizar por separado. El sector residencial son la mayoría de los abonados a nivel nacional, actualmente representan el 91% del total de abonados del país, para este tipo de abonados los transformadores han sido instalados por la ENEE, se exceptúan las nuevas residenciales, ya que la ENEE solicita a la compañía urbanizadora la instalación de los transformadores de conformidad con las especificaciones establecidas.

Los sectores comercial e industrial, la ENEE define dentro de sus políticas, que estos sectores deben de presentar un estudio que contenga el giro del negocio, cantidad estimada de consumo y planos detallados, con esta información la ENEE le indica a estos abonados el tipo y cantidad de transformadores que debe de instalar, el sector industrial actualmente representa el 0.1% de los abonados, en el mes de febrero del 2014 eran 1,579 en todo el país, por lo que su facturación y medición es personalizada, evitando con esto el hurto y sobrecarga de transformadores. La tabla 17 muestra el consumo por sectores en todo el país en el mes de febrero del 2005 y el mes de febrero del 2014.

**Tabla 17. Consumo por sectores todo el país febrero 2,005 y febrero 2,014**

Sector	Febrero 2,005			Febrero 2,014		
	Cantidad Abonados	Consumo KWH	Promedio (KWH / Abonados)	Cantidad Abonados	Consumo KWH	Promedio (KWH / Abonados)
Residencial	796,168	121,164,224	152.18	1,398,023	170,577,692	122.01
Comercial	69,286	67,851,417	979.29	119,615	101,898,718	851.89
Industrial	1,800	92,633,971	51,463.32	1,579	122,517,022	77,591.53
Gobierno	4,759	5,930,436	1,246.15	8,242	7,558,206	917.04
Instituciones Autonomas	1,452	6,703,992	4,617.07	2,141	7,385,082	3,449.36
Alcaldias	1,441	2,425,099	1,682.93	2,306	4,808,013	2,085.00
<b>Total</b>	<b>874,906</b>	<b>296,709,139</b>	<b>339.13</b>	<b>1,531,906</b>	<b>414,744,733</b>	<b>270.74</b>

La tabla 17, muestra que en la comparación del mes de febrero del 2,005 y el mes de febrero del 2,014, todos los sectores a excepción del industrial y alcaldías, han presentado una reducción en el consumo promedio por abonados, en el caso del sector residencial se redujo de 152.18 KWH a 122.01 KWH de febrero del 2,005 a febrero de 2,014 respectivamente. En el sector industrial no se redujo el consumo promedio por abonado debido a los controles que se tienen sobre los 1,579 abonados industriales que representan el 29.54% del consumo total de país y el 30.06% de la recaudación de la ENEE. En la tabla 18, se muestra el consumo por sectores de Tegucigalpa siempre comparando el mes de febrero del 2,005 y el mes de febrero del 2,014.

**Tabla 18. Consumo por sectores en Tegucigalpa febrero 2,005 y febrero 2,014**

Sector	Febrero 2,005			Febrero 2,014		
	Cantidad Abonados	Consumo KWH	Promedio (KWH / Abonados)	Cantidad Abonados	Consumo KWH	Promedio (KWH / Abonados)
Residencial	174,890	37,649,435	215.27	244,904	45,016,954	183.81
Comercial	16,662	21,878,324	1,313.07	26,352	30,328,618	1,150.90
Industrial	338	7,482,309	22,137.01	257	8,032,394	31,254.45
Gobierno	833	3,179,540	3,816.97	1,169	2,989,294	2,557.14
Instituciones Autonomas	370	3,513,974	9,497.23	610	3,807,756	6,242.22
Alcaldias	64	323,883	5,060.67	69	541,098	7,842.00
<b>Total</b>	<b>193,157</b>	<b>74,027,465</b>	<b>383.25</b>	<b>273,361</b>	<b>90,716,114</b>	<b>183.81</b>

La tabla 18, muestra que al igual que en todo el país al realizar la comparación del mes de febrero del 2,005 y el mes de febrero del 2,014, todos los sectores a excepción del

industrial y alcaldías, han presentado una reducción en el consumo promedio por abonados. La tabla 19, muestra el consumo por sectores en la Colonia Kennedy.

**Tabla 19. Consumo por sectores en Tegucigalpa febrero 2,005 y febrero 2,014**

Sector	Febrero 2,005			Febrero 2,014		
	Cantidad Abonados	Consumo KWH	Promedio (KWH / Abonados)	Cantidad Abonados	Consumo KWH	Promedio (KWH / Abonados)
Residencial	3,468	848,749	244.74	4,013	845,907	210.79
Comercial	287	157,937	550.30	480	206,762	430.75
Gobierno	10	15,687	1,568.70	12	17,956	1,496.33
Instituciones Autonomas	7	8,280	1,182.86	8	8,110	1,013.75
<b>Total</b>	<b>3,772</b>	<b>1,030,653</b>	<b>273.24</b>	<b>4,513</b>	<b>1,078,735</b>	<b>239.03</b>

La tabla 19, muestra la congruencia de los datos en cuanto a la reducción del promedio de consumo, en la Colonia Kennedy todos muestran reducción ya que no hay abonados del sector industrial, ni abonados del sector de alcaldías. Esta reducción nuevamente es atribuida al hurto de energía y a la sobrecarga de transformadores.

#### 4.3 DIFERENCIAS POR AREA DE CONSTRUCCIÓN

Utilizando el Sistema de Información Geográfica se generó la información del área de los abonados de la Colonia Kennedy, los cuales se muestran en la tabla 20.

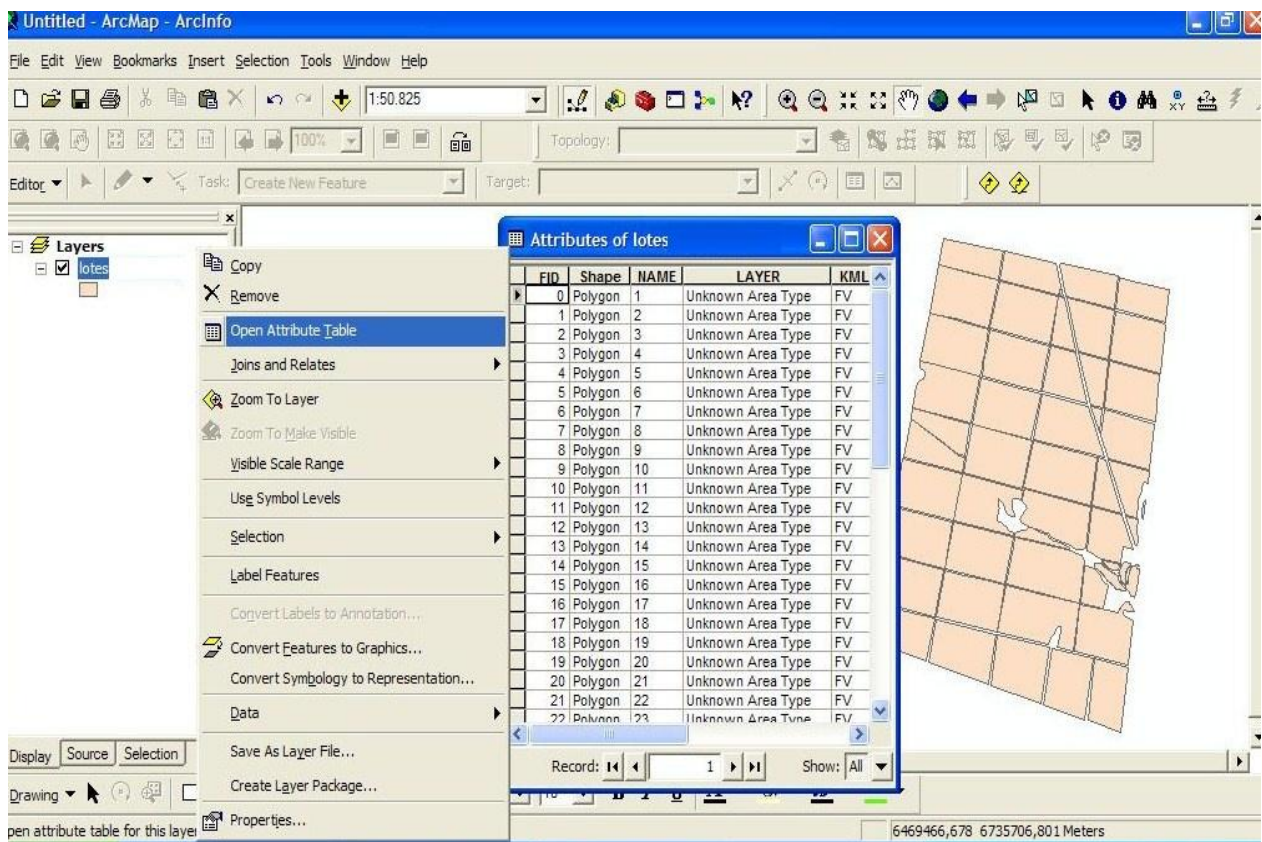
**Tabla 20. Consumo por sectores por área de construcción Col. Kennedy**

Sector	Área Total M <sup>2</sup>	Área Promedio M <sup>2</sup>	Consumo Total KWH	Consumo Promedio KWH	Consumo por Área (KWH / M <sup>2</sup> )
Residencial	258,829.15	113.12	443,652	193.90	1.71
Comercial	122,692.49	283.35	285,666	659.74	2.33
Industrial	7,556.41	944.55	16,130	2,016.25	2.13
Gobierno	19,341.91	1,074.55	28,762	1,597.89	1.49
Instituciones Autónomas	5,738.64	478.22	29,372	2,447.67	5.12
Alcaldías	3,501.14	3,501.14	17,440	17,440.00	4.98
<b>Total</b>	<b>417,659.74</b>	<b>151.33</b>	<b>821,022</b>	<b>297.47</b>	<b>1.97</b>



En la tabla 20, se observa que para el sector de alcaldías con 5.12 KWH por metro cuadrado y las instituciones autónomas con 4.98 KWH por metro cuadrado, tienen un consumo mayor que todos los demás sectores, por lo que se debe de buscar mecanismos de ahorro en este tipo de sectores ya que superan incluso al sector industrial. El método para generar el área de cada casa utilizando el SIG fue el siguiente:

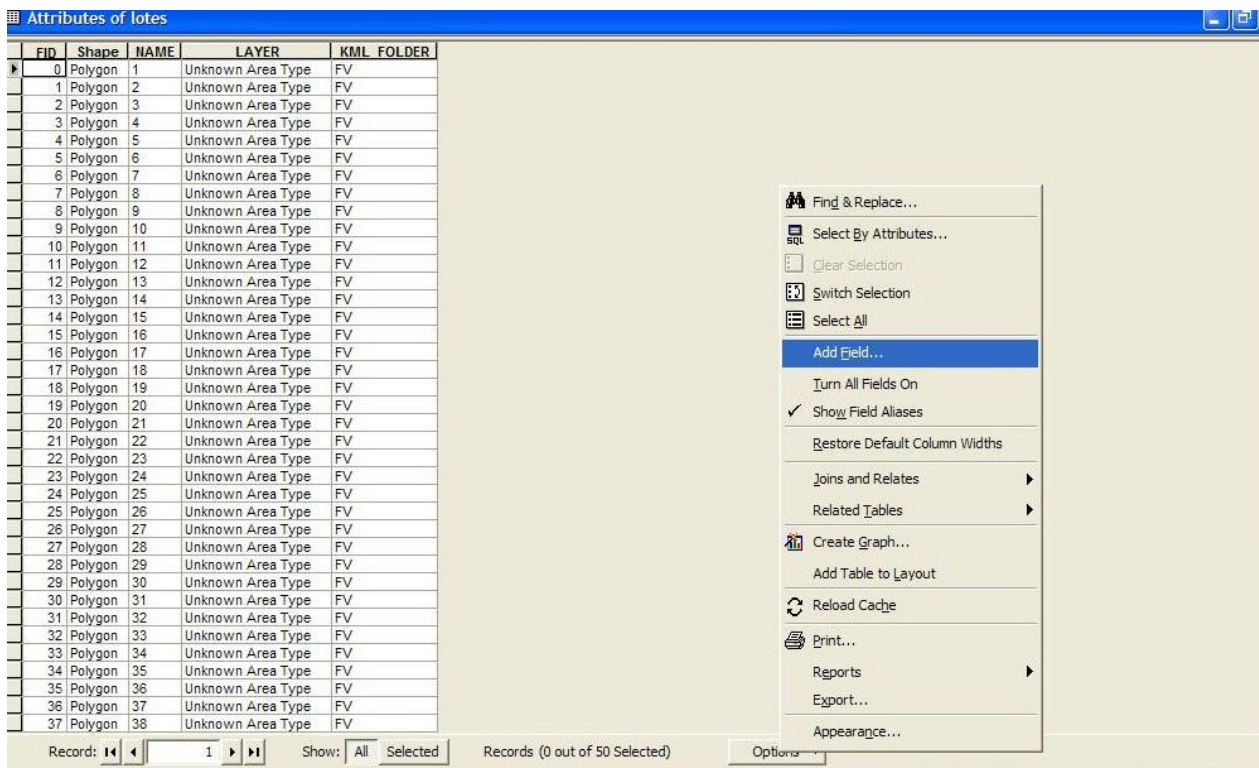
- 1) Desplegar el archivo shp., es hacer clic con el botón derecho sobre la capa que contiene el área del o los polígonos, en este caso la capa se llama lotes, nótese en la parte inferior derecha que se pueden ver las unidades en metros, eso es importante ya que de no ser así se debe cargarla. lo que se hace es abrir la tabla de atributos del archivo .shp (lotes) tal como lo vemos en la figura 29.



**Figura 29. Paso 1 para calcular el área de los abonados de la Kennedy**

La figura 29, muestra el primer paso para calcular el área de los abonados de la Colonia Kennedy utilizando el SIG,

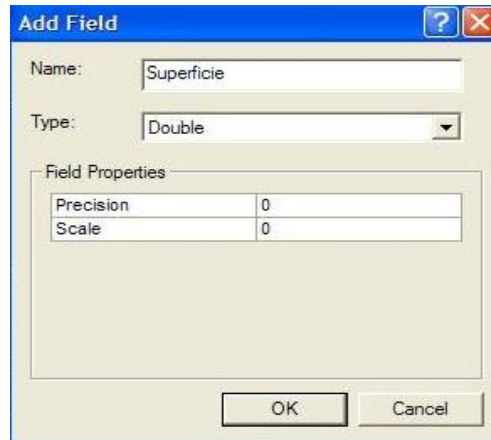
2) El paso siguiente es desplegar la tabla de atributos sobre la que se trabajará, primeramente se crea un campo y luego el programa calcula el área para cada registro (polígono). Con la tabla desplegada se hace clic en la pestaña OPTIONS tal como lo vemos y en el menú que se despliega se elige add field (agregar campo). Es importante mencionar que no se está editando la capa. La figura 30, muestra el segundo paso para calcular el área de los polígonos.



**Figura 30. Paso 2 para calcular el área de los abonados de la Kennedy**

La figura 30, muestra el primer paso para calcular el área de los abonados de la Colonia Kennedy utilizando el SIG,

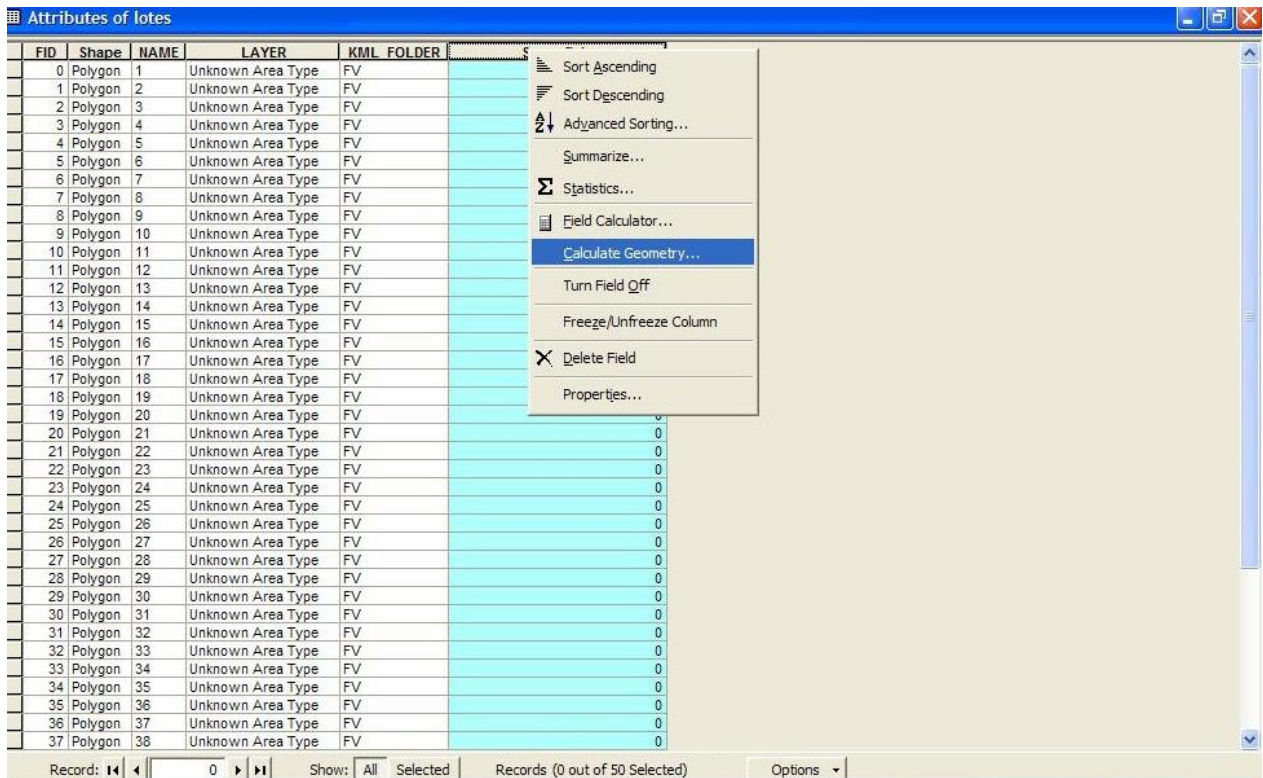
3) Hacer clic en la opción Add Field, aparecerá un cuadro como el de la figura 31.



**Figura 31. Paso 3 para calcular el área de los abonados de la Kennedy**

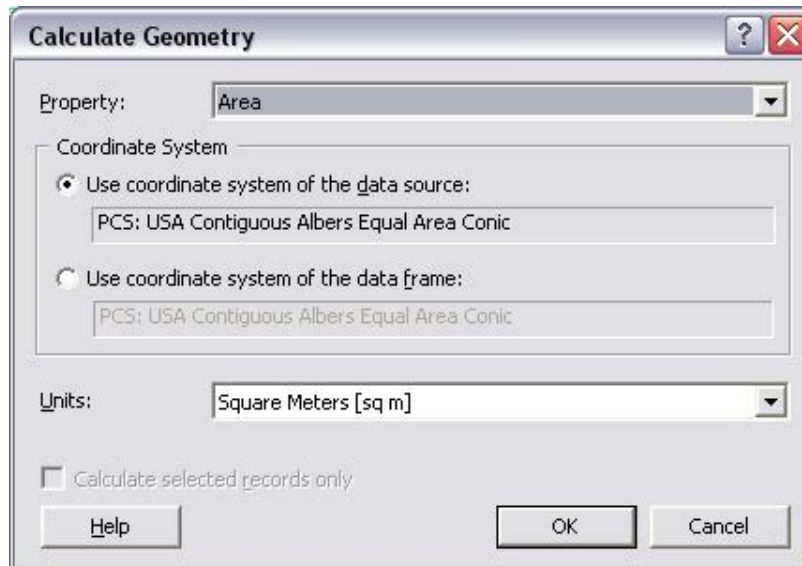
La figura 31, muestra el cuadro en donde se eligen las características del campo, el nombre que se utilizará no tiene limitantes, pero lo mejor es ingresar un nombre descriptivo

4) Luego se hace clic sobre el campo que se creó y se elige la opción Calculate Geometry tal como lo vemos en la figura 32.



**Figura 32. Paso 4 para calcular el área de los abonados de la Kennedy**

5) Luego se elige las unidades que se usarán para la superficie, hectáreas, metros, etc. en este caso se elige metros cuadrados. La figura 33, muestra el paso 5 para calcular el área.



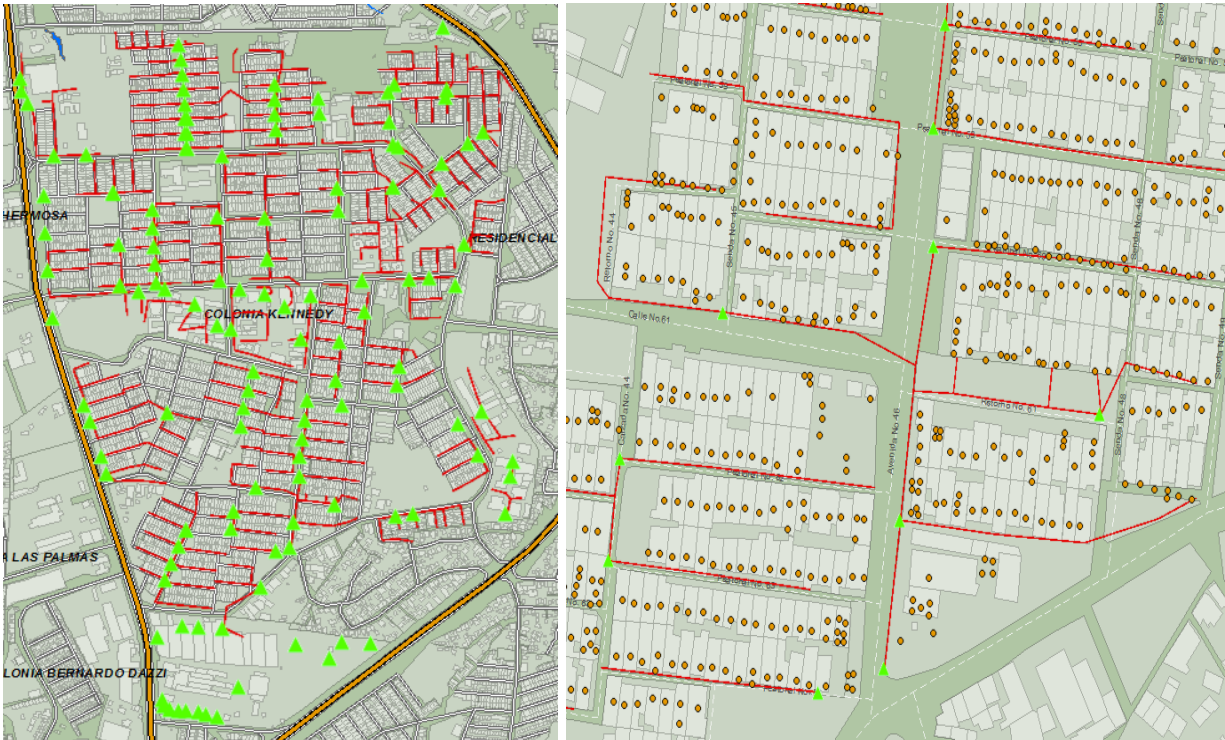
**Figura 33. Paso 5 para calcular el área de los abonados de la Kennedy**

6) Una vez realizados este procedimiento ya se tiene el área de cada abonado de la Colonia Kennedy.

#### 4.4 ABONADOS CONECTADOS POR TRANSFORMADOR

Con el trabajo realizado se identificó la cantidad y el tipo de transformadores instalados en campo en la Colonia Kennedy, actualmente se tienen instalados un total de 108 transformadores, 29 transformadores de 37.5 KVA; 41 transformadores de 50 KVA y 38 transformadores de 75KVA, la figura 35, muestra el porcentaje por tipo de transformador.

En la figura 34, se muestra en un SIG la información recolectada en campo, se muestra la ubicación de los transformadores y los abonados conectados a cada transformador.



**Figura 34. Transformadores visualizados en un SIG**

La figura 34, muestra en un sistema de información geográfica la información de la Colonia Kennedy, los iconos verdes representan los transformadores y las líneas rojas representan las líneas secundarias. La tabla 21, se muestran las estadísticas del levantamiento de información de campo.

**Tabla 21. Abonados por sector y tipo de transformador Colonia Kennedy**

Sector	Transformador 37.5		Transformador 50		Transformador 75		Total	
	Abonados	Consumo KWH	Abonados	Consumo KWH	Abonados	Consumo KWH	Abonados	Consumo KWH
Residencial	409	86,678	1,425	305,242	2,179	453,987	4,013	845,907
Comercial	76	56,983	131	66,928	273	82,851	480	206,762
Gobierno	8	11,247	3	6,529	1	180	12	17,956
Instituciones Autónomas	3	1,904	4	5,783	1	423	8	8,110
<b>Total</b>	<b>496</b>	<b>156,812</b>	<b>1,563</b>	<b>384,482</b>	<b>2,454</b>	<b>537,441</b>	<b>4,513</b>	<b>1,078,735</b>
<b>Porcentaje del Total</b>	<b>11%</b>	<b>15%</b>	<b>35%</b>	<b>36%</b>	<b>54%</b>	<b>50%</b>		

La tabla 21, muestra que el 11% de los abonados están conectados a transformadores de 37.5 KVA, y el resto en transformadores de mayor capacidad, en el caso de la Colonia Kennedy la mayor cantidad de abonados son del sector residencial.

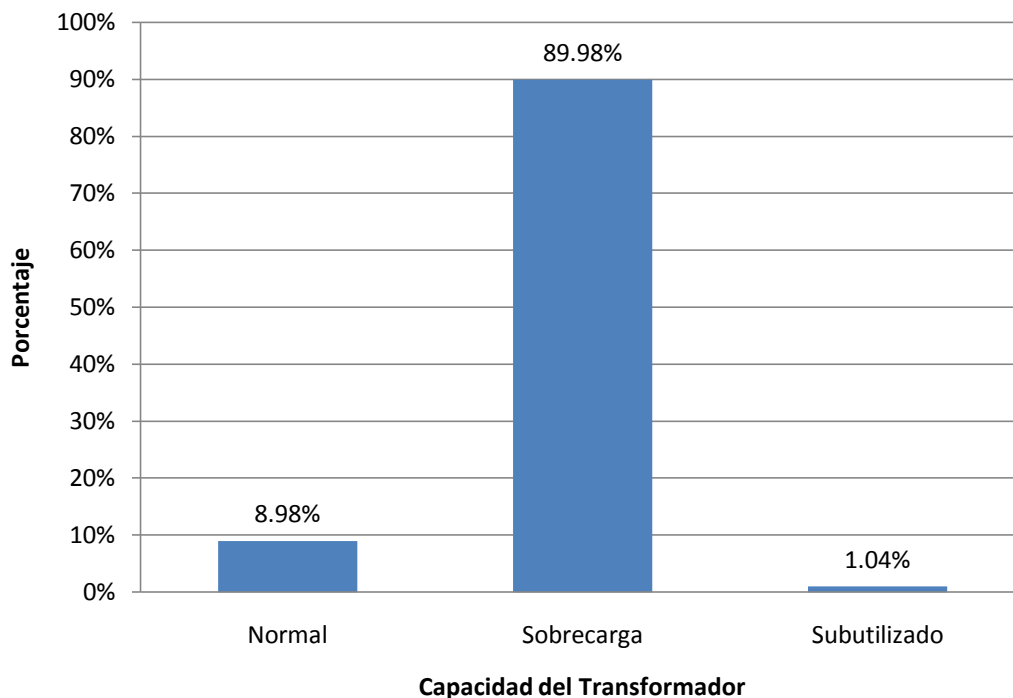
**Tabla 22. Conexiones máximas y mínimas por transformador**

Sector	Transformador 37.5 KVA		Transformador 50 KVA		Transformador 75 KVA	
	Min Abonados	Max Abonados	Min Abonados	Max Abonados	Min Abonados	Max Abonados
Residencial	1	58	3	85	1	116
Comercial	1	16	1	18	1	31
Gobierno	1	2	1	2	1	1
Instituciones Autónomas	3	3	2	2	1	1

La tabla 22, muestra los valores máximos y mínimos conectados por tipo de sector y tipo de transformador. En el sector residencial los valores máximos son 58 abonados, 85 abonados y 116 abonados para transformadores de 37.5 KVA, transformadores de 50 KVA y transformadores de 75 KVA respectivamente.

#### 4.5 SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES

De la información recolectada se calculó la sobrecarga, tomando como base los parámetros de la ENEE, que indican que en la zona urbana un abonado consumo 3 KVA. La figura 35, muestra el porcentaje de sobrecarga de los transformadores.



**Figura 35. Sobrecarga por transformador**

La figura 35, muestra que el 89.98% de los transformadores de la Colonia Kennedy están sobrecargados por lo que esto representa un grave problema de pérdidas a la empresa de energía eléctrica.

Para calcular el valor de la sobrecarga se tomó en cuenta que en los servicios comerciales se realiza una inspección para determinar el consumo y es el abonado el encargado de instalar su propio transformador, por lo que es correcto que un solo abonado comercial esté conectado a un transformador, en el anexo 5 se puede observar la tabla detallada para cada uno de los transformadores.

Según los expertos esta sobrecarga representa un 5.7% del total de pérdidas técnicas de la ENEE y manifiestan que cada punto de pérdidas significa 280 millones de Lempiras anuales para la empresa de energía eléctrica, por lo que las pérdidas técnicas por sobrecarga de transformadores significan 1,596 millones de Lempiras al año.

Para la Colonia Kennedy se realizó una simulación tomando como referencia el valor que los expertos estiman que se ocasionan por sobrecarga de transformadores el cual es de 5.7%, la tabla 27 muestra la información de lo que representa en consumo y Lempiras la sobrecarga de los transformadores.

**Tabla 23. Pérdidas por sobrecarga en la Colonia Kennedy**

Consumo Febrero 2014 KWH	Consumo estimado eliminando perdidas por sobrecarga	Aumento de Consumo Mensual KWH	Valor de aumento mensual recaudación en Lempiras	Valor de aumento anual recaudación en Lempiras
964,556	1,104,536	139,980	524,925.00	6,299,100.00

La tabla 23 muestra que el consumo estimado de la Colonia Kennedy tendría un aumento en 139,980 KWH al mes para todos los abonados, eso representa 6,299,100 de Lempiras al año de aumento en la recaudación.

#### 4.6 ESTRATEGIA PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS POR SOBRECARGA

Para la reducción de las pérdidas técnicas por sobrecarga de los transformadores se sugiere la instalación de los transformadores para solucionar el problema de sobrecarga. Con la cantidad de abonados conectados actualmente a los transformadores se requerirían instalar 87 nuevos transformadores para toda la Colonia Kennedy, con esta instalación la Colonia quedaría sin sobrecarga y con la capacidad de poder conectar los nuevos abonados, además con el tiempo para reemplazar los transformadores que actualmente finalizaron su vida útil. En la figura 36 se muestra un ejemplo de la instalación de transformadores.





**Figura 36. Instalacion de transformadores**

La figura 36, muestra las zonas donde se debería de instalar transformadores, los triángulos rojos indican los nuevos transformadores que se deberían de instalar, este análisis fue realizado de la siguiente manera:

- 1) Se definió los transformadores que se encuentran sobrecargados.
- 2) En el levantamiento de campo se identificó las líneas de transmisión (líneas color rojo) además de la postearía tanto de concreto (círculos color gris) como de madera (círculos color café), y es en estos postes y con estas líneas que se instalarán los transformadores, la ventaja es que la inversión a realizar es únicamente la compra del transformador.

Otras medidas que se proponen para reducir la pérdida por sobrecarga son las siguientes:

- 1) Disminuir la vulnerabilidad de las redes de distribución para optimizar su operación, mantenimiento y expansión.
- 2) Monitoreo mensual de los diferentes primarios y transformadores para detectar instalaciones ilegales.
- 3) Optimizar la capacidad subutilizada de los transformadores.
- 4) Remodelación de redes de baja tensión, cambiando de calibres de los conductores
- 5) Utilizar un SIG para referenciar todos los transformadores y los abonados conectados, y determinar acciones a seguir de acuerdo a la sobrecarga que exista en determinadas zonas.
- 6) Realizar revisiones nocturnas para detectar robo de energía.
- 7) Implementar leyes que permitan controlar el problema de hurto de energía e instalaciones ilegales, ya que este es uno de los factores de la sobrecarga de los transformadores.

#### 4.7 COSTO BENEFICIO

Las pérdidas de energía eléctrica generan altos costos para los agentes involucrados en la prestación del servicio y los consumidores. El impacto para cada uno de éstos se describe a continuación:

- 1) La ENEE debe pagar a las empresas térmicas generadoras el total de la energía que ingresa al sistema, aunque ésta no sea facturada a los usuarios.
- 2) La ENEE no recibe el pago por el uso de la infraestructura asociado con el transporte de la energía que no es facturada.
- 3) Los usuarios pagan un valor adicional al asociado a su consumo, ya que la tarifa incluye costos de pérdidas reconocidas en generación, transmisión y distribución.

Lo que actualmente la ENEE deja de percibir en concepto de pérdidas tanto técnicas como no técnicas es aproximadamente 10,357.2 millones de Lempiras al año, esto es calculado con el valor actual de las pérdidas de 36.99%, multiplicado por la estimación de los expertos de que cada punto de pérdidas equivalen a 280 millones de Lempiras al año.

Del total de las pérdidas se estima que 5.7% corresponden a pérdidas por sobrecarga de transformadores, que significa 1,596 millones de Lempiras al año por este concepto. Las pérdidas óptimas por transformadores de distribución deberían de ser de 1% por lo que la ENEE podría recuperar en este rubro un 4.7% lo que representaría un total de 1,316 millones de Lempiras al año.

Es importante mencionar que la sobrecarga de transformadores genera otra serie de problemas como ser:

- 1) Calentamiento en las líneas secundarias, las cuales también son una causa de pérdidas técnicas.
- 2) Daños a los medidores de los abonados, lo cual genera una mala medición y la necesidad del reemplazo, sumándose a las pérdidas de la empresa.

Según las normas internacionales, los transformadores experimentan un proceso de envejecimiento, el cual se acelera por la sobrecarga. Cada fabricante realiza las recomendaciones de la vida útil de cada transformador, la mayoría de los instalados por la ENEE, tienen más de 20 años instalados y su vida útil para estos modelos instalados es de 20 años, lo que implica que la ENEE debe de realizar una inversión antes de que el sistema completo colapse.

El costo actual de un transformador depende de la capacidad y varía según el proveedor, es importante mencionar que estos son precios de mercado, ya para el volumen que necesitaría la ENEE puede negociar mejores precios:

**Tabla 24. Costos de transformadores**

Tipo de Transformador	Precios en Lempiras	
	Precio Minimo	Precio Maximo
Transformador de 37.5 KVA	33,750.00	45,000.00
Transformador de 50 KVA	45,000.00	60,000.00
Transformador de 75 KVA	67,500.00	90,000.00

La tabla 24, muestra los precios máximos y mínimos para cada tipo de transformador, estos valores dependen de:

- 1) La marca del transformador.
- 2) La vida útil de los transformadores.
- 3) Los años de garantía del vendedor.

Los precios mínimos son marcas de menor calidad y menos vida útil, en cambio los precios máximos son de compañías de mejor calidad, con mayor vida útil y cuyos transformadores ya se encuentran instalados en zonas del país con excelentes resultados. Los costos y el beneficio totales asociados a la instalación de transformadores y la utilización de un sistema de información geográfico se muestran en la tabla 25:

**Tabla 25. Costos – beneficio**

Costo					
Categoría	Recurso	Descripcion	Cantidad	Precio Lps	Total Lps
Software	ArcGIS Server Estandar	Controla la edicion centralizada de la informacion	1	525,000.00	525,000.00
	ArcGIS Desktop Editor	Software para la realizacion de las ediciones y actualizaciones	5	157,500.00	787,500.00
	ArcGis Desktop Info	Software para administrar el servidor	1	492,450.00	492,450.00
Hardware	Servidor	Controla toda la informacion	1	367,500.00	367,500.00
	PC	Terminales de edicion y desarrollo	5	13,650.00	68,250.00
Personal	Supervisor	Supervisor de campo	1	13,000.00	13,000.00
	Auditor	Auditor de actividades de campo	3	9,500.00	28,500.00
	Administrador GIS	Personal de Sistemas que administra los servidores y el software	1	30,000.00	30,000.00
	Digitadores	Personal que realiza la edición y actualización del GIS	5	15,000.00	75,000.00
Equipo	Transformadores	Transformadores de 75KVA	87	90,000.00	7,830,000.00
<b>Total Costos</b>					<b>10,217,200.00</b>

Beneficio				
Consumo Febrero 2014 KWH	Consumo estimado eliminando perdidas por sobrecarga KWH	Aumento de Consumo Mensual KWH	Valor de aumento mensual recaudación en Lempiras	Valor de aumento anual recaudación en Lempiras
964,556	1,104,536	139,980	524,925.00	6,299,100.00

La tabla 25, muestra que al final del segundo año la ENEE habría recuperado la inversión y empezaría a generar ganancias, con un estimado anual de 6,299,100 Lempiras anuales a partir del tercer año. Esta instalación de transformadores además de mejorar la calidad del servicio y reducir las pérdidas técnicas por sobrecarga, permitirá a la ENEE contar con transformadores nuevos y cualquier otro plan de ejecución tendrá la ventaja de no considerar los gastos por desarrollo del sistema ya cubiertos tras la ejecución de esta primera etapa de implementación del proyecto.

Este objetivo se puede lograr considerando que la ENEE cumpla las metas establecidas en cuanto al número de transformadores instalador, en caso contrario la recuperación de la inversión en el proyecto se logrará de igual forma, pero el tiempo dependerá de la celeridad con la que la ENEE decida reemplazar los transformadores.

Se calculo la TIR y la VAN para determinar si el proyecto es rentable, se utilizó una tasa de descuento del 23%, la cual es el promedio de las tasas del 2013 que fue de 11.04% más un 6% de inflación y con una prima de 5%, la tabla 26 muestra el cálculo realizado.

**Tabla 26. TIR y VAN**

<b>Tasa de Descuento</b>	23.00%
<b>Periodo</b>	<b>Flujo de Fondos</b>
0	-10,217,200.00
1	6,299,100.00
2	6,299,100.00
3	6,299,100.00
<b>TIR</b>	38.39%
<b>VAN</b>	1,994,022.48

<b>Tasa de Descuento</b>	23.00%
<b>Periodo</b>	<b>Flujo de Fondos</b>
0	-10,217,200.00
1	6,299,100.00
2	6,299,100.00
3	6,299,100.00
4	6,299,100.00
5	6,299,100.00
6	6,299,100.00
7	6,299,100.00
8	6,299,100.00
9	6,299,100.00
10	6,299,100.00
11	6,299,100.00
12	6,299,100.00
13	6,299,100.00
14	6,299,100.00
15	6,299,100.00
16	6,299,100.00
17	6,299,100.00
18	6,299,100.00
19	6,299,100.00
20	6,299,100.00
<b>TIR</b>	61.65%
<b>VAN</b>	13,605,064.64

La tabla 26, muestra el cálculo realizado, se observa que el proyecto es rentable ya que en el tercer año ya se tiene una TIR de 38.39%, la cual es mayor que el costo de oportunidad del capital y la VAN es de 1,994,022.48 por lo que es un proyecto atractivo. Calculado a los 20 años de vida útil del transformador, se observa que el proyecto es financieramente rentable realizarlo, con una TIR de 61.65% y una VAN de 13,605,064.64.

#### 4.8 COMPROBACIÓN DE HIPÓTESIS

La hipótesis nula es rechazada ya que por medio del sistema de información geográfico, se logró identificar las zonas de sobrecarga de los transformadores, además de una manera inmediata se pudo realizar el análisis para la instalación de los nuevos transformadores en la Colonia Kennedy.

Con la implementación del sistema de información geográfica se logró lo siguiente:

- 1) Contar con información exacta, centralizada y, sobre todo, actualizada de todos los transformadores, postes y líneas de transmisión de la Colonia Kennedy, los cuales sirven de referencia para la instalación de nuevos abonados. El diseño se realizó para permitir posteriormente incorporar información complementaria que enriquezca constantemente la base de datos original.
- 2) El formato digital de los mapas y los datos permite trabajar con formas compactas y que presentan información para mejor análisis que lo que puede visualizar en mapas de papel o las tradicionales tablas de información.
- 3) La herramienta desarrollada permite no sólo trabajar con grandes volúmenes de datos, sino que además permite almacenarlos completamente y en varios niveles. También permite trabajar e integrar información de distintas fuentes y escalas.

- 4) Con el sistema de información geográfico se logró analizar de una sola vez todos los datos de forma rápida, racional y fácilmente inteligible para el usuario, permitiendo así una evaluación ágil y sencilla.
- 5) El SIG permitió identificar los sitios y la cantidad de transformadores que se deben de instalar en la Colonia Kennedy, para eliminar la sobrecarga y reducir las pérdidas técnicas.

La ENEE actualmente registra esta información en papel, por lo que no se tiene una información actualizada y disponible en el momento que se necesita, además no proporciona una visión sobre la carga de cada transformador, en cambio en la figura 37, con el sistema de información geográfico se visualiza la sobrecarga de los transformadores,



**Figura 37. Instalacion de transformadores**

La figura 37, muestra de manera visual los transformadores con sobrecarga, brindando un panorama completo de la situación actual, esto no es posible con el método actual que maneja la ENEE.



## CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las conclusiones de las variables planteadas en la investigación y la hipótesis de acuerdo a los resultados obtenidos mediante los instrumentos y técnicas seleccionadas. En base a estas conclusiones se realizaron recomendaciones para su implementación.

### 5.1 CONCLUSIONES

A continuación se presentan las conclusiones de las variables estudiadas en base a los objetivos y preguntas de investigación

- 1) El consumo por abonado es diferenciado de acuerdo a la zona y área del país por lo que cada región debe de analizarse para determinar las causas de sobrecarga. En Tegucigalpa el promedio de consumo es 22.57% mayor que todo el país, y el consumo de la Colonia Kennedy es 11.71% menos que el promedio, esto básicamente porque no hay abonados del sector industrial, cuyo consumo es elevado.
- 2) Comparando el mes de febrero del 2,005 y el mes de febrero del 2,014, se ha presentado una reducción en el consumo promedio por abonado y por sectores exceptuando el sector industrial, esto ocasionado en parte por la sobrecarga de los transformadores.
- 3) En el sector alcaldías e instituciones autónomas se tiene un mayor consumo promedio por metro cuadrado, superior incluso al sector industrial, por lo que se debe de buscar mecanismos de concientización al personal que pertenece al gobierno y que labora en este tipo de instituciones.

- 4) Hay una mala distribución de abonados por transformador ya que la mayoría de los transformadores tienen más abonados de los permitidos por los estándares establecidos por la ENEE.
- 5) La mayoría de los transformadores se encuentran en una situación crítica ya que el 90% de los transformadores se encuentran trabajando con una sobrecarga de abonados.
- 6) El costo de inversión de instalación de nuevos transformadores en la Colonia Kennedy, permite obtener beneficios económicos al final del segundo año, por lo que es justificado realizar la inversión.
- 7) El estudio realizado demuestra que los sistemas de información geográfica facilitan la ilustración y el análisis de los transformadores, abonados y los tipos de sectores a los cuales abastece de energía la ENEE.
- 8) Con el desarrollo del sistema de información geográfica para la identificación de sobrecarga de transformadores, se permitirá mejorar el manejo de esta información de forma más rápida y eficiente, proporcionando unificación de ésta en todas las dependencias de la ENEE, logrando así facilitar y aprovechar todos los recursos que se involucran al necesitar dicha información para la realización de cualquier proceso.
- 9) Debido a que no existe una constante actualización de los datos se tiene que muchas de transformadores y abonados no se encuentran identificadas, trayendo como consecuencia que los procesos de instalaciones se realicen sin información adecuada, además de crear una mala cultura de trabajo, la cual genera inconformidad e incredulidad entre los abonados.
- 10) Un SIG presenta una amplia cobertura para efectuar estudios en diversas áreas que muestren detalles espaciales o geográficos. La interfaz grafica fue diseñada con el

objeto de ser amigable, con herramientas de fácil uso, que a su vez generará reportes tanto espaciales como alfanuméricos de la información consultada.

## 5.2 RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las recomendaciones de las variables estudiadas en base a los resultados y conclusiones de obtenidos a través de los instrumentos y técnicas de investigación desarrolladas

- 1) Se recomienda realizar análisis en cada una de las zonas y sectores ya sea en el área urbana o rural antes de estimar en qué punto se encuentran sobrecargados los transformadores.
- 2) Es necesario realizar un estudio a detalle para determinar el consumo en horas pico en el sector residencial y el comercial para determinar la incidencia de estos sectores en la sobrecarga de transformadores de la colonia Kennedy.
- 3) Es necesario realizar una instalación de nuevos transformadores y en las zonas que se presentan las sobrecargas y en el caso de los transformadores que están siendo subutilizados es necesario una reubicación para optimizar el sistema de distribución de electricidad.
- 4) Se recomienda hacer uso de los sistemas de información geográfico para reducir esfuerzos, costos y aumentar la calidad de los servicios prestados por la ENEE haciendo análisis de la información generada por los SIG para reducir las reincidencias en sobrecarga de transformadores.
- 5) Se recomienda a la ENEE crear la necesidad entre sus empleados de utilizar el Sistema para abastecer la base de datos y mantenerla actualizada, de manera que los procesos se lleven a cabo sin que las personas se vuelvan imprescindibles en el

avance de éstos, dado que la empresa debe garantizar la continuidad, eficacia y eficiencia dentro del manejo y control de los mismos.

## CAPÍTULO VI. APLICABILIDAD

En el presente capítulo se desglosa cada una de las actividades de importancia, para llevar a cabo la implementación de un sistema de información geográfico que pueda servir como herramienta en la toma de decisiones en la ENEE tomando en cuenta los factores críticos de éxito, los tiempos de cada uno de los entregables, diligencias necesarias y los diversos recursos necesarios para cumplir con el alcance estimado del proyecto el cual se llevara a cabo en la capital de Honduras Tegucigalpa.

### 6.1 INTRODUCCIÓN

Un sistema de información geográfica, es una herramienta de análisis de información en la que, tal información tiene una referencia espacial y debe conservar una inteligencia propia sobre la topología y representación. El sistema de información geográfica separa la información en diferentes capas temáticas y las almacena independientemente, permitiendo trabajar con ellas de manera rápida y sencilla, y facilitando al profesional la posibilidad de relacionar la información existente a través de la topología de los objetos, con el fin de generar otra nueva que no podríamos obtener de otra forma.

La información puede ser almacenada en formato raster o vectorial. El modelo de SIG raster o de retícula se centra en las propiedades del espacio más que en la precisión de la localización. Divide el espacio en celdas regulares donde cada una de ellas representa un único valor. Cuanto mayor sean las dimensiones de las celdas (resolución) menor es la precisión o detalle en la representación del espacio geográfico. En el caso del modelo de SIG vectorial, el interés de las representaciones se centra en la precisión de localización de los elementos sobre el espacio y donde los fenómenos a representar son discretos, es decir, de límites definidos. Para modelar digitalmente las entidades del mundo real se utilizan tres objetos espaciales: el punto, la línea y el polígono.

Actualmente, debido a la disminución en el costo de los sistemas informáticos por su proliferación, están materializándose importantes beneficios económicos en las empresas y entidades que implementan esta tecnología SIG. Entre estos beneficios se destaca:

- 1) Realizar un gran número de manipulaciones, sobresaliendo las superposiciones de mapas en corto tiempo, transformaciones de escala, la representación grafica y la gestión de bases de datos, así como su administración y mantenimiento.
- 2) Consultar rápidamente las bases de datos, tanto espacial como alfanumérica, almacenadas en el sistema, con información exacta, actualizada y centralizada.
- 3) Realizar pruebas analíticas complejas rápidas y repetir modelos conceptuales en despliegue espacial, sin la necesidad de repetir actividades redundantes o tediosas.
- 4) Minimización de costos de operación e incremento de la productividad.
- 5) Ayuda en la toma de decisiones con el fin de focalizar esfuerzos y realizar inversiones más efectivas.
- 6) Comparar eficazmente los datos espaciales a través del tiempo (análisis temporal).
- 7) Efectuar algunos análisis, de forma rápida que hechos manualmente resultarían largos y molestos.
- 8) Integrar en el futuro, otro tipo de información complementaria que se considere relevante y que esté relacionada con la base de datos nativa u original.

## 6.2 ANTECEDENTES DE LA INFORMACIÓN

Esta etapa corresponde al análisis y evaluación de la situación actual de la ENEE en cuanto al manejo de la información, permitiendo de esta manera obtener un diagnóstico preciso que facilite la toma de decisiones acorde con los objetivos y políticas de la dependencia. La ENEE actualmente cuenta con capas de información digital de la ciudad, estas capas son el comienzo de la implementación del proyecto. La información se encuentra desactualizada pero servirá de comienzo del proyecto.

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica debe garantizar el servicio de energía a todo el país, bajo el cumplimiento de los requisitos de sus abonados y de los requisitos legales y el mejoramiento continuo del Sistema de Gestión de la Calidad. Sin embargo, los procesos que ha adelantado dicha entidad en muchos casos se ven limitados debido a la mala estructuración de la información, ocasionando el despliegue de diversos conflictos como:

- 1) La información espacial que maneja la ENEE no es uniforme con las de otras dependencias del estado como ser las alcaldías, el PATH, etc.
- 2) Gran parte de la información con la que cuentan ENEE no está actualizada, es decir no coincide con la realidad, lo que ocasiona retrasos en los procesos.

### 6.3 REQUERIMIENTOS DE HARDWARE

Para poder realizar la implementación es necesario 2 servidores de los cuales uno será para centralizar la información y manejar las ediciones que hará el personal de ENEE y el segundo servidor es para la publicación de la información, inicialmente se puede comenzar solamente con uno de ellos, ya que la publicación de la información es una actividad desarrollada posteriormente, cuando el proceso de digitación este a un nivel con el que se cuenta la suficiente información para poder comenzar a publicar la misma. Además es necesaria una computadora para cada uno de las personas que estén digitando, estas computadoras actualmente ya se tienen.

### 6.4 REQUERIMIENTO DE SOFTWARE

El software necesario para poder llevar a cabo la implementación está compuesto de aplicaciones para servidor y aplicaciones para estaciones de trabajo. Actualmente la ENEE cuenta con el software que se utiliza para clientes y servidores pero en una versión desactualizada, por lo que se requiere actualizar a una versión más actualizada de ArcGIS.

## 6.5 INFRAESTRUCTURA DE RED

Actualmente la ENEE cuenta con una red que es suficiente para poder comenzar con el proyecto. Posteriormente deberá realizar un análisis si dicha conectividad se desea ampliar o hacer un desarrollo en conjunto con otras entidades de gobierno.

## 6.6 PERSONAL DE CAMPO

El trabajo de campo consiste en la observación de cada uno de los transformadores y los abonados conectados, esta actividad podría ser realizada por cuadrillas del departamento de recuperación de pérdidas de la ENEE, cada una con un supervisor y auditores.

## 6.7 METODOLOGÍA

La construcción e implementación de un SIG en cualquier organización es una tarea siempre progresiva, compleja, laboriosa y continúa. Los análisis y estudios anteriores a la implantación de un SIG son similares a los que se deben realizar para establecer cualquier otro sistema de información. Pero en los SIG, además, hay que considerar las especiales características de los datos que utiliza y sus correspondientes procesos de actualización.

Es indiscutible que los datos son el principal activo de cualquier sistema de información. Por ello el éxito y la eficacia de un SIG se miden por el tipo, la calidad y vigencia de los datos con los que opera. Los esfuerzos, la investigación y la inversión necesaria para crear las bases de datos y tener un SIG eficiente y funcional no son pequeños, ni tampoco es una gran inversión. Es un esfuerzo permanente por ampliar y mejorar los datos almacenados, utilizando las herramientas más eficientes para nuestro propósito.



Esta etapa corresponde el levantamiento y la actualización de la información, tanto geográfica como los datos de los abonados conectados a cada transformador, para lo cual se proponen los siguientes pasos:

- 1) Instalación del equipo y el software en los servidores y en las estaciones de trabajo
- 2) Importación de las capas de información ya existentes hacia la nueva versión del ArcGIS.
- 3) Digitalización de los abonados, siempre comprobando con la capa de datos que ya esta creada, esto con el objetivo de agregar los nuevos elementos o actualizar la información geométrica que ya tiene la ENEE.
- 4) Programar las visita de las cuadrillas, tomando en cuenta el terreno y la falta de información que existe sobre los transformadores, organizándola por rutas en los que se encuentra dividido el país, estas rutas ya existen y son diseñadas por la ENEE
- 5) Preparar la información necesaria para la visita de las cuadrillas a campo.
- 6) Visita de las cuadrillas según la calendarización realizada y levantar toda la información de los transformadores, líneas secundarias, postes y abonados conectados a cada transformador.
- 7) Transcripción de la información recolectada por el personal de campo a la base de datos geográfica.
- 8) Utilizando la información que fue introducida en el sistema geográfico, dimensionar la sobrecarga de los transformadores y las zonas más críticas.

## 6.8 DISEÑO DEL MODELO DE DATOS

Un modelo de datos es una serie de conceptos que puede utilizarse para describir un conjunto de datos y las operaciones para manipularlos. En el diseño de bases de datos se usan primero los modelos conceptuales para lograr una descripción de alto nivel de la realidad, y luego se transforma el esquema conceptual en un esquema lógico. El motivo de realizar estas dos etapas es la dificultad de abstraer la estructura de una base de datos que presente cierta complejidad.

Dentro de esta fase, se pretende materializar todos los elementos definidos en la metodología, definiendo de manera lógica y organizada cada uno de los modelos que harán parte de la operatividad del sistema, y de este modo permitir la implementación y funcionamiento del aplicativo.

Componentes:

- 1) Modelo conceptual del sistema
- 2) Modelo lógico del sistema.
- 3) Modelo cartográfico del sistema.
- 4) Modelo físico del sistema.
- 5) Propuesta estratégica para la implementación del sistema.

#### 6.8.1 MODELO CONCEPTUAL DEL SISTEMA

El sistema parte de un objeto general y real como es el suministro de información geográfica de la sobrecarga de los transformadores en la Colonia Kennedy. El sistema será alimentado por información espacial que estará en constante cambio y actualización, para ello existirá la opción de poder cambiar (actualizar) algunos campos de información consignados en los abonados conectados a los transformadores, los postes y las líneas de transmisión. El objetivo final es el diseño e implementación de un aplicativo dirigido al departamento de control de pérdidas y gerencia, donde se especifiquen los abonados conectados a los transformadores y permita una mejor apreciación y aprovechamiento de toda la información, ofreciendo así una estructuración de información más adecuada y uniforme.

El primer paso que se debe realizar es la identificación de los transformadores, a continuación se procede a establecer la localización de todos los postes y abonados conectados a los transformadores. Esta localización se hace con base en las relaciones espaciales de localización de objetos, todo ello enlazado a un sistema de referencia.

## 6.8.2 ELEMENTOS / PROCESOS DEL SISTEMA

Los principales elementos a interactuar en el funcionamiento, montaje y uso del SIG son:

- 1) Entrada de Datos: Recopilación de toda información de los transformadores, postes y abonados conectados.
- 2) Base de Datos Geográfica: Relación entre la información tabular (punto anterior) y la geográfica.
- 3) Usuario: Funcionarios y departamentos de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
- 4) Consulta: Está constituido por la información que entrega el usuario al sistema, en términos de la localización de los abonados y los transformadores.
- 5) Sistema: Procesos operativos, de organización y síntesis necesarios en la interacción del usuario con la información.
- 6) Salida de datos o Producto: Respuesta del sistema (tabular y plano) a la consulta realizada por el usuario.

La figura 38, se muestra los elementos y procesos del sistema.



**Figura 38. Elementos / procesos del sistema**

En la figura 38, se observa todo los elementos y procesos del sistema y la interacción que existe entre el usuario, la base de datos y el sistema central con el objetivo de generar una salida para ser utilizada por todos los usuarios.

### 6.8.3 CONCEPCIÓN OPERATIVA DEL SISTEMA

Basándose en los requerimientos planteados, la actividad operativa del sistema se enmarca sobre la organización y almacenamiento de información con base en la información espacial, al ser varias las personas que interactúan con el sistema, quienes necesitan consultar y actualizar la información en tiempo real y estar ubicados en sitios diferentes y en ocasiones con dificultades de accesibilidad al sistema, se reconoce una presentación a los usuarios a través del servicio de Internet y en una plataforma WEB. A través del mencionado portal WEB, cada uno de los operadores del Sistema podrán efectuar sus procesos.

### 6.8.4 JERARQUIZACIÓN Y PRIORIDADES DEL PROCESO

El sistema no cuenta con jerarquización debido a que todos los procesos son importantes y necesarios, pero si tienen unas prioridades de orden, establecido de la siguiente forma para la existencia de una secuencia lógica:

- 1) Proceso de Entrada de Datos
- 2) Base de Datos Geográfica.
- 3) Usuario.
- 4) Consulta.
- 5) Sistema.
- 6) Salida de datos o producto.

El proceso de Consultas no tiene prioridades pero según la consulta debe seguir la secuencia, o de lo contrario la consulta no arroja ningún resultado; lo anterior hace ver

una diferencia en tiempos de interacción según el proceso.

## 6.9 IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

Al tener los modelos del sistema ya definidos y el modelo de base de datos listo, se procedió a construir la base de datos del SIG utilizando un lenguaje de consulta de datos, donde una de sus características es el manejo del álgebra y el cálculo relacional permitiendo lanzar consultas con el fin de recuperar información de interés de una base de datos, de una forma sencilla. Se procede a recopilar y preparar la información necesaria para la construcción del banco de datos SIG, en este caso se tiene en cuenta dos tipos de información:

- 1) Adquisición de Información alfanumérica.
- 2) Adquisición de Información Cartográfica (formato análogo o digital).

El siguiente paso consistió en la normalización de la base de datos, haciendo uso de las variables significativas en la construcción del sistema, el paso a continuación fue establecer relaciones entre los atributos gráficos y los no gráficos, éste tipo de relaciones se establecieron desde el punto de vista posicional como topológico. Sin embargo, para llevar a cabo este proceso de relación fue necesario a cada objeto cartográfico asignarle un código único identificador temporal (ID), A partir de la integración del modelo cartográfico y de la base de datos, se generó la construcción de la interfaz web, la cual permite la interacción usuario / sistema. Se implementaron lenguajes de programación y software para dichos desarrollos.

Además, se evalúa el funcionamiento del sistema, con base en el diseño planteado, así como el cumplimiento de los requerimientos dados por el cliente, fue necesario realizar diferentes pruebas de la operatividad del sistema y la interacción con el usuario. En esta actividad se realizaron las correcciones pertinentes al sistema y la construcción del Manual de Usuario del Sistema. Se implementaron lenguajes de programación y software para dichos desarrollos.

## 6.10 MANTENIMIENTO DEL SISTEMA

Para aprovechar toda la funcionalidad de un sistema SIG es necesario disponer de información actualizada en todo momento. Para ello, se capacita al personal encargado de la actualización de la base de datos y programas empleados para el desarrollo del SIG. Sin embargo, para el mantenimiento del Sistema se hace necesario contar con la ayuda de un profesional con conocimiento en el área de los sistemas de información geográfica, además, se recomienda realizar la actualización del sistema semestralmente.

## 6.11 RESULTADOS

En coherencia con las herramientas suministradas por el Sistema de Información Geográfica, a continuación se presentará un análisis de la información obtenida a través del desarrollo e implementación del sistema.

Analizando los datos recogidos (cartografía y bases de datos) se pudo encontrar que gran parte de la información correspondiente para la realización del sistema no se encontraba en total correlación entre las distintas cartografías y bases de datos, además de que toda la cartografía se encontraba en formato CAD; para lo cual se hizo la debida conversión de formato CAD a shp.

Seguido de esto se realizó la vectorización de la información faltante (transformadores, líneas de transmisión, postes de concreto, postes de madera, abonados conectados por transformador) obteniendo así la actualización correspondiente a la Colonia Kennedy.

Posterior a esto se desarrolló el aplicativo del Sistema de Información Geográfico sobre los transformadores y abonados conectados en la Colonia Kennedy, el cual dirige sus esfuerzos a convertirse en los cimientos de un proyecto que podría llegar a integrar la información de interés de todas las dependencias de la ENEE.

## BIBLIOGRAFÍA

- Ackerman, S. E., & Com, S. L. (2013). *CRAI UNITEC*. (E. d. Taller, Editor) Recuperado el 26 de 01 de 2013, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10804439>
- Adrienko, G., Adrienko, N., Jankowski, P., Keims, D., Kraak, M., Maceachren, A., y otros. (2008). *Geovisual analytics for spatial decision support: setting the research*.
- Aguer, M., Jutglar, L., & Miranda, Á. L. (2006). Recuperado el 04 de 02 de 2014, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10140368>
- Alvarado García, R. (2010). *CRAI UNITEC*. (M. I. Nacional, Editor) Recuperado el 04 de 02 de 2014, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10378559>
- Amalfa, S. (2009). *CRAI UNITEC*. (A. E. HASA, Editor) Recuperado el 04 de 02 de 2014, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10345237>
- Barrón, V., & D'Aquino, M. (2007). *CRAI*. Recuperado el 13 de 02 de 2014, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10411104>
- BCIE. (2010). (BCIE) Recuperado el 29 de 01 de 2014, de <http://www.bcie.org/uploaded/content/category/812316590.pdf>
- Belmonte, S., & Núñez, V. (2009). *Desarrollo de modelos hidrológicos con herramientas SIG*. Recuperado el 23 de 01 de 2013, de CRAI Unitec: <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10306567&ppg=3>
- Bosque Sendra, J. (1998). *Sistemas de información geográfica*. Ediciones Rialp, S.A., 2ª edición.
- Cardesín Miranda, J., Sebastián y Zúñiga, F. J., & Alonso Álvarez, J. M. (2005). *CRAI UNITEC*. Recuperado el 02 de 02 de 2014, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10092523>
- Carvajal Galeano, L. F. (2008). Recuperado el 28 de 01 de 2014, de <http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesisdigitales/texto/621314C331>.
- Chuvieco, E. (2002). *La observación de la Tierra desde el espacio*.
- Cid, E. (2009). *Sistema de distribución bajo un entorno no lineal*.

- CIER. (2012). *Comisión de Integración Energética Regional* . Recuperado el 10 de 02 de 2014, de <http://www.cier.org.uy/index.htm>
- Colegio24hs (Ed.). (2004). *CRAI UNITEC*, Argentina: Colegio24hs. Recuperado el 30 de 01 de 2014, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10048649>
- Crane, M. (2012). *CRAI UNITEC*, Capítulo 76 Producción y distribución de energía eléctrica. En: enciclopedia de la OIT. (E. D. INSHT, Productor) Recuperado el 01 de 02 de 2013, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10626014>
- ECAMEC. (2013). Recuperado el 08 de 02 de 2014, de <http://www.ecamec.com.ar/productodetalle.php?id=60>
- Edenor, & Edesur. (2010). *Memoria y Balance anual de las Empresas Electricas Argentinas*.
- ENEE. (2013). Recuperado el 19 de 01 de 2014, de <http://www.enee.hn/index.php/empresa/86-historia>
- ENEE. (2013). *Ley marco del subsector electricidad en Honduras*. Recuperado el 07 de 02 de 2014, de <http://www.enee.hn/PDFS/Ley%20Marco%20Sub-Sector%20Electrico.pdf>
- Escalante, L. A. (2009). *CRAI UNITEC*. (A. E. Editor, Editor) Recuperado el 02 de 02 de 2014, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10316763>
- Filion, L. J. (2011). *Administracion de PYMES*. PEARSON.
- Flores, W., Mombello, E., Rattá, G., & Jardini, J. A. (2007).
- Fomento, C. A. (Ed.). (2007). *Corporación Andina de Fomento*, . Recuperado el 30 de 01 de 2014, de CRAI UNITEC: <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=1016938>
- Fontalvo, T. (2010). *Corporación para la gestión del conocimiento*.
- Forestieri Nuñez, J., & Bermúdez, G. (2008). Recuperado el 03 de 02 de 2014, de <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/231/1/370.pdf>
- Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, P. (2010). *Metodología de la Investigación*. Mexico: McGraw-Hill.
- Hinojosa Torrico, M. J. (2001). Recuperado el 29 de 01 de 2014, de <http://es.scribd.com/doc/46472736/Estudio-de-Sobrecarga>



- IDB. (2003). Recuperado el 01 de 02 de 2014, de <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=419933>
- INSHT. (2012). *Producción y distribución de energía eléctrica*. España.
- Julián, J. J., Amancio, O. A., & Homero, V. A. (2010). *Operación y mantenimiento de transformadores de potencia, Subdirección de generación*. Mexico.
- Levy, R. R. (2011). *CRAI UNITEC*. Recuperado el 01 de 02 de 2014, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10732190>
- Maguire, J., Goodchild, M., & Steyaert, L. (2009). *Geographic Information Systems*.
- Martínez Chombo, E. (2009). Recuperado el 09 de 02 de 2014, de <http://www.banxico.org.mx/publicaciones-y-discursos/publicaciones/documentos-de-investigacion/banxico/%7B5104F34B-D059-88CC-F718-BF5CB8ABF534%7D.pdf>
- Martínez, T. P. (2010). *CRAI UNITEC*. Recuperado el 03 de 02 de 2014, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10378322>
- Marull, F. (2009). Recuperado el 31 de 01 de 2014, de *Operación y mantenimiento de transformadores*
- Marull, F. (2009). Recuperado el 01 de 02 de 2014, de [http://www.frcon.utn.edu.ar/download/Cursos/UTNFRCon\\_](http://www.frcon.utn.edu.ar/download/Cursos/UTNFRCon_)
- Ministerio de Energía y Minas. (2006). Recuperado el 14 de 02 de 2014, de [http://www.minem.gob.pe/electricidad/pub\\_anuario2006.asp](http://www.minem.gob.pe/electricidad/pub_anuario2006.asp)
- Moldes, T. J. (2003). *Tecnología de los sistemas de información*.
- Moreno, A. (2001). *Geomarketing con sistemas de información geográfica*. Madrid: Universidad Autónoma de Madrid. ISBN: 84-922182-6-6.
- Navas, D., Ramirez, H., & Ibarra, D. (2013). *IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA EMPLEANDO FIBRA ÓPTICA PARA EL ESTUDIO TÉRMICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN INMERSOS EN ACEITE MINERAL Y VEGETAL*.
- Nijkamp, P., & Scholten, H. (1993). *Spatial information systems: design modelling, and use in planning*.
- Novara, M., & Bondel, C. S. (2009). *CRAI UNITEC*. Recuperado el 23 de 01 de 2013, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10306790&ppg=1>


- OLADE. (2011). Obtenido de <http://www.olade.org>
- Openshaw, S. (1991). *“Developing appropriate spatial analysis methods for GIS.*
- Pineda, D., Torres, M., & Amalia, C. (2010). *as estrategias y tecnologías estratégicas en la competitividad de las empresas.*
- Power, D. (2007). Recuperado el 08 de 02 de 2014, de <http://DSSResources.COM/history/dsshistory.html>
- Programa Sectorial De Energia. (2013). Programa Sectorial De Energía.
- Salazar Paredes, J. A. (2009). *CRAI UNITEC.* (A. E. Editor, Editor) Recuperado el 29 de 01 de 2014, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10317201>
- SEMEH. (2010). *Actividades del Consorcio Servicios de Medicion Electrica de Honduras (SEMEH).*
- Tecnologia ECAMEC. (2013). Recuperado el 01 de 02 de 2014, de [http://www.miliarium.com/Proyectos/EstudiosHidrogeologicos/Anejos/Metodos\\_Determinacion\\_Evapotranspiracion/Metodos\\_Teoricos/Balance\\_Energia.asp](http://www.miliarium.com/Proyectos/EstudiosHidrogeologicos/Anejos/Metodos_Determinacion_Evapotranspiracion/Metodos_Teoricos/Balance_Energia.asp)
- Toledo, F. (2012). Recuperado el 01 de 02 de 2014, de <http://site.ebrary.com/lib/bvunitecvirtualsp/Doc?id=10378641>
- US Dept of Energy. (2007). Recuperado el 10 de 02 de 2014, de <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/index.cfm>
- Valdes Hernandez, L. A. (2004). *El Valor de la TECNOLOGIA EN EL SIGLO XXI.* Fondo Editorial FCA.
- Vargas, E. (2005). *Sistemas de Información Georreferenciada.* Facultad de Ingeniería. Universidad de Colombia.
- Yébenes Cabrejas, F. J. (2009). *Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia.* España: Universidad Carlos III.

## ANEXOS

### ANEXO 1: ENTREVISTA

- 1) ¿Cuál es el valor de pérdidas actuales y cuál es su proyección para los siguientes meses?
- 2) ¿Cuál es la inversión que se realiza para la instalación de nuevos transformadores?
- 3) ¿Cuál es la inversión que se realiza para el mantenimiento de los transformadores actuales?
- 4) ¿Cuál es el procedimiento actual para la instalación de nuevos abonados?
- 5) ¿Qué acciones se realizan para evitar la sobrecarga de transformadores?
- 6) ¿Cuál considera que es la pérdida técnica por sobrecarga de transformadores?
- 7) ¿Qué mecanismos de control se deberían de implementar para reducir las pérdidas técnicas por sobrecarga de transformadores?
- 8) ¿Poseen herramientas tecnológicas para visualizar la sobrecarga de transformadores?
- 9) ¿Qué herramientas tecnológicas recomendarían utilizar para reducir las pérdidas de energía en la ENEE?

## ANEXO 2: CENSO DE CARGA










	<b>Servicios de Medición Eléctrica de Honduras</b>						<b>SE-48427</b>		
	<b>Censo de Carga</b>								
	Ciudad	<b>001</b>	Ruta	<b>450</b>	Acometida	<b>387</b>	20/01/2014		
<b>Ubicación</b>							Fecha Ciclo		
Clave Primaria	<b>1119862</b>								
Nombre del abonado	<b>HERNANDEZ SEVILLA MARIA LUISA</b>								
Dirección del abonado	<b>COL KENNEDY BL 24 C 4523 SPM3 ZONA 2</b>								
<b>Censo de Carga</b>									
<b>Cantidad</b>	<b>Descripcion</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Descripcion</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Descripcion</b>	<b>Alto Consumo</b>			
	Alumbrado Publico		Televisor		Aire Acondicionado	<b>SI</b>	<b>NO</b>		
	Estufa		Plancha		Equipo de Sonido				
	Refrigerador		Grabadora		Equipo de Computo				
	Lavadora		Tostadora		Camara de refrescos	<b>Promedio</b>			
	Microondas		Secadora		Calentador de Agua	<b>SI</b>	<b>NO</b>		
	Licuadaora		Ventilador		Motores Trifasicos				
	Ducha		Freezer		Motores Monofasicos				
<b>Observaciones</b>									
<b>Clasificación del servicio</b>									
<b>Residencial</b>	<b>Pulperia</b>	<b>Oficina</b>	<b>Taller</b>	<b>Iglesia</b>	<b>Bodega</b>	<b>Mixto</b>	<b>Expendio</b>	<b>Supermercado</b>	<b>Fabrica</b>
<b>Censo de Habitantes</b>									
<b>Cantidad</b>	<b>Edad</b>	<b>Observaciones</b>							
	Menor de 5 años								
	de 6 a 17 años								
	de 18 a 29 años								
	mas de 30 años								

\_\_\_\_\_  
Firma del Cliente Presente

\_\_\_\_\_  
Firma del Gerente Regional

\_\_\_\_\_  
Firma del Inspector

### ANEXO 3: SIMBOLOGÍA UTILIZADA EN OBSERVACIÓN

<u>SIMBOLOGIA IG-SEMEH</u>	
SIMBOLO	SIGNIFICADO
	LAMPARA TIPO CANASTA
	LAMPARA TIPO COBRA 250 W
	LAMPARA TIPO COBRA 400 W
	SECUNDARIO MONOFASICO (Si hay línea piloto de alumbrado publico agregar "P", ejemplo: )
	SERVICIO DIRECTO, CAJAS DE TELEVISION POR CABLE SIN BASE, LINEAS DIRECTAS
	POSTE DE MADERA
	POSTE DE CONCRETO
	TRANSFORMADOR (Si es mas de uno; Ejemplo: 3=▲)
	FIN DE SECUNDARIO

Nota\_ En la esquina Superior derecha del mapa debera

indicarse si le linea es trifasica o monofasica.

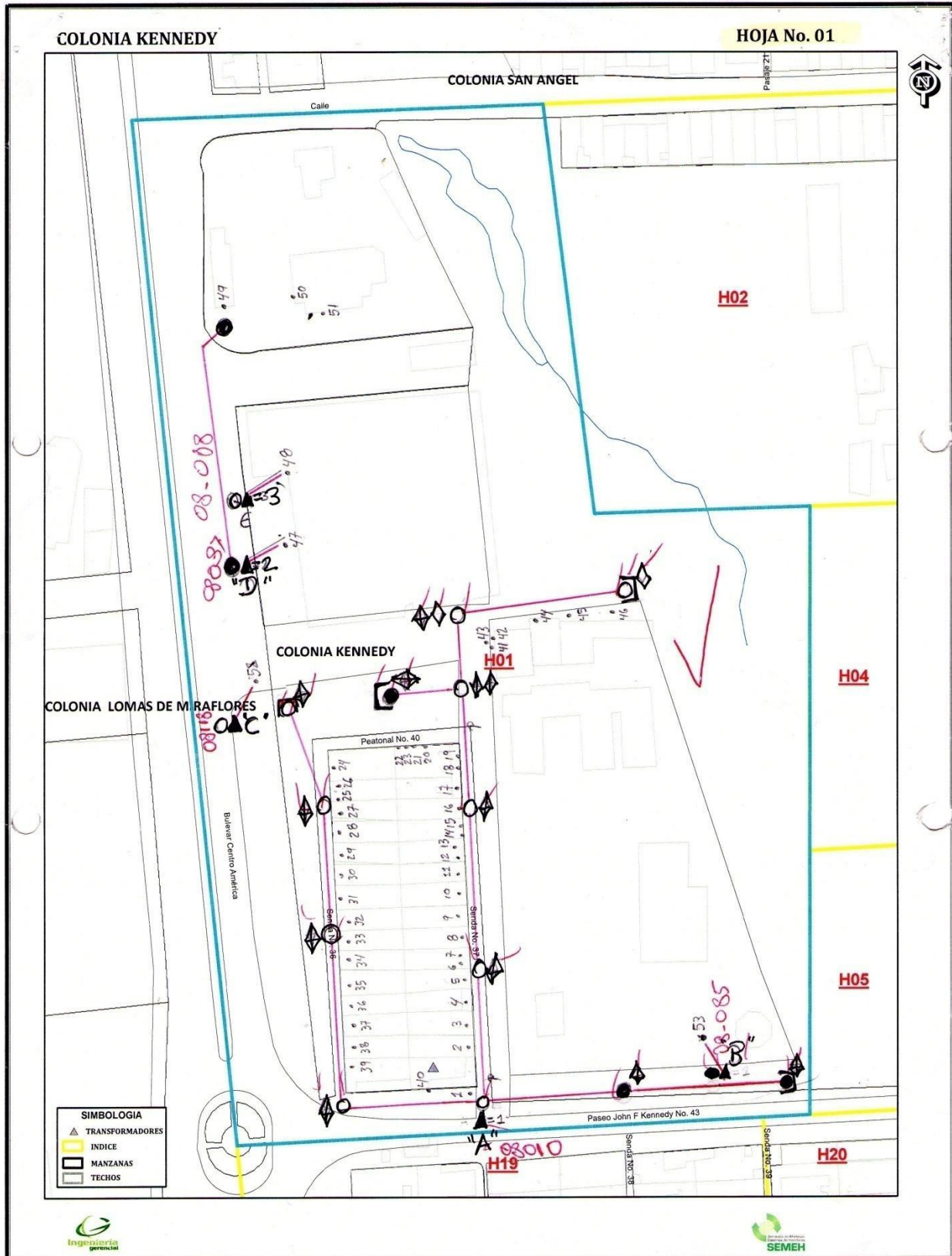
La linea del secundario debera dibujarse con lapiz

tinta color rojo

#### **ANEXO 4: GUIA MODERADOR GRUPO FOCAL**

- 1) ¿Cómo se mide actualmente el porcentaje de pérdidas de energía?
- 2) ¿A cuánto equivale en Lempiras las pérdidas de energía eléctrica?
- 3) ¿Qué mecanismos se han definido para controlar las pérdidas de energía?
- 4) ¿Cuál es el procedimiento actual de instalación de nuevos servicios de energía eléctrica?
- 5) ¿Cuál considera que es la pérdida técnica por sobrecarga de transformadores?
- 6) ¿Se realiza algún tipo de verificación periódica sobre los abonados conectados a los transformadores?
- 7) ¿Cuándo se realizó la última actualización de los transformadores?
- 8) ¿Cuándo debería realizarse la actualización de los transformadores actuales y cuál es la proyección de inversión?
- 9) ¿Cuál es el mecanismo que se utiliza para actualización de los transformadores?
- 10) ¿Poseen herramientas tecnológicas para visualizar la sobrecarga de transformadores?
- 11) ¿Qué información se debe de levantar en campo para el control de la sobrecarga de los transformadores?
- 12) Además de las pérdidas de energía ¿Qué otros problemas causa la sobrecarga de los transformadores?

# ANEXO 5: MAPA PARA LEVANTAMIENTO DE CAMPO



## ANEXO 6: ABONADOS CONECTADOS POR TRANSFORMADOR

Transformador	Abonados conectados	Capacidad KVA	Conexión Óptima	Estatus
# 1	1	50	17	SUBUTILIZADO
# 2	1	50	17	SUBUTILIZADO
# 3	1	37.5	13	SUBUTILIZADO
# 4	1	37.5	13	SUBUTILIZADO
# 5	1	37.5	13	SUBUTILIZADO
# 6	1	37.5	13	SUBUTILIZADO
# 7	1	37.5	13	SUBUTILIZADO
# 8	1	37.5	13	SUBUTILIZADO
# 9	1	37.5	13	SUBUTILIZADO
# 10	2	37.5	13	SUBUTILIZADO
# 11	5	50	17	SUBUTILIZADO
# 12	5	50	17	SUBUTILIZADO
# 13	4	37.5	13	SUBUTILIZADO
# 14	5	37.5	13	SUBUTILIZADO
# 15	5	37.5	13	SUBUTILIZADO
# 16	6	37.5	13	NORMAL
# 17	13	75	25	NORMAL
# 18	7	37.5	13	NORMAL
# 19	7	37.5	13	NORMAL
# 20	10	50	17	NORMAL
# 21	11	50	17	NORMAL
# 22	15	50	17	NORMAL
# 23	16	50	17	NORMAL
# 24	25	75	25	NORMAL
# 25	18	50	17	SOBRECARGA
# 26	19	50	17	SOBRECARGA
# 27	15	37.5	13	SOBRECARGA
# 28	31	75	25	SOBRECARGA
# 29	23	50	17	SOBRECARGA
# 30	18	37.5	13	SOBRECARGA
# 31	18	37.5	13	SOBRECARGA
# 32	37	75	25	SOBRECARGA
# 33	37	75	25	SOBRECARGA
# 34	38	75	25	SOBRECARGA



# 35	19	37.5	13	SOBRECARGA
# 36	26	50	17	SOBRECARGA
# 37	20	37.5	13	SOBRECARGA
# 38	41	75	25	SOBRECARGA
# 39	28	50	17	SOBRECARGA
# 40	42	75	25	SOBRECARGA
# 41	43	75	25	SOBRECARGA
# 42	29	50	17	SOBRECARGA
# 43	30	50	17	SOBRECARGA
# 44	45	75	25	SOBRECARGA
# 45	23	37.5	13	SOBRECARGA
# 46	46	75	25	SOBRECARGA
# 47	31	50	17	SOBRECARGA
# 48	31	50	17	SOBRECARGA
# 49	24	37.5	13	SOBRECARGA
# 50	50	75	25	SOBRECARGA
# 51	52	75	25	SOBRECARGA
# 52	52	75	25	SOBRECARGA
# 53	26	37.5	13	SOBRECARGA
# 54	53	75	25	SOBRECARGA
# 55	55	75	25	SOBRECARGA
# 56	37	50	17	SOBRECARGA
# 57	37	50	17	SOBRECARGA
# 58	37	50	17	SOBRECARGA
# 59	57	75	25	SOBRECARGA
# 60	29	37.5	13	SOBRECARGA
# 61	39	50	17	SOBRECARGA
# 62	39	50	17	SOBRECARGA
# 63	59	75	25	SOBRECARGA
# 64	62	75	25	SOBRECARGA
# 65	42	50	17	SOBRECARGA
# 66	42	50	17	SOBRECARGA
# 67	63	75	25	SOBRECARGA
# 68	63	75	25	SOBRECARGA
# 69	64	75	25	SOBRECARGA
# 70	43	50	17	SOBRECARGA
# 71	43	50	17	SOBRECARGA
# 72	65	75	25	SOBRECARGA
# 73	67	75	25	SOBRECARGA
# 74	34	37.5	13	SOBRECARGA

# 75	46	50	17	SOBRECARGA
# 76	70	75	25	SOBRECARGA
# 77	70	75	25	SOBRECARGA
# 78	47	50	17	SOBRECARGA
# 79	48	50	17	SOBRECARGA
# 80	75	75	25	SOBRECARGA
# 81	76	75	25	SOBRECARGA
# 82	39	37.5	13	SOBRECARGA
# 83	54	50	17	SOBRECARGA
# 84	81	75	25	SOBRECARGA
# 85	82	75	25	SOBRECARGA
# 86	56	50	17	SOBRECARGA
# 87	56	50	17	SOBRECARGA
# 88	42	37.5	13	SOBRECARGA
# 89	57	50	17	SOBRECARGA
# 90	57	50	17	SOBRECARGA
# 91	87	75	25	SOBRECARGA
# 92	44	37.5	13	SOBRECARGA
# 93	59	50	17	SOBRECARGA
# 94	89	75	25	SOBRECARGA
# 95	60	50	17	SOBRECARGA
# 96	45	37.5	13	SOBRECARGA
# 97	62	50	17	SOBRECARGA
# 98	94	75	25	SOBRECARGA
# 99	67	50	17	SOBRECARGA
# 100	104	75	25	SOBRECARGA
# 101	70	50	17	SOBRECARGA
# 102	107	75	25	SOBRECARGA
# 103	114	75	25	SOBRECARGA
# 104	58	37.5	13	SOBRECARGA
# 105	119	75	25	SOBRECARGA
# 106	81	50	17	SOBRECARGA
# 107	126	75	25	SOBRECARGA
# 108	85	50	17	SOBRECARGA

## ANEXO 7: TARIFAS ENEE

<b>CUADRO 7.1: SECTOR RESIDENCIAL (TARIFA "A")</b>			
<b>TARIFA VIGENTE EN EL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO</b>			
<b>APLICABLE PARA EL AÑO 2009</b>			
<b>TARIFA "A"</b>			
<b>SERVICIO RESIDENCIAL</b>			
<b>SEGMENTOS</b>			
Precio por los primeros	100 kWh	1.4037	L./kWh
Precio por kWh por los siguientes	50 kWh	2.4955	L./kWh
Precio por kWh por los siguientes	150 kWh	2.4955	L./kWh
Precio por kWh por los siguientes	200 kWh	3.1193	L./kWh
Precio por kWh por el exceso de 500 kWh		3.4313	L./kWh
<b>ALQUILER DE MEDIDORES</b>			
Monofásico			5.00
Trifásico			90.00
El monto resultante de aplicar esta tarifa, será modificado de acuerdo con lo que establecen las correspondientes Fórmulas de Ajuste Automático.			

<b>CUADRO 7.2: SECTOR COMERCIAL (TARIFA "B")</b>			
<b>TARIFA VIGENTE EN EL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO</b>			
<b>APLICABLE PARA EL AÑO 2009</b>			
<b>TARIFA "B"</b>			
<b>SERVICIO GENERAL EN BAJA TENSIÓN</b>			
Se aplica a cualquier abonado del servicio eléctrico en baja tensión			
<b>SEGMENTOS</b>			
Precio por los primeros	500 kWh	3.5872	L./kWh
Precio por los siguientes	500 kWh	3.7432	L./kWh
Precio por el exceso de	1,000 kWh	3.7432	L./kWh
Alquiler de medidor (Por medidores instalados)			
Monofásico			5.00
Trifásico			90.00

## FACTOR DE POTENCIA

El usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%. En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.

NOTA: Lo establecido en esta tarifa modifica automáticamente los contratos suscritos por la ENEE, para el suministro de energía.

Al consumo que se totalice en un mes determinado, para efectos de facturación, se le aplicará la tarifa establecida para ese mes.

El monto resultante de aplicar esta tarifa, será modificado de acuerdo con lo que establecen las correspondientes Fórmulas de Ajuste Automático.

## CUADRO 7.3: SECTOR INDUSTRIAL PEQUEÑO (TARIFA "C")

### TARIFA VIGENTE EN EL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO

APLICABLE PARA EL AÑO 2009

TARIFA "C"

**SERVICIO EN ALTA TENSIÓN CON PUNTO DE ENTREGA Y DE MEDICIÓN ÚNICO EN CIRCUITO PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN TENSIONES 13.8 Y 34.5 KV.**

Aplicable a los usuarios del servicio eléctrico que han firmado contrato para suplirse del servicio acogiéndose a esta tarifa por un año o más, pero con no menos de 250 kilovatios de demanda máxima mensual. La Demanda Máxima se cobrará mensualmente, y no se comparará con los 11 meses anteriores al mes facturado.

#### ESPECIFICACIONES POR DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA

#### EN Kw Y ENERGÍA EN kWh

Precio por Kw de demanda máxima de facturación	111.4554	L./kW-mes
Precio por kWh de energía	2.3541	L./kWh
Cargo mínimo por demanda	27,863.84	L.

Alquiler de medidor	90.00
---------------------	-------

#### DEMANDA MÁXIMA DE FACTURACIÓN

A los usuarios cuya demanda máxima mensual de facturación sea inferior a 250 kW, se les facturará un cargo por demanda de L. 70,724.97 más los correspondientes cargos por energía consumida, salvo lo dispuesto en los contratos respectivos en atención a las características del servicio, y de acuerdo a las normas y regulaciones establecidas por la ENEE a este respecto.

#### **FACTOR DE POTENCIA**

Sólo en los casos que el CND ordene a un usuario absorber reactivo, se acepta un factor de potencia inferior al 90%, caso contrario el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%. En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.

NOTA: Lo establecido en esta tarifa modifica automáticamente los contratos suscritos por la ENEE, para el suministro de energía.

El monto resultante de aplicar esta tarifa, será modificado de acuerdo con lo que establecen las correspondientes Fórmulas de Ajuste Automático.

### **CUADRO 7.4: SECTOR INDUSTRIAL GRANDE (TARIFA "D")**

#### **TARIFA VIGENTE EN EL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO APLICABLE PARA EL AÑO 2009**

#### **TARIFA "D"**

#### **SERVICIO INDUSTRIAL EN ALTA TENSION CON PUNTO DE ENTREGA Y DE MEDICION UNICO EN TENSION PRIMARIA ( 69, 138, 230 kV O MAYOR)**

Aplicable a los usuarios del servicio eléctrico que han firmado contrato para suplirse del servicio acogándose a esta tarifa por un año o más, pero con no menos de 2,500 kilovatios de demanda máxima mensual. La Demanda Máxima se cobrará mensualmente, y no se comparará con los 11 meses anteriores al mes facturado.

#### **ESPECIFICACIONES POR DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA**

#### **EN kW Y ENERGÍA EN kWh**

#### **LEMPIRAS**

Precio por kW de demanda máxima de facturación	146.7549	L./kW-mes
------------------------------------------------	----------	-----------

Precio por kWh de energía	2.1955	L./kWh
---------------------------	--------	--------

Cargo mínimo por demanda	366,887.28	L.
--------------------------	------------	----

Alquiler de medidor		94.00
---------------------	--	-------

### DEMANDA MÁXIMA DE FACTURACIÓN

A los usuarios cuya demanda máxima mensual de facturación sea inferior a 2,500 kW, se les facturará un cargo por demanda de L. 114,127.61 más los correspondientes cargos por energía consumida, salvo lo dispuesto en los contratos respectivos en atención a las características del servicio, y de acuerdo a las normas y regulaciones establecidas por la ENEE a este respecto.

### FACTOR DE POTENCIA

Sólo en los casos que el CND ordene a un usuario absorber reactivo, se acepta un factor de potencia inferior al 90%, caso contrario el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%. En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.

NOTA: Lo establecido en esta tarifa modifica automáticamente los contratos suscritos por la ENEE, para el suministro de energía.

El monto resultante de aplicar esta tarifa, será modificado de acuerdo con lo que establecen las correspondientes Fórmulas de Ajuste Automático.

## CUADRO 7.5: SECTOR GOBIERNO (TARIFA "E")

### TARIFA VIGENTE EN EL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO

APLICABLE PARA EL AÑO 2009

TARIFA "E"

SERVICIO PUBLICO

GOBIERNO CENTRAL, PODERES: EJECUTIVO , LEGISLATIVO Y JUDICIAL ENTES AUTONOMOS O SEMIAUTONOMOS Y OTROS

A los abonados del servicio eléctrico del sector público, tanto del Poder Ejecutivo, Legislativo y Judicial, incluye entes autónomos y semiautónomos y otros

### ESPECIFICACIONES Y SEGMENTOS

Servicio Monofásico		
Precio por kWh	3.7432	L./kWh
Servicio Trifásico		
Precio por kWh	3.7432	L./kWh

Alquiler de medidor (por medidores instalados)

Monofásico	5.00
Trifásico	90.00
<b>FACTOR DE POTENCIA</b>	
<p>El usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%. En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.</p>	
<p>Al consumo que se totalice en un mes determinado, para efectos de facturación, se le aplicará la tarifa establecida para ese mes.</p>	
<p>El monto resultante de aplicar esta tarifa, será modificado de acuerdo con lo que establecen las correspondientes Fórmulas de Ajuste Automático.</p>	

<b>CUADRO 7.6: SECTOR -MUNICIPALIDADES (TARIFA "F<sub>F</sub>")</b>		
<b>TARIFA VIGENTE EN EL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO</b> <b>APLICABLE PARA EL AÑO 2009</b> <b>TARIFA "F"</b> <b>SERVICIO PUBLICO</b> <b>MUNICIPALIDADES</b>		
<p>A los abonados del servicio eléctrico del sector público que comprenden las Municipalidades, Patronatos, Juntas de Agua, Plantas de Tratamiento de Agua y de Aguas Negras de Servicios Comunitarios con consumos inferiores a 2,500 kWh/mes</p>		
<b>ESPECIFICACIONES Y SEGMENTOS</b>		
Monofásico		
Precio por kWh	3.4313	L./kWh
Trifásico		
Precio por kWh	3.4313	L./kWh
Alquiler de medidor (por medidores instalados)		
Monofásico		5.00
Trifásico		90.00

## FACTOR DE POTENCIA

El usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%. En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.

Al consumo que se totalice en un mes determinado, para efectos de facturación, se le aplicará la tarifa establecida para ese mes.

El monto resultante de aplicar esta tarifa, será modificado de acuerdo con lo que establecen las correspondientes Fórmulas de Ajuste Automático.

## CUADRO 7.7: SECTOR MUNICIPALIDADES (TARIFA "F<sub>G</sub>")

### TARIFA VIGENTE EN EL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO

APLICABLE PARA EL AÑO 2009

TARIFA "G"

SERVICIO PUBLICO

BOMBEO DE AGUA

A los abonados del servicio eléctrico del sector público, Patronatos, Juntas de Agua, Plantas de Tratamiento de Agua y de Aguas Negras de Servicios Comunitarios, que utilizan Bombeo de agua, cuyos consumos son superiores a 2,500 kWh/mes,

#### ESPECIFICACIONES Y SEGMENTOS

<b>PUNTA</b> Día de semana de 9 AM a 12 M y de 5 PM a 7 PM	4.4099	L./kWh
<b>SEMIVALLE</b> Día de semana de 5 AM a 9 AM; de 12 M a 5 PM y de 7 PM a 10 PM Sábado de 6 AM a 10 PM. Domingos y feriados nacionales de 10 AM a 12 M y de 4 PM a 9 PM	3.5442	L./kWh
<b>VALLE</b> Día de semana de 0 AM a 5 AM y de 10 PM a 12 PM	3.0791	L./kWh



Sábado de 0 AM a 6 AM y de 10 PM a 12 PM	
Domingos y feriados nacionales de 12 M a 4 PM y de 9 PM a 12 PM	
Alquiler de medidor (por medidores instalados)	
Monofásico	67.00
Trifásico	90.00
<b>FACTOR DE POTENCIA</b>	
El usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%. En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.	
Al consumo que se totalice en un mes determinado, para efectos de facturación, se le aplicará la tarifa establecida para ese mes.	
El monto resultante de aplicar esta tarifa, será modificado de acuerdo con lo que establecen las correspondientes Fórmulas de Ajuste Automático.	

<b>CUADRO 7.8: TARIFA I, TARIFAS INTERRUMPIBLES</b>		
<b>TARIFA VIGENTE EN EL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO APLICABLE PARA EL AÑO 2009</b>		
<b>TARIFA I</b>		
<b>SERVICIO INDUSTRIAL EN ALTA, MEDIA Y BAJA TENSION.</b>		
Aplicable a los usuarios del servicio eléctrico que han firmado contrato para suplirse del servicio acogiéndose a esta tarifa por un máximo de dos años y cuyas proyecciones de demanda máxima determina que, en ese tiempo, tendrán una Demanda Máxima igual o superior a 2,500 kW/mes. La demanda máxima se cobrará mensualmente, y no se comparará con los 11 meses anteriores al mes facturado.		
<b>ESPECIFICACIONES POR DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA EN kW Y ENERGÍA EN kWh</b>	<b>LEMPIRAS</b>	
Precio por kW de demanda máxima de facturación	146.7549	L./kW-mes
Precio por kWh de energía	2.1955	L./kWh

Alquiler de medidor	94.00
<b>DEMANDA MÁXIMA DE FACTURACIÓN</b>	
Se cobrará la demanda máxima del mes	
<b>FACTOR DE POTENCIA</b>	
<p>Sólo en los casos que el CND ordene a un usuario absorber reactivo, se acepta un factor de potencia inferior al 90%, caso contrario el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%. En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.</p>	
<p>NOTA: Lo establecido en esta tarifa modifica automáticamente los contratos suscritos por la ENEE, para el suministro de energía.</p> <p>El monto resultante de aplicar esta tarifa, será modificado de acuerdo con lo que establecen las correspondientes Fórmulas de Ajuste Automático.</p>	

<b>CUADRO 7.9: TARIFA I, TARIFAS INTERRUMPIBLES</b>		
<b>TARIFA VIGENTE EN EL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO APLICABLE PARA EL AÑO 2009</b>		
<b>TARIFA H</b>		
<b>SERVICIO INDUSTRIAL EN ALTA TENSION CON PUNTO DE ENTREGA Y DE MEDICION UNICO EN TENSION PRIMARIA ( 69, 138, 230 kV O MAYOR)</b>		
<p>Aplicable a los usuarios del servicio eléctrico que han firmado contrato para suplirse del servicio acogiéndose a esta tarifa y que prefieran que se les interrumpa el servicio, cuando ENEE lo disponga, con la ventaja de tener acceso a ésta.</p>		
<b>ESPECIFICACIONES POR DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA EN kW Y ENERGÍA EN kWh</b>	<b>LEMPIRAS</b>	
Precio por kW de demanda máxima de facturación	146.7549	L./kW-mes
Precio por kWh de energía	2.1955	L./kWh
Alquiler de medidor		94.00

**DEMANDA MÁXIMA DE FACTURACIÓN**

Se cobrará la demanda máxima del mes

**FACTOR DE POTENCIA**

Sólo en los casos que el CND ordene a un usuario absorber reactivo, se acepta un factor de potencia inferior al 90%, caso contrario el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%. En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.

NOTA: Lo establecido en esta tarifa modifica automáticamente los contratos suscritos por la ENEE, para el suministro de energía.

El monto resultante de aplicar esta tarifa, será modificado de acuerdo con lo que establecen las correspondientes Fórmulas de Ajuste Automático.

<b>CUADRO 7.10: OTRAS TARIFAS A SER DISEÑADAS POR ENEE.</b>
-------------------------------------------------------------

<b>TARIFA VIGENTE EN EL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO</b>
------------------------------------------------------------

APLICABLE PARA EL AÑO 2009
----------------------------

TARIFA "H"
------------

SERVICIO PUBLICO
------------------

La ENEE, en su interés por servir a sus clientes está diseñando otras tarifas, como las interrumpibles, entre otras.
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

ESPECIFICACIONES Y SEGMENTOS
------------------------------

<b>PUNTA</b>	L./kWh
--------------	--------

Día de semana de 9 AM a 12 M y de 5 PM a 7 PM	
--------------------------------------------------	--

<b>SEMIVALLE</b>	L./kWh
------------------	--------

Día de semana de 5 AM a 9 AM; de 12 M a 5 PM y de 7 PM a 10 PM Sábado de 6 AM a 10 PM. Domingos y feriados nacionales de	
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

10 AM a 12 M y de 4 PM a 9 PM	
<b>VALLE</b>	L./kWh
Día de semana de 0 AM a 5 AM y de 10 PM a 12 PM	
Sábado de 0 AM a 6 AM y de 10 PM a 12 PM	
Domingos y feriados nacionales de 12 M a 4 PM y de 9 PM a 12 PM	
Alquiler de medidor (por medidores instalados)	
Monofásico	67.00
Trifásico	90.00
<b>FACTOR DE POTENCIA</b>	
<p>El usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%. En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.</p>	
<p>Al consumo que se totalice en un mes determinado, para efectos de facturación, se le aplicará la tarifa establecida para ese mes.</p>	
<p>El monto resultante de aplicar esta tarifa, será modificado de acuerdo con lo que establecen las correspondientes Fórmulas de Ajuste Automático.</p>	

