



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EMPRESARIAL DE GUAYAQUIL-
UNIVERSIDAD ESTATAL DE MILAGRO
FACULTAD DE POSTGRADO**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGISTER EN ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE EMPRESAS**

TEMA:

**"ESTABLECIMIENTO DE ESTRATEGIAS PARA
REDUCIR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA
EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A."**

AUTORES:

**ANTONIO MARCELO ANDA GUERRERO
LUIS HERNÁN ZAMORA ZÚÑIGA**

DIRECTOR DE TESIS:

MSC. RAÚL CARPIO FREIRE

**JUNIO 2008
MILAGRO - ECUADOR**

DEDICATORIA

A Dios

A nuestros padres

A nuestras esposas

A nuestros hijos

A todos nuestros familiares

AGRADECIMIENTO

A todas las persona que de una u otra manera, colaboraron con la realización de este trabajo, en especial a todos nuestros profesores por sus enseñanzas y muy personalmente, a nuestro tutor Msc. Raúl Carpio Freire.

INDICE

Pág.

PORTADA

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTO

INDICE

RESUMEN

INTRODUCCIÓN..... 1

1- Capitulo 1: DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Antecedentes de la investigación.....	3
1.1.1 Características actuales de la EEMCA.....	5
1.2 Problema de investigación.....	11
1.2.1 Planteamiento del problema.....	11
1.2.2 Formulación del problema de investigación.....	13
1.2.3 Sistematización del problema de investigación.....	13
1.3 Objetivos de la investigación.....	14
1.3.1 Objetivo general.....	14
1.3.2 Objetivos específicos.....	14
1.4 Justificación de la investigación.....	14
1.5 Marco de referencia de la investigación.....	14
1.5.1 Marco teórico.....	14
1.5.2 Marco conceptual.....	35
1.6 Formulación de la Hipótesis y variables.....	37
1.6.1 Hipótesis general.....	37
1.6.2 Hipótesis particulares.....	37

1.7 Aspectos metodológicos de la investigación.....	38
1.7.1 Tipo de investigación y diseño.....	38
1.7.2 Selección de la muestra.....	39
1.7.3 Métodos de investigación.....	40
1.7.4 Tratamiento de la información.....	40
1.8 Resultados e impactos esperados.....	42
2- Capitulo 2: ANALISIS PRESENTACIÓN DE RESULTADOS Y	
DIAGNOSTICO.....	43
2.1 Consideraciones Generales.....	43
2.1.1 Distribución estratificada de la muestra.....	43
2.1.2 Muestreo aleatorio simple	44
2.1.3 Bases de datos EEMCA.....	44
2.1.4 Bases de datos INEC.....	45
2.2 Análisis estadístico de ciclos urbanos, presentación	
de resultados y diagnóstico.....	46
2.2.1 Ciclo 1 Milagro urbano.....	46
2.2.2 Ciclo 2 Milagro urbano.....	51
2.2.3 Ciclo 3 Milagro urbano.....	56
2.2.4 Ciclo 4 Milagro urbano.....	62
2.2.5 Ciclo 5 Milagro urbano.....	67
2.2.6 Ciclo 6 Milagro urbano.....	72
2.2.7 Ciclo 7 Milagro urbano.....	77
2.2.8 Ciclo 8 Milagro urbano.....	82
2.2.9 Ciclo 9 Milagro urbano.....	87
2.2.10 Ciclo 10 Milagro urbano.....	92
2.2.11 Ciclo 11 La Troncal urbano.....	97
2.2.12 Ciclo 12 La Troncal urbano.....	102
2.2.13 Ciclo 13 El Triunfo urbano.....	107
2.2.14 Ciclo 14 El Triunfo urbano.....	112
2.2.15 Ciclo 15 Naranjal urbano.....	117
2.2.16 Ciclo 16 Naranjal urbano.....	122
2.2.17 Ciclo 17 Naranjito urbano.....	127
2.2.18 Ciclo 18 Naranjito urbano.....	132

2.2.19 Ciclo 19 Bucay urbano.....	137
2.2.20 Ciclo 21 Yaguachi urbano.....	141
2.2.21 Ciclo 23 Simón Bolívar urbano.....	147
2.2.22 Ciclo 25 Marcelino Maridueña urbano.....	152
2.2.23 Análisis estadístico ciclos rurales.....	157
3- Capítulo 3: TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.....	160
3.1 Plan de reducción de pérdidas.....	160
3.1.1 Sector Urbano.....	160
3.1.2 Análisis Beneficio/Costo Ciclos Urbanos.....	163
3.1.3 Análisis Beneficio/Costo consolidado del sector urbano	167
3.1.4 Cronograma de inversiones del sector urbano.....	171
3.2 Análisis Beneficio/Costo Ciclos Rurales.....	175
3.2.1 Análisis Beneficio/Costo consolidado sector rural.....	175
3.2.2 Análisis del proceso de inversión anual del sector rural..	179
3.2.3 Cronograma de inversiones del sector rural	183
3.3 Programa de recuperación de cartera vencida.....	184
3.3.1 Cartera vencida urbana.....	184
3.3.2 Programa de recuperación de Cartera vencida rural.....	193
4- Capítulo 4: ANALISIS FINANCIERO.....	202
4.1 Políticas de financiamiento.....	202
4.2 Pago de deudas pendientes.....	203
4.3 Estado de Resultados.....	204
4.4 Balance General Proyectado.....	206
4.4.1 Indicadores financieros.....	207
4.5 Análisis de sensibilidad.....	213
5- Capítulo 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	216
5.1 Introducción.....	216
5.2 Conclusiones.....	216
5.3 Recomendaciones.....	217
BIBLIOGRAFIA GENERAL.....	218
ANEXOS.....	220
ANEXO No.1 Area de concesión EEMCA.....	221
ANEXO No.2 Subestaciones 69/13.8 Kv.....	222

ANEXO No.3 Líneas de subtransmisión 69 Kv.....	222
ANEXO No.4 Luminarias.....	223
ANEXO No.5 Demanda máxima EEMCA 2005-2014	223
ANEXO No.6 Proyección energía 2005 – 2014	224
ANEXO No.7 Gráfico pérdidas Ene/99-Oct/2006	224
ANEXO No.8 Gráfico cartera vencida Ene/03-Nov/06	225
ANEXO No.9 Gráfico perdidas 1992-1999	225
ANEXO No.10 Cuadro de facturación y ventas 2006	226
ANEXO No.11 Cuadro cartera vencida 2004-2006	226
ANEXO No.12 Resumen análisis quintiles rurales	227
ANEXO No.13 Gráfico ciclos rurales EEMCA	228
ANEXO No.14 Resumen análisis cartera vencida rurales	229
ANEXO No.15 Análisis Beneficio/Costo Urbanos	230
ANEXO No.16 Análisis Beneficio/Costo Rural	230
ANEXO No.17 Préstamo estatal para construcción de redes	231
ANEXO No.18 Pago de Obligaciones por Compra de Energía	231
ANEXO No.19 Pago de Otras Obligaciones por Compra de Energía	232
ANEXO No.20-Parte 1 Proyección de Activos Fijos	233
ANEXO No.20-Parte 2 Proyección de Activos Fijos	234
ANEXO No.20-Parte 3 Proyección de Activos Fijos	235
ANEXO No.21-Parte 1 Depreciación de Activos Fijos	236
ANEXO No.21-Parte 2 Depreciación de Activos Fijos	237
ANEXO No.21-Parte 3 Depreciación de Activos Fijos	238
ANEXO No.22-Parte 1 Estado de Resultados Proyectado	239
ANEXO No.22-Parte 2 Estado de Resultados Proyectado.....	240
ANEXO No.22-Parte 3 Estado de Resultados Proyectado.....	241
ANEXO No.23-Parte 1 Balance General Proyectado.....	242
ANEXO No.23-Parte 2 Balance General Proyectado.....	243
ANEXO No.23-Parte 3 Balance General Proyectado.....	244
ANEXO No.23-Parte 4 Balance General Proyectado.....	245

RESUMEN

El presente trabajo, desarrolla alternativas para la recuperación de pérdidas comerciales de la Empresa Eléctrica Milagro C.A., que desde 1999 inició un prolongado período de incremento de sus pérdidas de energía que alcanzaron un máximo de 45.26% en abril de 2002 y que a mayo de 2007, se mantienen estables alrededor del 42%.

El objetivo del presente estudio es el análisis estadístico de los niveles de consumo por estructuras sociales de los clientes urbanos y rurales de la EEMCA, para en comparación con lo facturado establecer los parámetros de pérdidas actuales, los mismos que nos permitirán definir los montos recuperados según el plan de sustitución de activos fijos y determinar la factibilidad del proyecto de construcción de redes antihurto.

En el capítulo 1, se describe en síntesis el nacimiento de la empresa, sus características actuales, su composición y su interrelación dentro del sistema eléctrico local y nacional, características del problema, el planteamiento de su investigación y su tratamiento.

El capítulo 2, trata en sí del desarrollo de la investigación estadística del problema, estableciendo la población muestral y su estratificación a cada uno de los ciclos urbanos y rurales de la empresa, su evaluación y comparación socioeconómica de las bases estadísticas de la EEMCA, con las bases estadísticas del INEC.

En el capítulo 3, se plantea el plan de reducción de pérdidas urbano y rural, el análisis beneficio costo de los ciclos urbano y rural, análisis consolidado del proyecto y determinación de su viabilidad, análisis del proceso de inversión anual urbana y rural; el plan de recuperación de cartera vencida urbana y rural, cartera vencida incobrible urbana y rural y cartera vencida recuperable.

El capítulo 4, presenta el análisis financiero de la empresa una vez ejecutado el proyecto.

En el capítulo 5, se presentan las conclusiones y recomendaciones.

INTRODUCCIÓN

La Empresa Eléctrica Milagro C.A., desde 1999 ha realizado y ejecutado diversos estudios y programas, para recuperación de pérdidas no técnicas, sin que hasta la presente se haya logrado una efectiva recuperación de sus pérdidas comerciales, a niveles aceptables de operación financiera.

El presente trabajo, analiza las incidencias sociales y económicas de las pérdidas no técnicas de la empresa, para en este contexto, introducir alternativas de tratamientos económicos sectoriales de consumo y la implementación estratégica social y económicamente viable y aceptable para directivos y consumidores del programa de reducción de pérdidas no técnicas.

Las actuales condiciones económicas del país y de las empresas eléctricas en un contexto de mercado competitivo dentro del sector eléctrico estatal establecidas con la entrada en vigencia de la ley eléctrica en septiembre de 2006, obligan a mejorar su operación tanto técnica, comercial y económica.

Por tal razón las empresas eléctricas distribuidoras del país, independientemente de perder parte de sus clientes industriales, entraron en una etapa competitiva del mercado, en distribución y calidad, es decir que se necesitaba establecer un mejor control de costos operativos, inversiones necesarias, para el cambio tecnológico en la distribución de la energía eléctrica y el mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico, y del servicio comercial.

En razón de que hasta la presente los programas de control de pérdidas ejecutados dentro de la Empresa Eléctrica Milagro C.A. no han dado los resultados deseados porque los mismos han sido el resultado de decisiones parches y de montos de inversiones inadecuadas que no han tomado en consideración las condiciones económicas y sociales de la población, se presenta el siguiente trabajo como una alternativa de solución técnica y social, al control de las pérdidas no técnicas de la empresa.

CAPÍTULO I

DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Antecedentes de la investigación

Uno de los pilares del desarrollo agrícola e industrial del cantón Milagro, indudablemente que es desde su fundación en 1881, El Ingenio Azucarero Valdez, en consecuencia, no puede hablarse de la Empresa Eléctrica Milagro C.A., sin dejar de mencionar esa relación intrínseca entre el desarrollo institucional del Ingenio Valdez y el desarrollo social del cantón Milagro, de sus instituciones y sus alrededores, y dentro de esta relación tripartita, no puede dejar de mencionarse, que “el 1 de julio de 1890, fue inaugurada la primera planta de luz eléctrica instalada en la república, por el Ingenio Valdez” y a petición de los moradores del sector don Rafael Valdez, ordenó la instalación de una red de iluminación eléctrica, por las calles de la Ciudad, situación que coloca a Milagro, como la primera ciudad del país, en tener iluminación eléctrica.

La Planta Eléctrica Municipal de Milagro, fue planificada y financiada, por el Concejo Cantonal de 1945, presidida por el señor Sergio Cruz, e instalada, por el Concejo Cantonal de 1946 – 1947, presidida por el señor Antonio Torres, organizada y puesta en marcha, por el Concejo Cantonal de 1948, bajo la presidencia del señor Manuel Antonio Andrade y la Dirección Técnica del Ingeniero Industrial Alfredo Hincapié Segura, cuya administración, instaló y operó los dos primeros motores de generación eléctrica, marca WORTHINGTON, de fabricación norteamericana y con una potencia de 225 HP y generadores General Eléctric de 150 KW cada uno y cuya ubicación, es lo que actualmente ocupa la administración central de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

En 1953, debido al incremento poblacional, el Concejo Cantonal, presidido por el ingeniero Edmundo Valdez Murillo, adquirió un nuevo grupo electrógeno de 400 KW, a la compañía Fritz Witte.

La administración del doctor Carlos Intriago Alvarado, incrementó la capacidad de generación de la planta eléctrica municipal a 1350 KW, con la adquisición de un motor alemán marca MWM, con generador AUG de 650 KW.

En la década de los 50, el servicio eléctrico ecuatoriano, se encontraba diseminado en muchas empresas municipales y debido a que el desarrollo económico y social del país, necesitaba de un ente integrador, que tomase las instalaciones eléctricas municipales del país e implementara un Plan de Electrificación Nacional, con fecha 23 de mayo de 1961, y mediante Decreto Ley de Emergencia No. 24, se creó el Instituto Nacional de Electrificación (INECEL).

Una de las primeras acciones del ente de planificación y desarrollo eléctrico del país, fue la de organizar empresas eléctricas regionales que se desenvuelvan en el sector privado y que actúen bajo la Ley de Compañías.

Con estas consideraciones, con fecha 30 de enero de 1970, ante el Notario Segundo del Cantón Quito, Dr. José Vicente Troya Jaramillo, se funda la Empresa Eléctrica Milagro C.A., con activos que sumaban S/.20'000.000,00 (veinte millones de sucres).

Los accionistas fundadores, fueron por una parte, el Ilustre Consejo Cantonal de Milagro, con el 70% de las acciones y representado por el Sr. Humberto Centanaro Gando, como Presidente del Concejo Cantonal de Milagro y Dr. Eduardo Robayo León, Procurador Síndico y por otra, El Instituto Nacional de Electrificación INECEL, con el 30% de las acciones y representado por el señor ingeniero Francisco Cisneros Pimentel, en calidad de Gerente General de INECEL.

1.1.1 Características actuales de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

Área de Concesión:

En el anexo No.1, se presenta el área de concesión de la Empresa Eléctrica Milagro C.A. que es de 5557 Km², y sirve a 6 provincias:

Provincia del Guayas con 4.396,97 Km², sirviendo los cantones Marcelino Maridueña, El Triunfo, General Antonio Elizalde –Bucay-, Milagro, Naranjal, Naranjito, Simón Bolívar, Yaguachi, y a la zona de El Piedrero.

Provincia de Los Ríos con 198,31 Km², sirviendo a una parte del cantón Babahoyo, en la zona de Febres Cordero.

Provincia de Bolívar con 46,27 Km², sirviendo la zona de Fortuna Alta y Santa Rosa de Agua Clara.

Provincia del Cañar con 624,97 Km², sirviendo a los cantones La Troncal y Cañar.

Provincia del Chimborazo con 19,83 Km², sirviendo al cantón Cumandá y la zona de La Isla.

Provincia del Azuay con 270,42 Km², sirviendo al cantón Molleturo.

Puntos de enlaces con Generadores, Autogeneradores, Grandes Consumidores, Sistema Nacional de Transmisión, y otros distribuidores:

Generadores:

En el año 2004 se terminaron de construir tres puntos de enlace con tres nuevos generadores que generan energía consumiendo biomasa; los generadores se encuentran en los tres principales ingenios de la zona, y son:

San Carlos, ubicado en la Cabecera Cantonal de Marcelino Maridueña, con cuatro generadores con una capacidad de 4, 3, 12 y 16 megavatios.

Valdez, ubicado en la ciudad de Milagro, con dos generadores con una capacidad de 6 y 14 megavatios; y,

Lucega, ubicado en la ciudad de La Troncal, con cuatro generadores con una capacidad de 3, 3, 12 y 15 megavatios.

Grandes Consumidores:

En el año 2004 se incorporaron seis nuevos Grandes Consumidores al sistema de Milagro. Al momento existen siete Grandes Consumidores

Papelera Nacional, PANASA, ubicada en la Cabecera Cantonal de Marcelino Maridueña.

San Carlos, ubicado en la Cabecera Cantonal de Marcelino Maridueña.

Aquamar, ubicado en el cruce de la autopista Durán Boliche y la carretera Durán Tambo, en la parroquia Virgen de Fátima.

Pronaca Bucay, ubicado en el Cantón El Triunfo, en el cruce de la carretera el Triunfo Bucay y el río Chimbo, a 200 metros de la población de Cumandá.

Valdez, ubicado en la ciudad de Milagro;

Ecudos, ubicado en la ciudad de La Troncal.

Codana, ubicado en la ciudad de Milagro.

Sistema Nacional de Transmisión:

Existe un solo punto de entrega y por lo tanto un solo enlace con el sistema nacional de transmisión, ubicado en la subestación Milagro de Transelectric.

Otros Distribuidores.

Existen puntos en los que convergen las líneas de otras empresas distribuidoras aledañas a la Empresa Eléctrica Milagro C.A., pero que no constituyen puntos de enlace con éstas, y son:

EMELGUR: a 69 Kv., Subestación Montero a 13,8 Kv., sector de Casiguana en Yaguachi.

Sector km. 19, vía Durán Boliche.

EMELRÍOS: a 13,8 Kv., sector de Febres Cordero.

EMELORO: a 69 Kv, Subestación Naranjal

Características de subestaciones de poder:

Consta de 12 transformadores de 69/13,8 Kv., con capacidades que oscilan entre el 3,75 a 12 Mva (OA). En el anexo no.2, consta el listado de los mismos con sus características principales.

Características del sistema de subtransmisión:

Consta de líneas aéreas a 69 Kv., construidas usando estructuras tipos suspensión y urbano, dependiendo de la zona que atraviese, o del tipo de plantación que predomine.

Consta de tres líneas principales: Milagro 1, Milagro 2 y Milagro 3, que parten de la subestación de Transelectric, y se reparten luego en 11 líneas, en el anexo No.3, se describen los datos de líneas de subtransmisión.

Características del sistema de alimentadores primarios:

Consta 2.116 Km. de líneas trifásicas y monofásicas que parten desde los secundarios de los transformadores de poder, y están construidas en postera de 11 metros, de hormigón, usando crucetas de hierro galvanizado y conductores hasta el 477 MCM en alimentadoras troncales y mínimo 2 AWG en los ramales monofásicos. El mínimo conductor de neutro es el número 4 AWG.

Transformadores de distribución:

Se ha seguido la norma aplicada por la Ebasco en EMELEC, y posteriormente usada en forma común en la costa del Ecuador, que es el uso de transformadores de distribución monofásicos y redes secundarias monofásicas. Los transformadores de uso normal oscilan entre 5KVA, para clientes aislados; 10 KVA, para sistemas de distribución en redes aisladas; y, hasta 50 KVA, para redes de distribución en centros poblados.

El de mayor adquisición es de la marca Ecuatran.

Redes secundarias:

Las redes secundarias son monofásicas, tipo abierta, con conductor de fase que oscila entre 2 AWG y 4/0; y el neutro mínimo es el número 4.

Por el alto índice de pérdidas de energía se ha normalizando las redes de distribución en el sistema antihurto, con normas realizadas en la EEMCA, en base a la experiencia y en base al desarrollo de los equipos que van evolucionando conforme la Empresa va aumentando su uso y encontrando mejoras a los modelos en uso.

En caso de requerir un servicio trifásico, y dependiendo de la forma de uso de esa carga, se ha normalizado el uso de un segundo transformador en conexión Y abierta, DELTA abierta, y la instalación de un cuarto conductor en la red secundaria.

Acometidas:

Las acometidas a los clientes son monofásicas, y pueden ser de dos o tres hilos, según sea el servicio solicitado: 120 voltios o 120/240 voltios. En caso de requerirse otro tipo de voltaje, existen acometidas de cuatro hilos, para servicios trifásicos.

El calibre normalizado es el 6AWG, con revestimiento TW.

Medidores:

Los medidores de más uso son del tipo monofásico, sobrepuesto, 15 amperios, para un voltaje de 120 voltios.

Existen también los servicios eléctricos que son brindados con medidores tipo socket, a un nivel de 240 voltios, en especial para departamentos en edificios, o en casas de consumo mayor.

En la actualidad se están cambiando los medidores trifásicos analógicos, por medidores tipo electrónicos, y para los clientes industriales se están instalando medidores con capacidad de desplegar curva de carga o de integrar la energía por rangos horarios.

Iluminación Pública:

Consta de 17.486 luminarias instaladas en la zona de concesión, en su mayoría de 175 vatios, las que están siendo reacondicionadas para trabajar con kits de 70 y 100 vatios.

En su gran mayoría son luminarias a vapor de mercurio, y los cambios que se están realizando tienden a disminuir el consumo por luminaria y cambiar de mercurio a sodio de alta presión. En el anexo No.4, se detallan las luminarias instaladas.

Oferta y Demanda:

La Empresa Eléctrica Milagro recibe su energía del sistema nacional de transmisión, a través de la subestación Milagro de 100 Mva. Actualmente existen 3 autogeneradores en la zona, que son los tres ingenios azucareros, quienes generan solamente entre julio y diciembre de cada año.

La oferta de energía se muestra en el anexo No.5, y se observa que a partir del año 2008 es necesario que se realicen mejoras en Transelectric para brindar el servicio eléctrico a Milagro.

Con respecto a la demanda de la empresa, en el anexo No.6, se muestra la distribución de los clientes y sus consumos de energía a 2005 y su proyección a 2014, donde se observa el problema de la Empresa en la recuperación de las pérdidas de energía.

1.2 Problema de investigación

1.2.1 Planteamiento del problema

Como se indicó en el capítulo No.1 numeral 1.1 (antecedentes), INECEL fue creado en 1961, como el ente planificador y desarrollador de las políticas de electrificación ecuatorianas, las cuales incluían el incrementar el índice de electrificación urbano y rural del país, que a 1970 se encontraba en 36.24%. y en 1996, se ubicó en el 74.7%.

Para la ejecución de esta política, INECEL contaba con la participación del 50% de las regalías por cada barril de petróleo vendido, lo que le daba a INECEL, autonomía administrativa y económica, para realizar las inversiones eléctricas que el país requería y que eran realizadas a través de las 20 empresas eléctricas de distribución y por lo tanto la Empresa Eléctrica Milagro C.A., realizaba las inversiones en su área de cobertura, sin tener ningún inconveniente por el desfase tarifario y también porque grandes bloques de energía eléctrica eran vendidas a los industriales a través de la empresa, lo que cubría en parte las pérdidas por transmisión y transformación en sus redes.

El 10 de octubre de 1996, en el registro oficial No.43, se publicó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, ley que sustituyó a la Ley Básica de Electrificación Rural y sus reformas, cambiando progresivamente entre 1996 y 1999 las condiciones de compra y venta del suministro y consumo de energía eléctrica y por ende de las condiciones estratégicas del mercado.

Grandes bloques de energía que se transferían y comercializaban a través de las redes de distribución de la EEMCA, dejaron de ser parte de su comercialización pues pasaron a ser parte del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), bloque que en los actuales momentos representan el 54% de las ventas de la EEMCA.

Así mismo, las condiciones económicas del país se deterioraron con una inflación galopante del 60.7% a finales de los 90', lo que conllevó al cierre bancario de 1999, esta situación debilitó y desequilibró la economía popular.

Las redes de distribución desnudas (fases 2xNo2 ACSR + 1xNo.4 ACSR), construidas en la época administrativa de INECEL, se convirtieron en un bumerán, para la distribución, comercialización y control de pérdidas de la Empresa Eléctrica Milagro C.A., pues las mismas son presa fácil, para la intervención ilegal de las mismas por parte de nuestros "usuarios".

En 1996 la Empresa Eléctrica Milagro C.A., preocupada por el incremento de pérdidas totales en kwh de 21% a 24%, contrató compañías y profesionales de la ingeniería eléctrica, e inició un proceso de revisión de clientes, análisis y verificación de medidores y acometidas, contrastación, cambio de medidores y acometidas, proceso que a julio de 1999, estaba con tendencia a la baja y se encontraba en 23.8%.

Este proceso, fue cortado a inicios de agosto de 1999, a raíz del cambio gubernamental del país, del cambio de autoridades de las empresas eléctricas, y por ende del cambio de autoridades de la Empresa Eléctrica Milagro C.A., que hasta 1996 había estado fuera del manejo político.

Como sustitución al proceso de control de pérdidas anterior, se contrataron nuevas "compañías", para hacer la revisión de clientes, medidores y acometidas en mal estado y establecer los correctivos necesarios. Los resultados de este nuevo proceso, fueron diametralmente opuestos a los esperados, así como también opuestos a los resultados obtenidos en el primer proceso ejecutado entre 1996 hasta finales de 1999, saltando de 23.8% en el promedio anual de 1999, a 32.46% en 2000, 40.54% en 2001 y al máximo promedio anual de 45.26% en abril de 2002.

En el anexo No.7, se presentan las estadísticas de pérdidas de energía total en porcentaje, en el período enero de 1999 a octubre de 2006.

En reciprocidad con la tendencia más o menos estacionaria de las pérdidas de energía en el período 2002 a 2006, la tendencia de los niveles de cartera vencida, se mantienen en 58% de promedio en los últimos 4 años.

En el anexo No.8, se presentan las estadísticas de cartera vencida en porcentaje de los últimos 4 años.

Igualmente, El precio del Kwh generado (Compra) en el País no es el mismo para todos sus clientes, esto deriva en diversos problemas económicos y que inciden en las pérdidas no técnicas que presentan cada una de las distribuidoras de energía en el País.

1.2.2 Formulación del problema de investigación

¿Qué estrategias deberá implementar la Empresa Eléctrica Milagro C.A., para reducir el hurto de energía eléctrica, reducir su cartera vencida, mejorar sus estados financieros y garantizar un servicio confiable y de buena calidad a sus clientes?

1.2.3 Sistematización del problema

¿Cuál es la interrelación que existe entre el ingreso económico alto, medio y bajo de los clientes y sus consumos de energía eléctrica?, Y de éstos cuantos pueden cubrir el costo del consumo de energía?

¿Cuáles son los niveles de cartera vencida y de pérdidas no técnicas por estratos sociales de los clientes de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.?

¿Qué estrategias se deben implementar para reducir las pérdidas no técnicas y los niveles de cartera vencida en la Empresa Eléctrica Milagro C.A.?

¿Cuál sería el planteamiento estratégico – financiero que nos permita eliminar el problema?

1.3 Objetivos de la investigación

1.3.1 Objetivo general

Implementar un programa equilibrado, sustentable y estratégico de reducción de pérdidas económicas no técnicas y de control de la cartera vencida para la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

1.3.2 Objetivo específico

Realizar un análisis estadístico de las bases de datos de consumos históricos de los clientes de la Empresa Eléctrica Milagro C.A., para conocer los valores reales del consumo y pérdida por estrato social.

Desarrollar planes y estrategias de reducción de pérdidas no técnicas, recuperación de cartera vencida y su plan de financiamiento.

1.4 Justificación de la investigación

La investigación estadística aplicada en el presente estudio determinó los niveles de pérdidas no técnicas y de cartera vencida por estrato social. Variables que nos permitieron diseñar los planes correctivos viables desde un punto de vista económico – financiero y técnico que nos permite garantizar un servicio confiable y de buena calidad a los clientes de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

1.5 Marco de referencia

1.5.1 Marco teórico

El objetivo principal de esta investigación, es la de implementar una estrategia para reducir las pérdidas no técnicas (hurto) de la EEMCA, y para ello es

necesario conocer con certeza los niveles de consumo en kilovatios-hora de los clientes de la empresa eléctrica Milagro C.A.

Para conocer con certeza los niveles de consumo, se tenían dos alternativas:

La primera, era la de realizar una encuesta de campo, en la que se debía determinar vía preguntas y visitas domiciliarias a cada uno de los clientes a seleccionar, los niveles de consumo reales y comparar esta información, con los datos de facturación actual para determinar vía análisis estadístico, las pérdidas o hurto de energía eléctrica.

La segunda alternativa, era la de realizar un análisis a las bases de datos históricas de la EEMCA, para en función de ello comparar igualmente con los datos de facturación actual y determinar las pérdidas de energía.

La primera alternativa fue analizada considerando las diferentes encuestas de campo que se realizaban en el momento de desarrollo de este estudio, tanto por parte del gobierno, como de la Empresa Eléctrica Milagro, considerando aquello como una barrera al desarrollo de nuestra tesis, porque podría inferirse un sesgo en las respuestas de los clientes si se ejecutaba una visita domiciliaria, por lo que se desechó esta alternativa.

La segunda alternativa; la de analizar los datos históricos de la empresa, consideramos que era la más conveniente, en el sentido de que se podría analizar con seguridad los datos de consumos reales, eliminando el sesgo que podría introducirse en una encuesta domiciliaria y con el momento político que podría influir en las respuestas solicitadas, la información estadística a verificar

en las bases de datos de la EEMCA, era el valor máximo registrado en el período de análisis desde 1996 a mayo de 2007.

Con esta disyuntiva, y considerando la seguridad de los datos a analizar, se decidió por la segunda alternativa, por la facilidad y seguridad de conseguir los datos.

La razón de analizar estadísticamente los datos de consumo de los clientes de la empresa desde enero de 1996, se basa en que un cliente X que a mayo de 2008 en que la empresa registra una pérdida de energía total de 42.26%, en la mayoría de los casos este cliente X, tiene un consumo en kilovatios-hora menor a su consumo en kilovatios-hora, registrado antes de junio de 1999 en que las pérdidas totales de la empresa se encontraban en 24.35%, lo que nos permitirá comparar el máximo versus el mínimo consumo facturado y establecer por diferencia, la pérdida de energía eléctrica registrada por ese cliente y que se colige como hurto de energía.

Revisiones bibliográficas

Revista Ecos Economía

Es importante señalar aquí las consideraciones que al respecto se han ejecutado en el marco de la problemática de las pérdidas de energía y la problemática social.

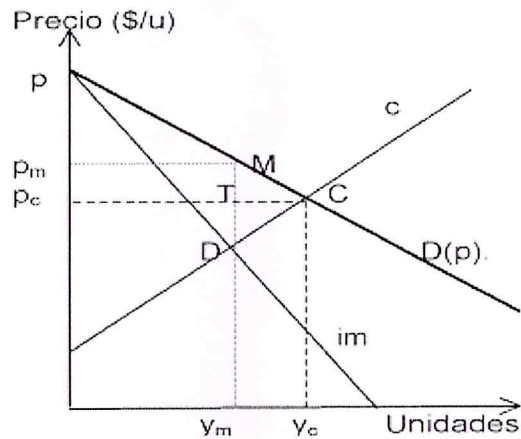
La revista "Ecos de Economía No.18. Medellín, Abril de 2004", realiza un análisis sustancial de la problemática eléctrica latinoamericana y en el "capítulo 1. Aspectos teóricos del monopolio natural", registra:

“El supuesto neoclásico de Pareto de una industria eficiente, que ocurre cuando el precio es igual al costo marginal ($p=c$: punto C de la figura 2.1), no se cumple ante la presencia de imperfecciones y fallas de los supuestos normativos en un determinado mercado. El monopolio maximiza sus beneficios cuando los ingresos marginales (im) son iguales a los costos marginales (c) ($im = c$: punto D), determinándose un precio de monopolio (pm) mayor que el precio competitivo o de eficiencia (pc).”¹

“En la teoría económica, dados los supuestos normativos e ideales teóricos del modelo de competencia perfecta, los agentes económicos (consumidores y productores) que son racionales y eficientes, obtienen beneficios sociales (BS) maximizan al sumar los excedentes económicos del consumidor (EC) y los beneficios de los productores (p).”¹

“En condiciones de monopolio, se reducen los Beneficios Sociales (BS) debido a la pérdida irrecuperable de eficiencia (área MCD) y se transfieren excedentes de los consumidores (EC) a los monopolistas desfavoreciendo el bienestar de los consumidores (área $pmMTpc$)⁸. Los precios de monopolio (pm) superan los precios competitivos (pc) y las cantidades ofrecidas son menores ($ym < yc$) en respuesta a las condiciones de la función de demanda decreciente y elástica del mercado (en la figura 2.1 se registra estas diferencias entre las condiciones de los dos modelos).”

¹ Ecos de Economía No.18, Medellín, Abril de 2004



Precios y cantidades en competencia perfecta (y_c , p_c) y en monopolio (y_m , p_m).
(Tomado de la revista Ecos Economía, Medellín Abril 2004)

Lo expresado por la revista Ecos Economía, explica en cierta forma el problema social de las pérdidas de energía eléctrica, en el sentido de darle una explicación a lo que sucede si no se toman en cuenta las necesidades sociales de la población en el acceso a la energía eléctrica.

En nuestro caso de análisis el plan es medir esa parte de pérdida de energía que se relaciona con los grupos sociales de la población y determinar cuanta de esta energía corresponde a pérdidas por incapacidad de cobertura de sus gastos.

Memorando Económico de Investigación Legislativa - MEIL

El punto 4 del Memorando de Investigación Legislativa No.26 (MEIL) de Wladimir Brborich, en cuanto a su análisis de la tarifa de la dignidad puesta en vigencia por el Gobierno Nacional con fecha 12 de julio de 2007 indica:

“En cuanto a los rangos de consumo, estos se hallan en los pliegos tarifarios de las Empresas Eléctricas de Distribución. Al revisarlos podemos observar (ver

tabla 1), que el 72% de los abonados consumen hasta 130 KWh (promedio nacional 131,8 KWh). Adicionalmente, si observamos la misma distribución según región natural y tomando en consideración los techos de subsidio propuestos por el Gobierno del presidente Correa, en la Costa y en la Amazonía, los abonados sujetos de subsidio (hasta 130 KWh) corresponden el 72,8% y 77,2% respectivamente, mientras que en la Sierra los abonados sujetos a subsidio (hasta 110 KWh) suman un 58,4%.”²

“Al revisar el porcentaje de la población que se beneficiará con el subsidio (hasta 130 Kwh), se observa que más de un 75% de los hogares tendrán derecho al mismo, lo cual está lejos de beneficiar solo al 38% de la población que se encuentra bajo la línea de pobreza. Al correr números más finos, en base a la Encuesta de Condiciones de Vida (ECV), se observa que el nuevo subsidio a la electricidad alcanzará a más del 60% de los abonados a nivel nacional.”²

“En el plano de organización de las empresas distribuidoras de electricidad, el nuevo subsidio podría implicar mayores dificultades financieras. Al aplicar el plan tarifario propuesto por el Gobierno, las empresas dejarían de percibir una porción de sus ingresos, los cuales deberían ser compensados por el gobierno central. Esta situación, si bien se viene dando desde el 2003, cuando las tarifas de suministro eléctrico fueron congeladas, se ha agravado con el nuevo subsidio, sobre todo porque no genera incentivo alguno a reducir las graves pérdidas de energía eléctrica que afectan al sistema nacional interconectado.”²

² MEMORANDO ECONÓMICO DE INVESTIGACIÓN LEGISLATIVA No.26 MEIL, Wladimir Brborich, www.hexagon.com.ec

En sus conclusiones, el mismo autor concluye: “En el Ecuador, debido a las diferencias sociales, regionales y residenciales, los hogares tienen diferentes patrones de demanda de energía eléctrica. Por esta razón, los sectores pobres consumen considerablemente menos que aquellos que están sobre la línea de pobreza. El acceso a la electricidad es importante para asegurar mínimas condiciones de bienestar a la población; es, además, una herramienta básica para incorporar, especialmente a los hogares pobres de las áreas rurales, a la producción y a la educación. Por lo tanto, es importante encontrar mecanismos que aseguren que el servicio eléctrico esté disponible para todos los hogares del país con un precio acorde al nivel de ingreso (acceso universal, basado en una optimización del subsidio).”³

“El instrumento escogido por el gobierno central para reducir el precio de la energía eléctrica es el de la subvención, a través de la “tarifa de la dignidad”. Sin embargo, como se muestra en las tablas y párrafos anteriores, el sistema de subvenciones públicas al consumo de electricidad reproduce las desigualdades sociales que caracterizan a la sociedad ecuatoriana. El nuevo sistema de subvenciones abarca casi al 70% de la población, cuando solo el 38% de la población es considerada pobre. Además, el nuevo sistema de subvenciones no ataca el problema de la escasez de oferta de energía ni los problemas financieros de las distribuidoras y generadoras.”³

Nuestro trabajo trata de establecer los niveles reales de consumos y de facturación actual por quintiles, para verificar sus porcentajes de pérdidas por

³ MEMORANDO ECONÓMICO DE INVESTIGACIÓN LEGISLATIVA No.26 MEIL, Wladimir Brborich, www.hexagon.com.ec

estratos sociales, pero igualmente una vez determinados los consumos por estrato social se determinará con una mayor precisión, los porcentajes de clientes de acuerdo a su consumo que deberían recibir la tarifa de la dignidad.

Desarrollo de la alternativa para conocer los consumos eléctricos por quintil.

El análisis estadístico de la base de datos de la EEMCA, se la ejecutará por muestreo aleatorio estratificado.

Población objetivo

Una población es cualquier colección entera de personas, animales, plantas o cosas de las cuales podríamos recolectar datos, en el caso que nos compete, la población a estudiar, son todos los 109045 clientes registrados por la Empresa Eléctrica Milagro C.A. en toda su área de concesión y que comprende 5557 km² y que cubre a los cantones de:

Milagro, Yaguachi, El triunfo, Naranjal, Naranjito, Bucal, Simón Bolívar y Marcelino Maridueña en la provincia del Guayas.

Troncal en la provincia del Cañar.

Chillanes en la provincia de Bolívar.

Cumandá en la provincia del Chimborazo

Parroquia Febres Cordero en la provincia de los Ríos

Determinación del marco muestral.

Marco muestral.- Es el registro o lista de la población a investigar, en la etapa de planeamiento de una investigación estadística, el tamaño de la muestra es crítica. En la etapa de planeamiento de la investigación estadística, el cuestionamiento del tamaño de muestra (n) es crucial. Por ejemplo, el tamaño de una muestra para seleccionar de una población finita de tamaño N , se fija en: $N^{1/2}+1$, redondeado al número entero más cercano. Obviamente, mientras más grande sea la muestra, mayor será la información relevante que proporciona, y en consecuencia la estimación será más exacta y habrá un mejor criterio estadístico para realizar la prueba de hipótesis.⁴

Todo estudio estadístico lleva implícito la determinación del tamaño muestral para la ejecución del mismo y se deben considerar los siguientes escenarios.

Estudios para determinar parámetros, es decir que pretendemos hacer inferencias a valores poblacionales.

Estudios para contraste de hipótesis, es decir que se pretende comparar si las medias o las proporciones de las muestras son diferentes.

Tamaño muestral

Para la determinación de la muestra a analizar, se tomó como referencia la fórmula descrita por el profesor Hossein Arshan⁴ para una población finita.

⁴ Hossein Arshan.- <http://home.ubalt.edu/ntsbarsh/Business-stat/home.html>

$$n = \frac{N \cdot Z^2 \cdot p \cdot q}{d^2 \cdot (N-1) + Z^2 \cdot p \cdot q}$$

En donde:

N = Población total

Z = valor de la curva normalizada

p = Probabilidad de ocurrencia de un evento, para nuestro caso se tomó el 50%

q = Probabilidad de no ocurrencia = (1 - p) = 50%

d = Precisión o amplitud del intervalo de confianza, para nuestro caso se tomó el 4%.

n = Tamaño muestral.

Estratificación de la muestra

Desde la comida que usted come hasta la televisión que usted ve, desde las elecciones políticas hasta el consejo disciplinario del colegio, muchos aspectos de su vida están controlados y regulados por encuestas sobre muestras.⁵

Una muestra es un grupo de unidades seleccionadas de un grupo mayor (población). Mediante el estudio de una muestra, se espera que proporcione conclusiones válidas sobre el grupo mayor.⁵

La muestra es generalmente seleccionada para ser el objeto de estudio ya que las poblaciones son muy largas para estudiarlas en su totalidad. La muestra debería ser representativa de la población. Esto es normalmente mejor

⁵ Hossein Arshan.- <http://home.ubalt.edu/ntsbarsh/Business-stat/home.html>

alcanzado mediante el muestreo aleatorio. Adicionalmente, antes de recolectar la muestra, es importante que la población sea definida cuidadosa y completamente, incluyendo una descripción de los miembros que la conformaran.⁶

Muestreo Estratificado puede ser utilizado siempre que la población pueda ser particionada en sub poblaciones más pequeñas, cada uno de las cuales es homogénea según las características particulares de interés. Si existen k sub poblaciones y dejamos que N_i denote el tamaño de la sub población i , N denote el tamaño de la población total, y dejamos que n represente el tamaño de la muestra, y deje n_i denotar el tamaño de muestra, entonces seleccionamos una muestra estratificada siempre que escogemos:⁶

$$n_i = n(N_i/N)$$

Muestreo aleatorio

Es probablemente el método de muestreo más usado en la toma de decisiones de hoy en día. Muchas decisiones, por lo tanto, son escogiendo un número dentro de un sombrero o un grano de un barril, estos dos métodos son intentos para alcanzar una selección aleatoria de un conjunto de elementos. Pero, un verdadero muestreo aleatorio debe ser alcanzado con la ayuda de una computadora o de una tabla de números aleatorios de los cuales sus valores son generados por generadores de números aleatorios.⁶

⁶ Hossein Arshan.- <http://home.ubalt.edu/ntsbarsh/Business-stat/home.html>

Un muestreo aleatorio de tamaño n es obtenido de una población de tamaño N .

La estimación balanceada para la varianza de es:

$Var() = S^2(1-n/N)/n$, donde n/N es la fracción de la muestra con respecto a la población. Para proporción de muestra menor a 10%, el factor de corrección para una población finita es $(N-n)/(N-1)$, el cual es casi 1.

Cuartiles, deciles y percentiles

Si un conjunto de datos está ordenado por magnitud, el valor central (o la media de los dos centrales) que divide al conjunto en dos mitades iguales, es la mediana. Extendiendo esa idea, podemos pensar en aquellos valores que dividen al conjunto en cuatro partes iguales. Esos valores, denotados Q_1 y Q_3 , se llaman primer, segundo y tercer cuartiles, respectivamente. El Q_2 coincide con la mediana.

Colectivamente, cuartiles, deciles y percentiles se denominan cuantiles.

Para nuestro estudio en particular, estableceremos los consumos de los estratos sociales por quintiles, de las bases de datos de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

La determinación de los quintiles, se la ejecutó con la siguiente fórmula:

$$Q_n = L1 + (N / 5 + f) / c, \quad \text{en donde:}$$

Q_n = El número del quintil

$L1$ = Límite inferior de la clase.

N = es el número de observaciones

f = frecuencia

c = Ancho de clase

Para la comparación de las bases de datos de la EEMCA, con las bases de datos del INEC, se determinó el consumo promedio anual del quinto quintil del sector familiar de 6 miembros y más y se interpolaron los valores de cada uno de los quintiles y sectores familiares de las bases de datos del INEC.

Análisis de varianza de un factor

Para establecer si existe una correlación o no de las dos bases de datos a analizar; los datos de la EEMCA, con los datos del INEC, se ejecutó un análisis ANOVA de un solo factor, estableciéndose en cada ciclo urbano y rural de la EEMCA analizado, un valor teórico de "F", menor al valor crítico de "F" y por tanto aceptando la hipótesis nula de que existe una relación entre las dos bases de datos y en consecuencia, se infieren los datos del estudio ENIGHU 2003 – 2004 establecido por el INEC, en las bases de datos de la EEMCA.

$$H_0: u_1 = u_2$$

$$H_1: u_1 \neq u_2$$

Si $F_{teórico} \leq F_{crítico}$, Aceptar

Si $F_{teórico} > F_{crítico}$, Rechazar

Análisis Beneficio/Costo

Una vez determinado los quintiles de consumo, facturación y pérdidas se proyectaron las curvas de demanda de cada uno de los ciclos urbanos y rurales

de la empresa, considerando el crecimiento histórico anual del 6%, manteniéndose una brecha del 10% correspondiente a las pérdidas técnicas.

Durante los primeros cinco años de la inversión, se asume que para un quinto de la inversión, se recuperará un quinto de las pérdidas no técnicas.

Las pérdidas que se asume se recuperarán a partir del sexto año de la inversión, es el porcentaje de pérdidas detectadas en cada ciclo analizado, ya que se estima que si no se hace nada, se seguirán manteniendo el porcentaje de pérdidas detectado.

No se toman en cuenta los valores de gastos de operación y mantenimiento en el análisis del proyecto, en razón de que dichos valores se gastarán igual si no se ejecuta el plan.

Con estas consideraciones se determinaron los kilovatios hora consumidos, facturados, perdidos y recuperados.

El precio unitario considerado para la determinación de los valores en dólares consumidos, facturados, perdidos y recuperados, son los precios promedios unitarios de la facturación de mayo de 2007.

La tabla de ingresos (dólares recuperados), de egresos (inversión) y de flujos netos (ingresos – egresos), se establece para los 25 años de vida útil del proyecto.

Con los datos de la tabla anterior, se establecen los siguientes parámetros:

- Valor Actual Neto (VAN), de los ingresos y de los egresos a una tasa interna de retorno del 6.5% anual.

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Valores } i}{(1 + \text{tasa})^i}$$

- Beneficio / Costo = VAN (ingresos) / VAN (egresos)

Si B/C > 1, se acepta el proyecto

Si B/C < 1, se rechaza el proyecto

- TIR = tasa periódica de actualización o capitalización a partir de las cuales obtendremos la tasa nominal o el costo efectivo de la operación financiera.⁷

$$TIR = -I_0 + FC_1 / (1+i)^1 + FC_2 / (1+i)^2 + FC_3 / (1+i)^3 + FC_n / (1+i)^n = 0$$

Donde: I₀ = Inversión inicial FC = Flujo de capital en el año "n"

(1+i)ⁿ = factor simple de capitalización

- Tiempo de recuperación o de desembolso

Se lo ha determinado de dos maneras:

1.- Determinación del tiempo, sin considerar el interés del dinero y se calcula por interpolación:

MATRIZ

$$\begin{array}{cc} X_1 & Y_1 \\ X_n & Y_0 \\ X_2 & Y_2 \end{array} \quad \begin{array}{cc} X_1 - X_n & Y_1 - Y_0 \\ \hline X_1 - X_2 & Y_1 - Y_2 \end{array} = \frac{\quad}{\quad}$$

$$X_n = X_1 + (X_1 - X_2) (Y_1 - Y_0) / (Y_1 - Y_2)$$

2.- Determinación del tiempo de recuperación, considerando el interés del dinero.

$$t = \frac{a}{B/C} \quad , \quad \text{Donde "t" es el tiempo en años, "a" es el período de análisis del proyecto y "B/C" es la relación Beneficio Costo}$$

⁷ MATEMÁTICAS FINANCIERAS PARA TOMA DE DECISIONES EMPRESARIALES, Cesar Aching Guzmán

Información económica que para nuestro caso nos servirá para la evaluación financiera de nuestro proyecto de sustitución de redes de distribución abiertas a redes de distribución antihurto.

Análisis Financiero

El presente apartado intenta proporcionar una perspectiva y enfoque financiero que nos permita orientar con mayor certeza la viabilidad de nuestro proyecto y para ello nos apoyamos en la siguiente bibliografía:

- Fundamentos de Administración Financiera; Scout Besley y Eugene F. Brigham; Doceava edición, Abril 2005, McGraw Hill
- Fundamentos de Administración Financiera; J. Fred Weston y Eugene E. Brigham; Séptima edición, 1988.
- Análisis de la Inversión de Capital para Ingeniería y Administración; Jhon R. Canada, William G. Sullivan y John A. White, segunda edición,

Estimaciones

Es probable que la parte más difícil y costosa de cualquier análisis económico, sea determinar las estimaciones necesarias para completarlo.⁸

La dificultad básica al hacer estimaciones económicas es que es inevitable la predicción de los elementos críticos asociados con la manufactura de un producto o la entrega de un servicio.⁹

⁸ Análisis de la Inversión de Capital para Ingeniería y Administración, John R. Canada-William G. Sullivan, John A. Wite, Segunda edición.

Otra dificultad que existe al producir las estimaciones para los análisis económicos es que son únicos los proyectos más representativos para los cuales se van a hacer las estimaciones. Sin embargo, es posible recopilar datos sobre ciertos resultados anteriores relacionados con los que se van a estimar, ajustarlos y proyectarlos con base en condiciones futuras esperadas.⁹

Cada vez que hay un análisis económico para un nuevo producto o proceso importante, las estimaciones para tal análisis deben ser una parte integral de un proceso de planeación completo. La planeación completa requiere de la participación activa de cuando menos la funciones de mercadotecnia, ingeniería de diseño, manufactura, finanzas y administración principal. Por lo general incluye las siguientes características:⁹

1. Un plan maestro realista para el desarrollo del producto, una fase de pruebas, en la producción y la operación.
2. Un fondo para capital de trabajo y requerimientos de instalaciones.
3. Integración con otros planes de la empresa.
4. Evaluación contra los objetivos de la compañía para posicionamiento en el mercado, volúmenes de venta, utilidades e inversión.
5. Establecimiento de bases sólidas para controles operativos si se adopta el proyecto.

Es obvio que la planeación completa representa costos en tiempo y esfuerzo, pero cuando un producto o proceso nuevo tiene implicaciones importantes para el futuro de una empresa, generalmente es fundamental dedicar una gran cantidad de esfuerzo para terminar la planeación, incluyendo estimaciones para

⁹ Análisis de la Inversión de Capital para Ingeniería y Administración, John R. Canada-William G. Sullivan, John A. Wite, Segunda edición.

el análisis económico, el cual es un resultado parcial de la planeación. Por supuesto, la aplicación de esta regla está limitada por las restricciones de tiempo y talento; sin embargo, seguir la regla tenderá a minimizar el riesgo de tomar decisiones inconvenientes o falta de preparación para poner en práctica los proyectos una vez que se ha tomado la decisión de invertir.¹⁰

Precisión de las estimaciones

Por su naturaleza, las estimaciones o predicciones son evaluaciones de evidencias incompletas que indican lo que puede sucederán el futuro. Se basan en observaciones empíricas de situaciones parcialmente similares o análogas, en las que se aplica la intuición personal que surge de la acumulación de experiencias. O pueden ser las inferencias obtenidas de diversos tipos de datos objetivos disponibles, tales como estadísticas comerciales, resultados de situaciones análogas u observaciones personales.¹⁰

Sin tomar en cuenta la fuente de la información, el usuario de ella debe reconocer que tendrá cierto grado de error. Inclusive el uso de técnicas de estimación formales no eliminará por sí mismo los errores, aunque se espera que los reduzca de algún modo o que al menos proporcione un reconocimiento específico del grado de error previsto.¹⁰

El nivel de detalle y precisión de una estimación debe depender de lo siguiente:

1. la facilidad de estimar lo que se va a calcular;
2. los métodos o técnicas empleadas;

¹⁰ Análisis de la Inversión de Capital para Ingeniería y Administración, John R. Canada-William G. Sullivan, John A. Wite, Segunda edición.

3. la capacidad de quien hace la estimación;
4. el tiempo y el esfuerzo disponibles y justificados por la importancia del estudio;
5. la sensibilidad de los resultados del estudio para la estimación particular.

Fuentes de datos

Las diversas fuentes para obtener la información necesaria y generar estimaciones son demasiado grandes para una enumeración completa. Las siguientes cuatro fuentes principales, ordenadas a grandes rasgos de mayor a menor importancia, se describen en las secciones siguientes:¹¹

1. registros contables;
2. otras fuentes dentro de la empresa;
3. fuentes externas a la empresa;
4. investigación y desarrollo.

Índices analizados

Considerando los parámetros descritos en los párrafos precedentes, se proyectarán los estados de resultados y balance general, tomando como base los estados financieros de la empresa a diciembre de 2007, los resultados del proyecto propuesto y proyecciones en base al comportamiento histórico de la demanda.

¹¹ Análisis de la Inversión de Capital para Ingeniería y Administración, John R. Canada-William G. Sullivan, John A. Wite, Segunda edición.

Razón circulante

La razón circulante es una de las razones más comúnmente usadas para determinar la posición financiera. El uso básico de esta razón es el determinar la habilidad de un negocio de hacer frente a sus obligaciones corrientes con un margen de seguridad para permitir una posible reducción en valor en sus activos circulantes tales como inventarios y cuentas por cobrar. Una razón de 2:1, es generalmente considerada aceptable.¹²

Razón Circulante = Activo Corriente / Pasivo Corriente

Razón de liquidez o “prueba ácida”

Esta razón se usa para medir la capacidad del negocio de hacer frente a sus obligaciones corrientes, mediante el uso de sus activos circulantes. Si el negocio tuviera que parar las ventas hoy, ¿qué activos se pueden convertir inmediatamente en efectivo para pagar sus obligaciones corrientes?.¹²

Razón de liquidez = Disponible / Pasivos circulantes

Razón de endeudamiento

El propósito de esta razón es ayudar a evaluar la capacidad de pagar las obligaciones de corto y largo plazo en condiciones de liquidación. Existen varias razones para expresar el balance entre los fondos prestados por un lado, y la propiedad de fondos por el otro, aquí evaluaremos el total de los pasivos, contra el total de los activos.

¹² FUNDAMENTOS DE ADMINISTRACIÓN FINANCIERA por J. Fred Weston y Eugene E. Brigham. Séptima Edición; Nueva Editorial Interamericana S.A. de C.V.; México D.F., 1988.

Razón de endeudamiento = Pasivos totales / Activos totales

Rendimientos sobre los activos totales

La relación entre el monto anual de ganancia y la inversión hecha para obtener esta ganancia es uno de los fundamentos más básicos de los negocios. Ya que los métodos contables, valorización de activos, políticas de gastos, etc, afectan los componentes de esta relación.¹³

Rendimientos sobre los activos totales = Utilidad Neta / Activos totales.

Margen de utilidad sobre las ventas

Este índice, evalúa la eficiencia de las operaciones es decir señala el efecto sobre las ganancias de las fluctuaciones en el volúmen de ventas y en los precios.

Margen de utilidad sobre las ventas = Utilidad / Ventas

Análisis de sensibilidad

Hay varios procedimientos para describir analíticamente los efectos del riesgo y la incertidumbre en los proyectos de capital.

Los análisis de sensibilidad se efectúan cuando existen condiciones de incertidumbre para uno o más parámetros. Los objetivos de un análisis de sensibilidad son ofrecer a quien toma las decisiones la información relacionada con: 1) el comportamiento de la medición de efectividad económica debido a

¹³ FUNDAMENTOS DE ADMINISTRACIÓN FINANCIERA por J. Fred weston y Eugene E. Brigham. Séptima Edición; Nueva Editorial Interamericana S.A. de C.V.; México D.F., 1988.

errores al estimar diversos valores de los parámetros, y 2) la posibilidad de que se reviertan las preferencias en las alternativas de inversión económica.¹⁴

Para nuestro caso particular, se realizarán análisis de sensibilidad variando la demanda, el precio unitario de compra y el precio unitario de venta en más o menos 5% y 10% de su nominal, para establecer la variación de los valores actuales netos (VAN) y de la tasa interna de retorno (TIR).

1.5.2 Marco conceptual

Acometida.- Conductores eléctricos de cobre o aluminio que proporcionan la energía de las redes de distribución al cliente, pasando por el medidor de energía.

Área de Concesión.- Extensión de terreno delimitado por el CONELEC para la comercialización de la energía eléctrica por parte de cada distribuidora.

Cartera Vencida.- Monto de dinero en dólares que ha sido facturado a los usuarios de la energía eléctrica, pero que no ha podido ser recaudado.

CONELEC.- Consejo Nacional de Electricidad, organismo estatal que regula las políticas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución de la energía eléctrica en el país.

Conexiones Directas.- Conductores eléctricos de cobre o aluminio que proporcionan la energía de las redes de distribución al usuario sin la instalación de un medidor de energía.

¹⁴ Análisis de la Inversión de Capital para Ingeniería y Administración, John R. Canada-William G. Sullivan, John A. Wite, Segunda edición.

Conexiones Ilegales.- Conductores eléctricos de cobre o aluminio que proporcionan la energía de las redes de distribución al usuario sin la instalación de un medidor de energía y realizadas en forma clandestina.

Contrastación.- Término aplicado al ajuste que se realiza a un medidor de energía eléctrica para que registre un consumo real.

Costos de Distribución.- Gastos en los que incurre la distribuidora en la infraestructura de redes primarias y secundarias para entregar la energía eléctrica a sus usuarios de manera confiable, segura y de buena calidad.

Costos de Generación.- Gastos en los que incurre la Generadora para poder producir la energía eléctrica que entregará a las distribuidoras.

Kwh.- Unidad de medida de energía eléctrica, registrada por los medidores y que es igual al producto de una carga de un kilovatio durante el tiempo de una hora.

Medidores.- Equipos mecánicos o electrónico diseñados para registrar el consumo de la energía eléctrica.

MEM.- Mercado Eléctrico Mayorista, organismo gubernamental creado para controlar la venta de energía por parte de los generadores a las distribuidoras, y grandes consumidores.

Pérdidas Técnicas.- Se las define a los consumos de energía que no son registrados por los medidores, y se presentan en todos los sistemas eléctricos por el transporte y transformación de la energía.

Pérdidas no Técnicas.- Se las define a los consumos de energía que no son registrados por los medidores, generalmente son debidas al hurto de energía.

Pliego Tarifario.- Normas establecidas por el CONELEC que determinan el costo del Kwh para los diferentes tipos de consumidores.

1.6 Formulación de la hipótesis y variables

1.6.1 Hipótesis general

Los altos costos de generación y distribución final de la energía eléctrica, y los bajos ingresos salariales, están íntimamente ligados en un 25%, con las pérdidas no técnicas de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

1.6.2 Hipótesis particulares

La falta de concienciación para el buen uso de la energía en nuestros clientes hace que sus consumos sean altos

El costo de las tarifas eléctricas versus los bajos ingresos económicos de la población económicamente activa y las redes de distribución desnudas, hacen que se incrementen los usuarios clandestinos y las pérdidas no técnicas de energía eléctrica en el área concesión de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

El 57% de los clientes urbanos de la Empresa Eléctrica Milagro C.A., tienen conexiones ilegales.

El 30% de los clientes rurales de la Empresa Eléctrica Milagro C.A., tienen conexiones ilegales.

El 25% de las pérdidas totales de la EEMCA, están en el sector urbano del área de concesión de la empresa.

El 9% de las pérdidas totales de la EEMCA, están en el sector rural del área de concesión de la empresa.

1.7 Aspectos metodológicos de la investigación

1.7.1 Tipo de investigación y diseño

El tipo de investigación a realizar, se basará según los siguientes elementos:

Según su finalidad, la investigación será aplicada, pues con el análisis estadístico, se buscará establecer la interrelación entre el ingreso económico, el consumo eléctrico y las pérdidas no técnicas de la EEMCA e inferir sus datos al total de la población y establecer los correctivos para la disminución de las pérdidas de la empresa.

Según su objetivo gnoseológico, nuestra investigación será explicativa, pues realizaremos el análisis de las variables de campo a estudiar, deduciremos los porcentajes de incidencia de éstas variables dentro de las pérdidas no técnicas.

Según su contexto, la investigación será documental, por tanto se analizarán los datos de consumos históricos de la EEMCA para determinar y establecer la realidad estadística de las variables a estudiar.

Según el control de las variables, la investigación será experimental, pues los resultados de este estudio, estarán dirigidos a modificar la realidad económica

de la EEMCA, a través de implementar las estrategias para disminuir pérdidas no técnicas de la EEMCA.

Según su orientación temporal, la investigación, será longitudinal, ya que se investigará la interrelación de las variables: ingreso, consumo eléctrico y pérdidas de energía no técnicas.

1.7.2 Selección de la muestra

Nuestra población está compuesta por la totalidad de los clientes de la Empresa Eléctrica Milagro C.A., urbanos y rurales que a mayo de 2007, son 109,045 distribuidos en un área de concesión de 5,000 Km².

Para la selección de la muestra aleatoria simple, se toma como referencia la fórmula descrita por el Profesor Hossein Arshan¹⁵, para una población finita, para un nivel de confianza del 95% y una probabilidad (p) esperada del 50% .

Oportunidad (q), determinada como el cociente de la probabilidad (1-p).

Precisión o amplitud del intervalo de confianza y que para nuestro caso es del 4%.

Con los parámetros de selección muestral definidos, el tamaño de la muestra aleatoria, seleccionada para nuestro estudio, es de 596 clientes.

Esta cantidad de clientes serán seleccionados mediante el método de números random o aleatorios.

¹⁵ Hossein Arshan.- <http://home.ubalt.edu/ntsbarsh/Business-stat/home.html>

1.7.3 Métodos de investigación

Nuestro método de investigación es básica, aplicada, descriptiva, documental, no experimental y longitudinal.

Nuestra tipo de investigación será realizada mediante el análisis de las bases de datos históricos de la EEMCA, comparados y complementados con los estudios ejecutados por el INEC.

Una vez obtenida la información, aplicaremos el método teórico para procesar la información.

1.7.4 Fuentes y técnicas para recolección de la información

Una de las principales funciones que deben cumplirse antes de establecer un plan de recolección de datos, es determinar con precisión, qué variables vamos a medir, cómo se codifican y procesan en forma de datos.

Para nuestro estudio en particular, las variables que se midieron son: Nivel de consumo real en KWH, facturación actual en KWH y cartera vencida en meses.

Para establecer el consumo real de los clientes a analizarse y a fin de evitar el riesgo del sesgo, por la natural desconfianza de la población en revelar sus costumbres de consumo, se optó por el análisis de las bases de datos históricas de la EEMCA, escogiendo el máximo consumo registrado antes de noviembre de 1999 en el que los niveles de pérdidas estaban en un promedio de 23%.

Respecto de la variable facturación actual, igualmente se tomó el dato de la facturación de mayo de 2007, punto de referencia para nuestro estudio.

La variable cartera vencida en meses, igualmente se tomó de la lectura de las bases de datos de la facturación de mayo de 2007.

1.7.5 Tratamiento de la información

Los datos estadísticos nos permitirán describir, explicar, predecir y modelar las variables en función de la muestra representativa; e inferir a la totalidad de la población, para permitirnos predecir con cierta seguridad los eventos futuros y tomar las decisiones correctas para minimizar pérdidas no técnicas de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

Realizaremos análisis mediante métodos de estadística descriptiva y deductiva acompañado de representaciones gráficas.

Dentro de la estadística descriptiva, se estudiará:

Los valores estadísticos de tendencia central como media (\bar{X}), mediana, moda, a fin de establecer cual de estos valores, es el más significativo, para su inferencia en la totalidad de la población.

Igualmente se determinarán y estudiarán los valores de dispersión como la varianza (S^2) y la desviación estándar (S).

El coeficiente de variación (CV), para establecer cuan representativa es la desviación estándar, respecto de la media.

Coeficiente de Kurtosis, para verificar el grado de achatamiento de la curva.

Se realizarán los histogramas de la muestra seleccionada, para determinar la homogeneidad de la población.

Dentro de la estadística deductiva o inferencial, se determinarán:

El error estándar, para expresar la exactitud de las estimaciones de las características de la población.

El teorema de límite central, y determinar la variable estandarizada (Z) y determinar que tan significativa es la muestra, respecto de una distribución normal y su sesgamiento.

Prueba de hipótesis nula, para determinar si la asunción es falsa o cercana a los datos planteados, para su inferencia.

1.8 Resultados e impactos esperados

El resultado de la investigación y análisis propuesto, es la implementación estratégica de un programa de recuperación de pérdidas económicamente viable y socialmente aceptable, para que en un período aproximado de 5 años, disminuir nuestras pérdidas no técnicas de 42.41% a diciembre de 2006, a un promedio de 10% que representan las pérdidas técnicas.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS, PRESENTACIÓN DE RESULTADOS Y DIAGNÓSTICO.

2.1 Consideraciones generales

2.1.1 Distribución estratificada de la muestra

De acuerdo con lo establecido en el numeral 1.7.2, la muestra poblacional establecida en 596 clientes, se estratifica en proporción a cada ciclo del sistema como se presenta a continuación:

TABLA No.2.1.1.1
EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.
ESTRATIFICACIÓN DE LA MUESTRA
FACTURACIÓN: MAYO DE 2007

DISTRIBUCIÓN DE LA MUESTRA POR CICLO				
Sector	URBANA		RURAL	
	Ciclos	Muestra	Ciclos	Muestra
Milagro	Ciclo 1	23	Ciclo 51	10
	Ciclo 2	22	Ciclo 52	6
	Ciclo 3	18	Ciclo 53	9
	Ciclo 4	33	Ciclo 54	7
	Ciclo 5	14	Ciclo 55	7
	Ciclo 6	11	Ciclo 56	6
	Ciclo 7	15	Ciclo 57	13
	Ciclo 8	16	Ciclo 58	7
	Ciclo 9	11	Ciclo 59	7
	Ciclo 10	22	Ciclo 60	8
Troncal	--	-	Ciclo 61	8
	Ciclo 11	20	Ciclo 70	12
	Ciclo 12	25	Ciclo 71	7
Triunfo			Ciclo 72	3
	Ciclo 13	17	Ciclo 73	9
Naranjal	Ciclo 14	21	Ciclo 74	6
	Ciclo 15	15	Ciclo 85	6
	Ciclo 16	15	Ciclo 86	9
			Ciclo 87	6
Naranjito			Ciclo 88	4
	Ciclo 17	16	Ciclo 76	7
	Ciclo 18	17	Ciclo 77	6
Bucay		Ciclo 78	9	
Bucay	Ciclo 19	17	Ciclo 79	5
Yaguachi	Ciclo 21	17	Ciclo 62	7
S.Bolivar	Ciclo 23	9	Ciclo 63	13
M.Maridueña	Ciclo 25	11	Ciclo 65	2
Especiales	Ciclo 49	-	Ciclo 49	12
	TOTALES	385	211	596

2.1.2 Muestreo aleatorio simple

El escogitamiento de los clientes muestrales, se realizó generando un número aleatorio entre el límite inferior y superior de cada ciclo y por la cantidad muestral estratificada de cada ciclo del sistema; escogitamiento que se lo ejecutó con la ayuda de la herramienta excel "ALEATORIO.ENTRE(límite inferior,límite superior)".

Con el código del cliente seleccionado aleatoriamente y con la herramienta excel "BUSCARV", se seleccionaron los datos principales del cliente como son "tarifa", "nombre" y "ruta".

2.1.3 Base de datos EEMCA

A través del sistema informático de la Empresa Eléctrica Milagro C.A., se obtuvo la base de datos de consumos mensuales de los clientes, desde 1996 hasta mayo de 2007.

Información de consumo que fue insertada en la base de datos de los clientes muestrales seleccionados aleatoriamente.

La decisión de obtener y analizar estadísticamente los consumos de los clientes seleccionados aleatoriamente, se basó en determinar el máximo consumo por quintiles de los ciclos urbanos y rurales de la EEMCA, en el punto de pérdida más bajo el cual es 24.35% en junio de 1999 (ver anexo No.7) y determinar el factor de corrección de consumo, para actualizar y llevar el consumo a mayo de 2007 y ajustar el modelo de análisis de consumo

desarrollado, a las condiciones actuales y que además sirva para las condiciones dinámicas del sistema.

2.1.4 Base de datos INEC

Con la finalidad de establecer correlación estadística entre los datos del estudio de la pobreza ejecutado por INEC en 2004, y la base del estudio de los datos de la EEMCA, se insertó el valor de consumo eléctrico del quinto quintil de ingresos y gastos familiares de 6 miembros y más, en las bases de datos de ingresos y egresos del INEC, y se interpolaron los datos para los restantes quintiles y diferentes variables familiares, del estudio INEC, como se presenta a continuación.

TABLA No.2.1.4.1

HOGARES E INGRESOS CORRIENTES TOTALES ANUALES POR QUINTILES DEL HOGAR, SEGÚN TAMAÑO DEL HOGAR
GASTOS DE LUZ

	QUINTIL 1		QUINTIL 2		QUINTIL 3		QUINTIL 4		QUINTIL 5	
	kwh	Dolares	kwh	Dolares	kwh	Dolares	kwh	Dolares	kwh	Dolares
1 MIEMBRO	0	0	43	2	88	4	92	4	229	23
2 MIEMBROS	62	2	91	4	128	5	185	18	397	40
3 MIEMBROS	107	4	129	5	184	18	258	26	435	43
4 MIEMBROS	119	5	182	18	241	24	317	32	608	61
5 MIEMBROS	140	14	204	20	285	29	399	40	622	62
6 MIEMBROS Y MÁS	190	19	270	27	374	37	514	51	886	89
	103	7	153	13	217	20	294	28	529	53

Fuente: INEC, ENIGHU 2003 - 2004

Igualmente se estableció el cuadro por quintiles de porcentaje de hogares por índices de familia y por quintiles, del ingreso menos los gastos y en el que se determina que el 100% de los hogares del primer quintil del sector costa, no pueden cubrir sus gastos; el 67.6% de los hogares del segundo quintil no pueden cubrir sus gastos; el 56.6% de los hogares del tercer quintil, no pueden cubrir sus gastos, el 28.1% de los hogares del cuarto quintil, no pueden cubrir

sus gastos y por último el 100% de los hogares del quinto quintil, si pueden cubrir sus gastos.

TABLA No.2.1.4.2

HOGARES E INGRESOS CORRIENTES TOTALES ANUALES POR QUINTILES DEL HOGAR, SEGÚN TAMAÑO DEL HOGAR

HOGARES - INGRESOS/GASTOS									
QUINTIL 1		QUINTIL 2		QUINTIL 3		QUINTIL 4		QUINTIL 5	
% (Hogares)	(Ing - Gastos)	% (Hogares)	(Ing - Gastos)	% (Hogares)	(Ing - Gastos)	% (Hogares)	(Ing - Gastos)	% (Hogares)	(Ing - Gastos)
	0		0	3.1%	-41	9.6%	-3		
2.6%	-21	5.3%	-17	10.0%	-19	18.5%	-14		
7.8%	-50	14.7%	-18	18.8%	-13				
17.9%	-44	23.6%	-42	24.7%	-16				
20.1%	-43	24.1%	-11						
51.6%	-28								
100.0%		67.6%		56.6%		28.1%		0.0%	0.0%

Fuente: INEC, ENIGHU 2003 - 2004

2.2 Análisis estadístico de ciclos urbanos, presentación de resultados y diagnóstico

2.2.1 Ciclo 1 Milagro urbano

TABLA No.2.2.1.1

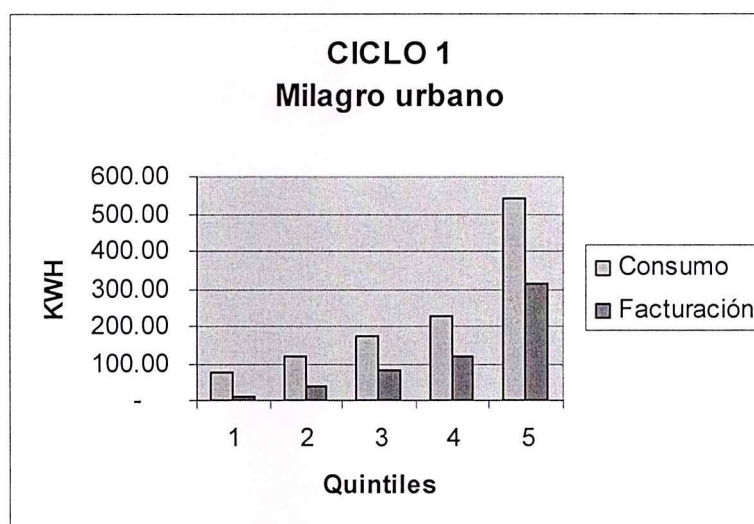
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANÁLISIS DE QUINTILES CICLO 1

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	%FACTURADO	PÉRDIDAS
1	75.92	6.70%	17.48%	82.52%
2	118.33	10.44%	31.03%	68.97%
3	170.41	15.03%	46.04%	53.96%
4	228.71	20.17%	52.51%	47.49%
5	540.51	47.67%	58.13%	41.87%
	1,133.89	100%	49.63%	50.37%

El total de clientes de este ciclo, es de 4270 clientes, de los cuales 854 clientes del primer quintil, 578 del segundo quintil, 484 del tercer quintil y 240 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 49.63% del consumo y existe un 50.42% de pérdidas y del total de clientes el 59% el hurta energía.

GRÁFICO 2.2.1.1



El primer quintil tiene un consumo de 75.92 kwh, de los cuales el 17.48% se factura y el 82.52%, del total de clientes de este quintil es decir 854 clientes sus ingresos no cubren sus gastos y de estos 705 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas obsoletas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 118.33 kwh, se factura el 31.03% y el 68.97% es pérdida, en este segundo quintil, 578 clientes que corresponden al 67.68% del total de clientes del quintil, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos y del total de clientes del quintil, 589 clientes hurtan energía pues las redes eléctricas obsoletas lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 170.41 kwh, se factura el 46.04% y se pierde el 53.96%, el 66.67% de los clientes del segundo quintil no puede cubrir sus gastos es decir 578 clientes y del total de clientes del quintil, el 53.93% que corresponden a 461 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas actuales y obsoletas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 228.71 kwh, se factura el 52.51% y se pierde el 47.49%; el 28.09% de los clientes de este cuarto quintil, esto es 240 clientes no pueden cubrir sus gastos y del total de clientes del quintil, el 47.49% que corresponden a 406 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas actuales y obsoletas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 540.51 kwh, se factura el 58.13% y se pierde el 41.87%, el 100% de los clientes de este quintil, si pueden cubrir sus gastos entonces y de estos el 61.91% que corresponden a 358 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas obsoletas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	72.73%	62.50%	100.00%	0.00%	0.00%
Cartera Vencida Mayor 12	27.27%	0.00%	33.33%	0.00%	0.00%

El análisis de cartera vencida nos indica que solo un 27.27% de los clientes del primer quintil cancelan sus deudas puntualmente, que el 72.72% de los clientes del primer quintil mantienen una deuda pendiente entre dos y doce meses y que el 27.27% de los clientes del primer quintil mantienen su deuda posterior a los doce meses de emitida.

El 37.50% de los clientes del segundo quintil de este primer ciclo, cancelan sus deudas puntualmente, que el 62.5% de estos clientes mantienen una deuda superior a dos meses e inferior a doce meses y que en este segundo quintil, no existen deudas pendientes superior a los doce meses de emitida la factura.

No existe puntualidad en los pagos de sus deudas en el tercer quintil ya que el 100% de los clientes del tercer quintil, tienen deudas pendientes entre 2 y 12 meses y el 33.33% mantienen su deuda posterior a los doce meses.

El cuarto y quinto quintil, mantienen sus pagos de consumo puntualmente.

ANÁLISIS DE VARIANZA "F" DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.1.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
75.92	103.10
118.33	152.96
170.41	216.69
228.71	293.82
540.51	529.46

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	1133.889531	226.777906	34032.5412
INEC	5	1296.029721	259.205944	27924.4918

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	2628.94412	1	2628.94412	0.08486346	0.778222071	5.317655063
Dentro de los grupos	247828.132	8	30978.5165			
Total	250457.076	9				

El valor estadístico de "F" de 0.08486346 es menor al valor crítico de 5.317655063, por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.1.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	226.78	Media	259.21
Error típico	82.50	Error típico	74.73
Mediana	170.41	Mediana	216.69
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	184.48	Desviación estándar	167.11
Varianza de la muestra	34,032.54	Varianza de la muestra	27,924.49
Curtosis	3.18	Curtosis	1.71
Coefficiente de asimetría	1.73	Coefficiente de asimetría	1.31
Rango	464.59	Rango	426.36
Mínimo	75.92	Mínimo	103.10
Máximo	540.51	Máximo	529.46
Suma	1,133.89	Suma	1,296.03
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	229.06	Nivel de confianza(95.0%)	207.49

Media: Es el valor en un agregado, el cual se obtendría si todos los valores fueran iguales; en el presente caso la media para los valores del ciclo 1 de Milagro, es de 226.78 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 259.21.

Mediana: Es el punto medio de la selección, para los datos de EEMCA es de 170.41 kwh y para los valores esperados de INEC es de 216.69 kwh.

Varianza: Es una importante medida de dispersión, el dato para EEMCA, es de 34032.54 y para los datos esperados del INEC, 27924.49.

Desviación estándar: Para un conjunto de datos, aproximadamente el 68% de los datos están contenidos en una desviación estándar con respecto a la media, 95% de los datos caen dentro de dos desviaciones estándar y 97.7% dentro de tres desviaciones estándar con respecto a la media; para nuestros datos la EEMCA tiene una desviación estándar de 184.48 kwh y para los valores esperados de INEC 167.11 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 3.18, cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de 1.71 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.2 Ciclo 2 Milagro urbano

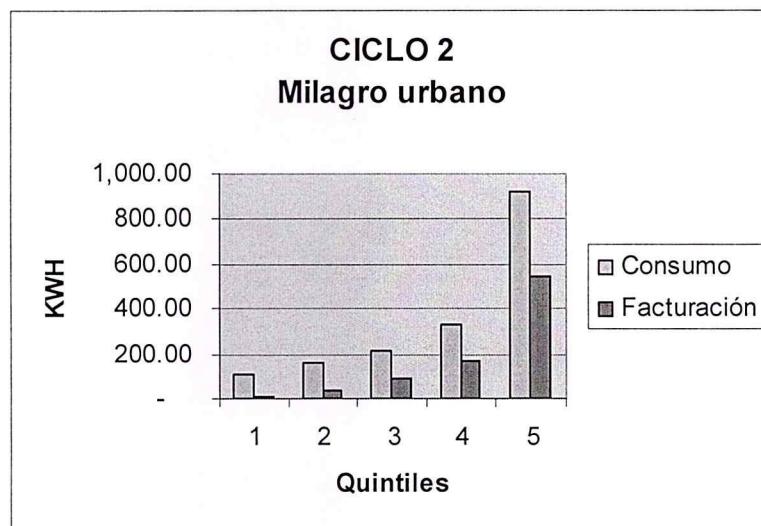
TABLA No. 2.2.2.1

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A. ANALISIS DE QUINTILES CICLO 2				
QUINTILES				
QUINTILES	CONSUMO	%CONSUMO	FACTURADO	PÉRDIDAS
1	108.82	6.26%	8.25%	91.75%
2	163.12	9.38%	23.1%	76.95%
3	217.41	12.50%	42.1%	57.94%
4	330.95	19.03%	50.6%	49.40%
5	918.36	52.82%	59.1%	40.86%
	1,738.65	100%	48.8%	51.2%

El total de clientes de este ciclo, es de 4019 clientes, de los cuales 804 clientes del primer quintil, 544 del segundo quintil, 455 del tercer quintil y 226 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 48.8% del consumo y existe un 51.2% de pérdidas y el 63.38% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.2.1



El primer quintil tiene un consumo de 108.82 kwh, de los cuales el 8.25% se factura y el 91.75% es pérdida, en este quintil, el 100% de los clientes, sus ingresos no cubren sus gastos y de estos, 737 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas obsoletas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 163.12 kwh, se factura el 23.1% y el 76.95% es pérdida, de este quintil el 32.37% esto es 544 clientes no pueden cubrir sus gastos pues sus ingresos y el saldo del quintil, esto es 260 clientes si pueden cubrir sus gastos, del total de clientes del quintil el 76.95% esto es 618 clientes hurtan energía porque las redes eléctricas obsoletas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 217.41 kwh, se factura el 42.1% y se pierde el 57.94%, en este tercer quintil, el 56.64% que corresponden a 455 clientes, sus ingresos no cubren sus gastos y el saldo del quintil esto es 349 clientes sus ingresos si cubren sus gastos; del total de clientes del quintil el 57.94% que corresponde a 466 clientes hurtan energía pues las instalaciones eléctricas obsoletas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 330.95 kwh, se factura el 50.6% y se pierde el 49.4%, del total de clientes de este quintil que corresponde a 804 clientes, el 28.09% esto es 226 clientes sus ingresos no cubren sus gastos y el saldo del quintil esto es 578 clientes sus ingresos si pueden cubrir sus gastos y del total de clientes de este quintil, el 49.40% que corresponde a 397 clientes, hurtan energía porque las instalaciones eléctricas obsoletas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 918.36 kwh, se factura el 59.1% y se pierde el 40.86%, el 100% de los clientes de este quintil y que corresponden a 804 clientes si pueden cubrir sus gastos y de estos el 40.86% que corresponden a 328 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas obsoletas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	57.14%	33.33%	100.00%	0.00%	0.00%
Cartera Vencida Mayor 12	0.00%	16.67%	100.00%	0.00%	0.00%

El 42.86% de los clientes del primer quintil de este ciclo, cancelan puntualmente sus deudas de consumo, el 57.14% de los clientes del primer quintil mantienen una deuda pendiente de entre dos y doce meses posterior a

la emisión de la factura y no existen clientes deudores posterior a los doce meses de emisión de la factura.

El 66.67% de los clientes del segundo quintil cancelan sus deudas a tiempo, el 33.33% de los clientes del segundo quintil mantienen una deuda pendiente entre dos y doce meses y el 16.67% de este segundo quintil, mantiene una deuda pendiente superior a los doce meses.

El 100% de los clientes del tercer quintil son incumplidos en cancelar sus deudas oportunamente ya que el 100% de los clientes de este sector mantienen una deuda pendiente de entre dos y doce meses y el 100% de estos clientes mantienen su deuda pendiente superior a los doce meses de emitida la factura.

El cuarto y quinto quintil de este segundo ciclo si cumplen con sus deudas oportunamente.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.2.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
108.82	148
163.12	211
217.41	276
330.95	425
918.36	900

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	1738.65174	347.7303477	108509.847
INEC	5	1959.81471	391.9629426	91134.3269

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	4891.30612	1	4891.306118	0.04900024	0.83035778	5.31765506
Dentro de los	798576.696	8	99822.08701			
Total	803468.002	9				

El valor estadístico de "F" de 0.04900024 es menor al valor crítico de 5.31765506, por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.2.3

EEMCA		INEC	
Media	347.73	Media	391.96
Error típico	147.32	Error típico	135.01
Mediana	217.41	Mediana	276.46
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación e:	329.41	Desviación e:	301.88
Varianza de l	108,509.85	Varianza de l	91,134.33
Curtosis	3.76	Curtosis	2.72
Coefficiente d	1.91	Coefficiente d	1.65
Rango	809.54	Rango	751.80
Mínimo	108.82	Mínimo	147.77
Máximo	918.36	Máximo	899.57
Suma	1,738.65	Suma	1,959.81
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de conf	409.01	Nivel de conf	374.84

La media para los valores del ciclo 2 de Milagro, es de 347.73 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 391.96.

La mediana para los datos de EEMCA es de 217.41 kwh y para los valores esperados de INEC es de 276.46 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 108509.85 y para los datos esperados del INEC, 91134.33.

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 329.41 kwh y para los valores esperados de INEC 301.88 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 3.76, cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de 2.72 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.3 Ciclo 3 Milagro urbano

TABLA No. 2.2.3.1

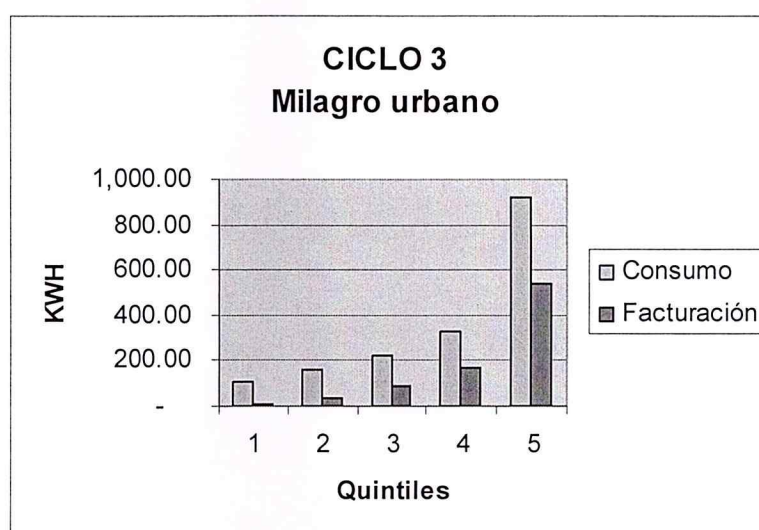
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 3

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	52.53	7.24%	14.4%	85.6%
2	73.95	10.19%	52.0%	48.0%
3	123.12	16.96%	71.2%	28.8%
4	207.19	28.5%	85.6%	14.4%
5	269.06	37.07%	100.0%	0.0%
	725.85	100%	79.9%	20.1%

El total de clientes de este ciclo, es de 3347 clientes, de los cuales 669 clientes del primer quintil, 453 del segundo quintil, 379 del tercer quintil y 188 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 79.9% del consumo y existe un 20.1% de pérdidas y el 35.37% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.3.1



El primer quintil tiene un consumo de 52.53 kwh, de los cuales el 14.4% se factura y el 85.6% es pérdida, de los clientes de este primer quintil 669 clientes y que correspondientes al 100%, sus ingresos no cubren sus gastos y de estos 573 clientes que corresponden al 85.60% hurtan energía porque las redes eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 73.95 kwh, se factura el 52.0% y el 48.00% es pérdida, en este sector el 67.63% que corresponden a 453 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos y el saldo, esto es 217 clientes correspondientes al 32.37% del quintil sí pueden cubrir sus gastos y del total de

clientes del quintil, el 48.01% que corresponden a 321 clientes hurtan energía porque las redes eléctricas obsoletas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 123.12 kwh, se factura el 71.2% y se pierde el 28.81%, en este quintil, 379 clientes que corresponden al 56.64%, sus ingresos no cubren sus gastos y el saldo del quintil esto es 290 clientes si pueden cubrir sus gastos y del total de clientes, el 28.81% que corresponden a 193 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 207.19 kwh, se factura el 85.6% y se pierde el 14.40%, de este cuarto quintil 188 clientes que corresponden al 28.09% sus ingresos no pueden cubrir sus gastos y el saldo esto es 481 clientes sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 14.41% que corresponde a 96 clientes hurtan energía porque las redes eléctricas obsoletas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 269.06 kwh, se factura el 100,00% y no se registran pérdidas; en este quintil el 100% de los clientes si pueden cubrir sus gastos, no se registran clientes que hurten energía.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	87.50%	100.00%	50.00%	100.00%	33.33%
Cartera Vencida Mayor 12	37.50%	66.67%	0.00%	50.00%	0.00%

El 12.50% de los clientes del primer quintil de este ciclo tres si cumplen adecuadamente con sus deudas de consumo eléctrico, el 87.50% de los

clientes de este primer quintil mantienen una deuda pendiente de entre dos y doce meses.

El 100% de los clientes del segundo quintil de este ciclo incumplen con sus pagos de consumo ya que este 100% de clientes mantiene una deuda pendiente de entre dos y doce meses, el 66.67% de los clientes mantiene una deuda pendiente superior a los doce meses es decir que el 33.33% de los clientes canceló sus deudas pendientes de entre dos y doce meses.

El 50% de los clientes del tercer quintil, cancelan puntualmente sus deudas de consumo, el otro 50% de los clientes de este tercer quintil mantienen una deuda pendiente de entre dos y doce meses y no existen deudores de este tercer quintil para deudas pendientes superiores a doce meses.

El 100% de los clientes del cuarto quintil son incumplidos con sus deudas ya que los mismos mantienen sus deudas pendientes entre dos y doce meses y el 50% de los clientes mantiene sus deudas pendientes superiores a doce meses.

El 66.67% de los clientes del quinto quintil si cumplen con el pago de sus deudas de consumo puntualmente, el 33.33% de los clientes de este quintil mantienen una deuda pendiente de entre dos y doce meses y no existen clientes deudores en cartera superior a los doce meses.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC
ANOVA

TABLA No. 2.2.3.2

PRUEBA F		
EEMCA	INEC	
52.53	71	
73.95	96	
123.12	157	
207.19	266	
269.06	264	

Ho = m1 = m2

H1: m1 ≠ m2

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	725.84672	145.169344	8333.76075
INEC	5	853.205963	170.641193	8362.46007

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	1622.03767	1	1622.03767	0.19429998	0.67103035	5.31765506
Dentro de los grupos	66784.8833	8	8348.11041			
Total	68406.9209	9				

El valor estadístico de “F” de 0.1942998 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios de las bases de datos de la EEMCA correspondientes al ciclo 3, están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.3.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	145.17	Media	170.64
Error típico	40.83	Error típico	40.90
Mediana	123.12	Mediana	156.56
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	91.29	Desviación estándar	91.45
Varianza de la muestra	8,333.76	Varianza de la muestra	8,362.46
Curtosis	-1.70	Curtosis	-2.87
Coefficiente de asimetría	0.53	Coefficiente de asimetría	0.15
Rango	216.52	Rango	194.83
Mínimo	52.53	Mínimo	71.34
Máximo	269.06	Máximo	266.17
Suma	725.85	Suma	853.21
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza	113.35	Nivel de confianza	113.55

La media para los valores del ciclo 3 de Milagro, es de 145.17 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 170.64 kwh

La mediana para los datos de EEMCA es de 123.12 kwh y para los valores esperados de INEC es de 156.56 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 8333.76 y para los datos esperados del INEC, 8362.46.

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 91.29 kwh y para los valores esperados de INEC 91.45 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de - 1.70 cuyo valor negativo nos indica que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

El valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de - 2.87 el cual nos indica también que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

2.2.4 Ciclo 4 Milagro urbano

TABLA No. 2.2.4.1

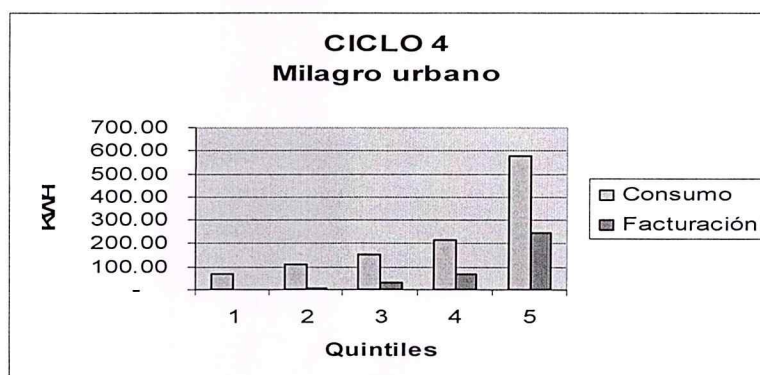
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 4

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	% CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	69.35	6.15%	3.96%	96.04%
2	109.61	9.72%	7.93%	92.07%
3	155.36	13.77%	19.84%	80.16%
4	215.75	19.12%	32.36%	67.64%
5	578.08	51.24%	42.03%	57.97%
	1,128.16	100%	31.5%	68.5%

El total de clientes de este ciclo, es de 5980 clientes, de los cuales 1196 clientes del primer quintil, 809 del segundo quintil, 677 del tercer quintil y 336 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 31.5% del consumo y existe un 68.5% de pérdidas, el 78.78% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.4.1



El primer quintil tiene un consumo de 69.35 kwh, de los cuales el 3.96% se factura y el 96.04% es pérdida, en este primer quintil de este ciclo 4, el 100% de los clientes y que corresponden a 1196 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos y de estos el 96.04% que corresponden a 1149 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas obsoletas lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 109.61 kwh, se factura el 7.93% y el 92.07% es pérdida, en este quintil 809 clientes que corresponden al 67.73% sus ingresos no pueden cubrir sus gastos y del total de clientes del quintil el 92.07% que corresponden a 1191 clientes, hurtan energía porque las redes eléctricas obsoletas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 155.36 kwh, se factura el 19.84% y se pierde el 80.16%, en este quintil 677 clientes que corresponden al 56.64%, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos y del total de clientes del quintil, el 80.16% que corresponden a 959 clientes hurtan energía porque las redes eléctricas obsoletas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 215.75 kwh, se factura el 32.36% y se pierde el 67.64%, de los clientes de este quintil, 336 clientes correspondientes al 28.09% no pueden cubrir sus gastos y del total de clientes del quintil, el 67.64% que corresponde a 809 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas obsoletas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 578.08 kwh, se factura el 42.03% y se pierde el 57.97%, en este quintil el 100% de los clientes sus ingresos si pueden cubrir sus gastos y del total de clientes del quintil, el 57.97%

que corresponden a 693 clientes hurtan energía porque las redes eléctricas obsoletas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	72.22%	83.33%	100.00%	0.00%	100.00%
Cartera Vencida Mayor 12	38.89%	58.33%	100.00%	0.00%	100.00%

El 27.78% del primer quintil de este ciclo 4 si paga puntualmente sus deudas de consumo, el 72.22% de los clientes mantiene una deuda pendiente de entre dos y doce meses, el 38.89% de los clientes mantiene una deuda pendiente superior a los doce meses es decir que el 61.11% de los clientes canceló sus deudas de entre dos y doce meses.

El 16.67% de los clientes del segundo quintil de este ciclo si cancelan puntualmente sus deudas de consumo, el 83.33% de los clientes de este quintil mantienen sus deudas pendientes de entre dos y doce meses y el 58.33% de los clientes mantienen su deuda pendiente superior a doce meses es decir que el 41.67% de los clientes deudores cancelaron sus deudas pendientes de entre dos y doce meses.

El 100% de los clientes del tercer quintil de este ciclo son incumplidos y mantienen sus deudas pendientes entre dos y doce meses y superiores a doce meses los mismos 100% de este quintil.

El 100% de los clientes del cuarto quintil de este ciclo si son cumplidos con sus deudas de consumo y no mantienen deudas pendientes.

El 100% de los clientes del quinto quintil de este ciclo son incumplidos y mantienen sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y superiores a los doce meses.

ANÁLISIS DE VARIANZA "F" DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.4.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
69.35	94
109.61	142
155.36	198
215.75	277
578.08	566

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	1128.16136	225.632272	41785.3497
INEC	5	1276.85338	255.370676	34843.4968

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	2210.93165	1	2210.93165	0.05770494	0.81620193	5.31765506
Dentro de los grupos	306515.386	8	38314.4232			
Total	308726.318	9				

El valor estadístico de "F" de 0.05770494 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 4 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.4.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	225.63	Media	255.37
Error típico	91.42	Error típico	83.48
Mediana	155.36	Mediana	197.55
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	204.41	Desviación estándar	186.66
Varianza de la muestra	41,785.35	Varianza de la muestra	34,843.50
Curtosis	3.62	Curtosis	2.50
Coefficiente de asimetría	1.86	Coefficiente de asimetría	1.55
Rango	508.73	Rango	472.08
Mínimo	69.35	Mínimo	94.18
Máximo	578.08	Máximo	566.26
Suma	1,128.16	Suma	1,276.85
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza	253.81	Nivel de confianza	231.77

La media para los valores del ciclo 4 de Milagro, es de 225.63 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 255.37 kwh

La mediana para los datos de EEMCA es de 155.36 kwh y para los valores esperados de INEC es de 197.55 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 41785.35 y para los datos esperados del INEC, 34843.5

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 204.41 kwh y para los valores esperados de INEC 186.66 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 3.62, cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC,

es de 2.50 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.5 Ciclo 5 Milagro urbano

TABLA No. 2.2.5.1

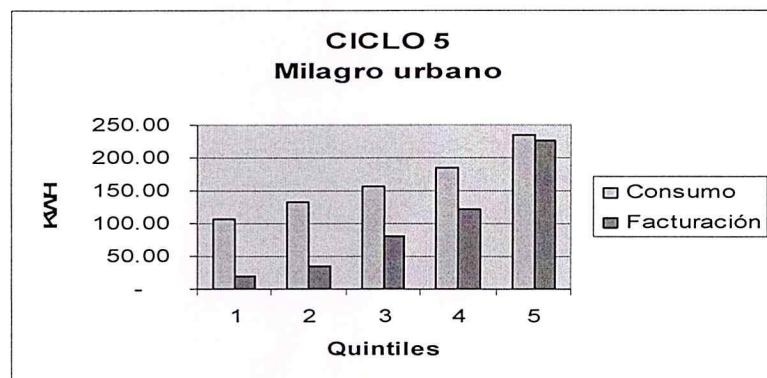
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 5

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	107.01	13.13%	18.74%	81.26%
2	132.44	16.26%	26.75%	73.25%
3	156.22	19.17%	51.07%	48.93%
4	184.93	22.70%	65.67%	34.33%
5	234.14	28.74%	96.57%	3.43%
	814.75	100%	59.3%	40.7%

El total de clientes de este ciclo, es de 2533 clientes, de los cuales 507 clientes del primer quintil, 343 del segundo quintil, 287 del tercer quintil y 142 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 59.3% del consumo y existe un 40.7% de pérdidas y el 48.24% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.5.1



El primer quintil tiene un consumo de 107.01 kwh, de los cuales el 18.74% se factura y el 81.26% es pérdida, en este quintil, 507 clientes correspondientes al 100%, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos y del total del quintil el 81.26% que corresponden a 412 clientes hurtan energía porque las redes eléctricas obsoletas lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 132.44 kwh, se factura el 26.75% y el 73.25% es pérdida, en este quintil 343 clientes que corresponden al 67.63%, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total del quintil, el 73.25% que corresponden a 371 clientes hurtan energía porque las redes eléctricas obsoletas lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 156.22 kwh, se factura el 51.07% y se pierde el 48.93%, en este quintil, 287 clientes correspondientes al 56.64%, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos y del total de clientes del quintil, el 48.93% que corresponden a 248 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas obsoletas lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 184.93 kwh, se factura el 65.67% y se pierde el 34.33%, en este quintil, 142 clientes correspondientes al 28.09%, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos y del total de clientes del quintil, el 34.33% que corresponden a 174 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas obsoletas lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 234.14 kwh, se factura el 96.57% y se pierde el 3.43%, el 100% de los clientes de este quintil, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del

quintil, el 3.43% de clientes que corresponden a 17 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas obsoletas lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	100.00%	50.00%	40.00%	75.00%	50.00%
Cartera Vencida Mayor 12	0.00%	0.00%	20.00%	75.00%	0.00%

El 100% de los clientes del primer quintil de este ciclo son incumplidos con sus deudas de consumo y mantienen su deuda pendiente de pago entre dos y doce meses pero no existen clientes deudores superiores a los doce meses.

El 50% de los clientes del segundo quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus deudas de consumo y el otro 50% de los clientes de este segundo quintil son incumplidos y mantienen una deuda pendiente de entre dos y doce meses pero no existen clientes deudores superiores a doce meses.

El 60% de los clientes del tercer quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus deudas de consumo, el 40% restante mantiene una deuda pendiente de pago entre dos y doce meses y el 20% de los clientes mantienen sus deudas superiores a los doce meses es decir que el 20% de los deudores cancelaron sus deudas de entre dos y doce meses.

El 25% de los clientes del cuarto quintil de este ciclo si son cumplidos con el pago puntual de sus consumos eléctricos y el 75% restante, mantiene una deuda pendiente de entre dos y doce meses y estos mismos 75% de clientes mantiene su deuda posterior a los doce meses.

El 50% de los clientes del quinto quintil si son cumplidos con sus pagos puntuales y el 50% restante mantienen una deuda pendiente de entre dos y doce meses pero no existen deudores superiores a los doce meses.

ANÁLISIS DE VARIANZA "F" DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.5.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
107.01	145
132.44	171
156.22	199
184.93	238
234.14	301

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	814.7494176	162.949884	2414.1944
INEC	5	1053.537247	210.707449	3704.4619

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	5701.96273	1	5701.96273	1.86379573	0.20933945	5.31765506
Dentro de los grup	24474.6252	8	3059.32815			
Total	30176.5879	9				

El valor estadístico de "F" de 1.86379573 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 5 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.5.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	162.95	Media	210.71
Error típico	21.97	Error típico	27.22
Mediana	156.22	Mediana	198.65
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	49.13	Desviación estándar	60.86
Varianza de la muestra	2,414.19	Varianza de la muestra	3,704.46
Curtosis	-0.15	Curtosis	-0.07
Coefficiente de asimetría	0.59	Coefficiente de asimetría	0.75
Rango	127.13	Rango	155.47
Mínimo	107.01	Mínimo	145.32
Máximo	234.14	Máximo	300.79
Suma	814.75	Suma	1,053.54
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%	61.01	Nivel de confianza(95.0%)	75.57

La media para los valores del ciclo 5 de Milagro, es de 162.95 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 210.71 kwh

La mediana para los datos de EEMCA es de 156.22 kwh y para los valores esperados de INEC es de 198.65 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 2414.19 y para los datos esperados del INEC, 3704.46

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 49.13 kwh y para los valores esperados de INEC 60.86 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de – 0.15 cuyo valor negativo nos indica que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

El valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de -0.07 el cual nos indica también que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

2.2.6 Ciclo 6 Milagro urbano

TABLA No. 2.2.6.1

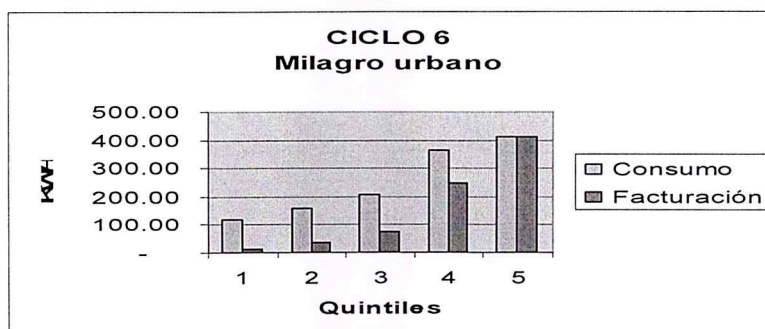
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 6

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	120.90	9.58%	11.00%	89.00%
2	158.98	12.60%	22.67%	77.33%
3	206.85	16.40%	37.33%	62.67%
4	363.50	28.81%	68.00%	32.00%
5	411.36	32.61%	100.00%	0.00%
	1,261.59	100%	62.2%	37.8%

El total de clientes de este ciclo, es de 2028 clientes, de los cuales 406 clientes del primer quintil, 274 del segundo quintil, 230 del tercer quintil y 114 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 62.2% del consumo y existe un 37.8% de pérdidas y el 52.20% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.6.1



El primer quintil tiene un consumo de 120.90 kwh, de los cuales el 11.00% se factura y el 89.00% es pérdida, en este quintil, 406 clientes correspondientes al 100%, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos y del total del quintil el 89.00% que corresponden a 361 clientes hurtan energía porque las redes eléctricas obsoletas lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 158.98 kwh, se factura el 22.67% y el 77.33% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 274 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 77.33% que corresponden a 314 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 206.85 kwh, se factura el 37.33% y se pierde el 62.67%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 230 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 62.67% que corresponden a 254 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 363.50 kwh, se factura el 68.00% y se pierde el 32.00%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 114 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 32.00% que corresponden a 130 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 411.36 kwh, se factura el 100.00% y no se registran pérdidas en este quintil.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	50.00%	66.67%	100.00%	0.00%	66.67%
Cartera Vencida Mayor 12	0.00%	33.33%	0.00%	0.00%	33.33%

El 50% del primer quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus pagos de consumo y el 50% restante mantiene una deuda pendiente de entre dos y doce meses pero no existen clientes deudores superiores a los doce meses.

El 33.33% de los clientes del segundo quintil de este ciclo si cumplen con sus pagos puntuales y el 66.67% restante mantiene una deuda pendiente de entre dos y doce meses y de estos el 33.33% restante mantiene sus deudas pendientes superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del tercer quintil son incumplidos con sus compromisos de consumo y mantienen sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses pero no existen deudores superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del cuarto quintil si son cumplidos con sus compromisos de consumo y no existen deudores.

El 33.33% de los clientes del quinto quintil si son cumplidos con sus pagos de consumo y el 66.67% restante mantiene su deuda pendiente de pago entre dos y doce meses y de estos el 33.33% mantiene sus desudas superiores a los doce meses.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC
ANOVA

TABLA No. 2.2.6.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
120.90	164
158.98	206
206.85	263
363.50	467
411.36	528

$H_0 = m_1 = m_2$

$H_1: m_1 \neq m_2$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	1261.588649	252.31773	16426.3736
INEC	5	1628.138062	325.627612	26381.4908

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los		Probabilidad para F	Valor crítico para F
			cuadrados	F		
Entre grupos	13435.8472	1	13435.8472	0.62772798	0.45104275	5.31765506
Dentro de los grup	171231.458	8	21403.9322			
Total	184667.305	9				

El valor estadístico de “F” de 0.62772798 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 6 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.6.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	252.32	Media	325.63
Error típico	57.32	Error típico	72.64
Mediana	206.85	Mediana	263.02
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	128.17	Desviación estándar	162.42
Varianza de la muestra	16,426.37	Varianza de la muestra	26,381.49
Curtosis	-2.57	Curtosis	-2.62
Coefficiente de asimetría	0.44	Coefficiente de asimetría	0.48
Rango	290.46	Rango	364.27
Mínimo	120.90	Mínimo	164.18
Máximo	411.36	Máximo	528.46
Suma	1,261.59	Suma	1,628.14
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	159.14	Nivel de confianza(95.0%)	201.68

La media para los valores del ciclo 6 de Milagro, es de 252.32 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 325.63 kwh

La mediana para los datos de EEMCA es de 206.85 kwh y para los valores esperados de INEC es de 263.02 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 16426.37 y para los datos esperados del INEC, 26381.49

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 128.17 kwh y para los valores esperados de INEC 162.42 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de - 2.57 cuyo valor negativo nos indica que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

El valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de - 2.62 el cual nos indica también que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

2.2.7 Ciclo 7 Milagro urbano

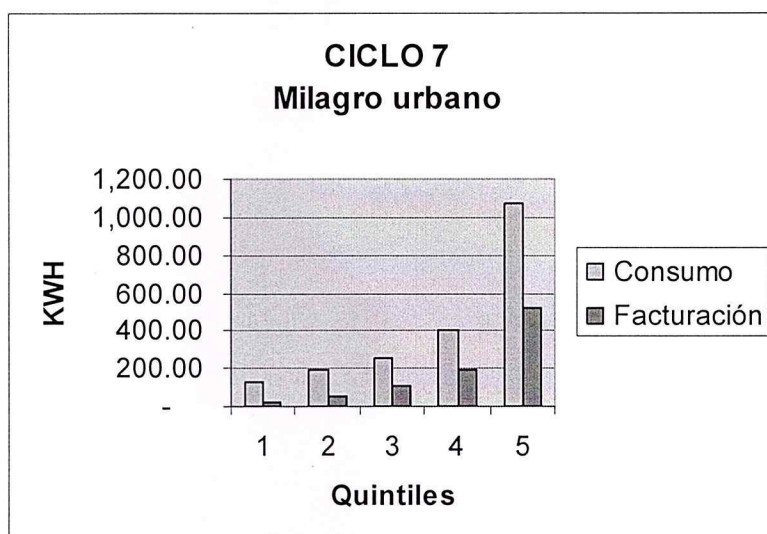
TABLA No. 2.2.7.1
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 7

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	131.00	6.41%	14.60%	85.40%
2	190.79	9.34%	29.20%	70.80%
3	250.57	12.26%	41.37%	58.63%
4	403.35	19.74%	46.24%	53.76%
5	1,067.62	52.25%	48.67%	51.33%
	2,043.33	100%	43.3%	56.7%

El total de clientes de este ciclo, es de 2689 clientes, de los cuales 538 clientes del primer quintil, 364 del segundo quintil, 305 del tercer quintil y 151 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 43.3% del consumo y existe un 56.7% de pérdidas y el 63.98 de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.7.1



El primer quintil tiene un consumo de 131.00 kwh, de los cuales el 14.60% se factura y el 85.40% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 538 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 85.40% que corresponden a 459 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 190.79 kwh, se factura el 29.20% y el 70.80% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 364 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 70.80% que corresponden a 381 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 250.57 kwh, se factura el 41.37% y se pierde el 58.63%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 305 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 58.63% que corresponden a 315 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 403.35 kwh, se factura el 46.24% y se pierde el 53.76 %, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 151 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 53.76% que corresponden a 289 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 1067.62 kwh, se factura el 48.67% y se pierde el 51.33%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 538 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 51.33% que corresponden a 276 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	50.00%	66.67%	0.00%	100.00%	0.00%
Cartera Vencida Mayor 12	10.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

El 50% de los clientes del primer quintil de este ciclo 7 si son cumplidos puntualmente con sus compromisos de consumo, el 50% restante mantiene sus deudas pendientes entre dos y doce meses y de estos el 10% mantiene sus deudas pendientes superiores a los doce meses.

El 33.33% de los clientes del segundo quintil si cancelan puntualmente sus consumos y el 66.67% restante mantiene sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses pero no existen clientes deudores superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del tercer quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus compromisos de consumo y no existen deudas pendientes que cancelar.

El 100% de los clientes del cuarto quintil son incumplidos en el pago de sus consumos y mantienen sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses pero no existen clientes con deudas pendientes superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del quinto quintil si cumplen puntualmente con sus compromisos de consumo y no existen clientes con deudas pendientes de pago.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC
ANOVA

TABLA No. 2.2.7.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
131.00	178
190.79	247
250.57	319
403.35	518
1,067.62	1372

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	2043.32818	408.665636	145953.447
INEC	5	2632.821524	526.564305	239296.227

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad para F	Valor crítico para F
Entre grupos	34750.2403	1	34750.2403	0.18040374	0.68221925	5.31765506
Dentro de los gru	1540998.7	8	192624.837			
Total	1575748.94	9				

El valor estadístico de "F" de 0.18040374 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 7 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.7.3

EEMCA		INEC	
Media	408.67	Media	526.56
Error típico	170.85	Error típico	218.77
Mediana	250.57	Mediana	318.62
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	382.04	Desviación estándar	489.18
Varianza de la muestra	145,953.45	Varianza de la muestra	239,296.23
Curtosis	3.58	Curtosis	3.62
Coficiente de asimetría	1.87	Coficiente de asimetría	1.89
Rango	936.62	Rango	1,193.62
Mínimo	131.00	Mínimo	177.90
Máximo	1,067.62	Máximo	1,371.51
Suma	2,043.33	Suma	2,632.82
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	474.36	Nivel de confianza(95.0%)	607.40

La media para los valores del ciclo 7 de Milagro, es de 407.67 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 526.56 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 250.57 kwh y para los valores esperados de INEC es de 318.62 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 145953.45 y para los datos esperados del INEC 239296.23

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 382.04 kwh y para los valores esperados de INEC 489.18 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 3.58, cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de 3.62 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.8 Ciclo 8 Milagro urbano

TABLA No. 2.2.8.1

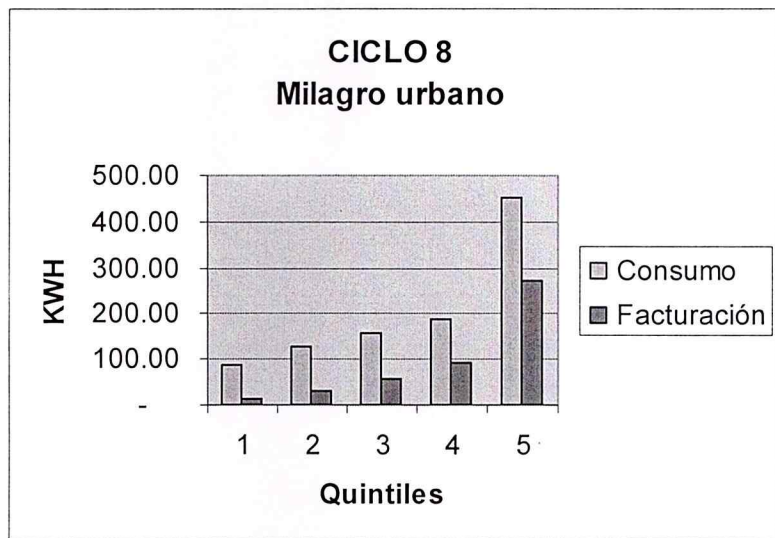
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 8

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	88.39	8.66%	14.90%	85.10%
2	128.89	12.63%	22.60%	77.40%
3	159.74	15.65%	34.46%	65.54%
4	190.60	18.68%	47.28%	52.72%
5	452.85	44.38%	60.10%	39.90%
	1,020.48	100%	45.0%	55.0%

El total de clientes de este ciclo, es de 2851 clientes, de los cuales 570 clientes del primer quintil, 386 del segundo quintil, 323 del tercer quintil y 160 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 45.0% del consumo y existe un 55.0% de pérdidas y el 64.13% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.8.1



El primer quintil tiene un consumo de 88.39 kwh, de los cuales el 14.90% se factura y el 85.10% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 570 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 85.10% que corresponden a 485 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 128.89 kwh, se factura el 22.60% y el 77.40% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 386 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de

consumo y del total de clientes del quintil, el 77.40% que corresponden a 441 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 159.74 kwh, se factura el 34.46% y se pierde el 65.54%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 323 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 65.54% que corresponden a 374 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 190.60 kwh, se factura el 47.28% y se pierde el 52.72 %, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 160 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 52.72% que corresponden a 301 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 452.85 kwh, se factura el 60.10% y se pierde el 39.90%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 570 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 39.90% que corresponden a 228 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	75.00%	77.78%	100.00%	0.00%	0.00%
Cartera Vencida Mayor 12	25.00%	44.44%	50.00%	0.00%	0.00%

El 25% de los clientes del primer quintil de este ciclo 8 si cumplen puntualmente con sus compromisos de consumo y el 75% restante mantiene

sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y de estos el 25% mantiene sus deudas pendientes de pago superiores a los doce meses.

El 22.22% de los clientes del segundo quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus compromisos de consumo y el 77.78% restante, mantiene sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y de estos el 44.44% mantiene sus deudas pendientes de pago superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del tercer quintil son incumplidos con sus compromisos de consumo y de estos el 50% mantiene sus deudas pendientes superiores a los doce meses.

El cuarto y quinto quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus compromisos de consumo y no existen clientes deudores.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.8.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
88.39	120
128.89	167
159.74	203
190.60	245
452.85	582

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	1020.480093	204.096019	20768.0372
INEC	5	1316.388338	263.277668	33811.7012

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	8756.1689	1	8756.1689	0.32085786	0.58662772	5.31765506
Dentro de los grupos	218318.953	8	27289.8692			
Total	227075.122	9				

El valor estadístico de "F" de 0.32085786 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 8 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.8.3

EEMCA		INEC	
Media	204.10	Media	263.28
Error típico	64.45	Error típico	82.23
Mediana	159.74	Mediana	203.12
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	144.11	Desviación estándar	183.88
Varianza de la muestra	20,768.04	Varianza de la muestra	33,811.70
Curtosis	3.72	Curtosis	3.82
Coficiente de asimetría	1.86	Coficiente de asimetría	1.89
Rango	364.46	Rango	461.72
Mínimo	88.39	Mínimo	120.04
Máximo	452.85	Máximo	581.76
Suma	1,020.48	Suma	1,316.39
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	178.94	Nivel de confianza(95.0%)	228.32

La media para los valores del ciclo 8 de Milagro, es de 204.10 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 263.28 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 159.74 kwh y para los valores esperados de INEC es de 203.12 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 20768.04 y para los datos esperados del INEC 33811.70.

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 144.11 kwh y para los valores esperados de INEC 183.88 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 3.72 cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de 3.82 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.9 Ciclo 9 Milagro urbano

TABLA No. 2.2.9.1

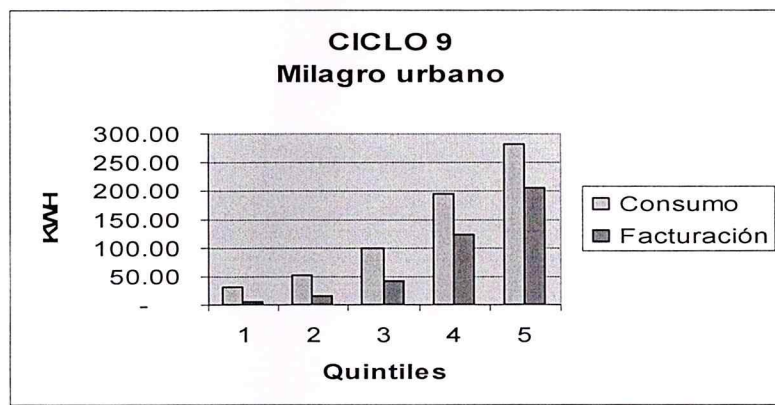
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 9

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	31.98	4.84%	18.13%	81.87%
2	51.81	7.84%	28.31%	71.69%
3	98.69	14.93%	42.19%	57.81%
4	196.05	29.65%	62.55%	37.45%
5	282.59	42.74%	72.73%	27.27%
	661.11	100%	59.0%	41.0%

El total de clientes de este ciclo, es de 1962 clientes, de los cuales 392 clientes del primer quintil, 265 del segundo quintil, 222 del tercer quintil y 110 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 59.0% del consumo y existe un 41.0% de pérdidas y el 55.22% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.9.1



El primer quintil tiene un consumo de 31.98 kwh, de los cuales el 18.13% se factura y el 81.87% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 392 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 81.87% que corresponden a 321 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 51.81 kwh, se factura el 28.31% y el 71.69% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 265 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 71.69% que corresponden a 281 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 98.69 kwh, se factura el 42.19% y se pierde el 57.81%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 222 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 57.81% que corresponden a 227 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 196.05 kwh, se factura el 62.51% y se pierde el 37.45%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 110 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 37.45% que corresponden a 147 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 282.59 kwh, se factura el 72.73% y se pierde el 27.27%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 392 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 27.27% que corresponden a 107 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	66.67%	0.00%	100.00%	100.00%	0.00%
Cartera Vencida Mayor 12	50.00%	0.00%	100.00%	100.00%	0.00%

El 33.33% de los clientes del primer quintil de este ciclo 9 si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago de consumo y el 66.67% restante mantiene sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y de estos el 50% mantiene sus deudas pendientes de pago superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del segundo quintil si cumplen puntualmente con sus compromisos de consumo y no existen clientes deudores.

El 100% de los clientes del tercer y cuarto quintil de este ciclo no cumplen con sus compromisos de consumo y mantienen sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del quinto quintil si cumplen puntualmente con sus compromisos de pagos de consumo y no existen clientes deudores.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC ANOVA

TABLA No. 2.2.9.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
31.98	43
51.81	67
98.69	125
196.05	252
282.59	363

$H_0 = \mu_1 = \mu_2$

$H_1: \mu_1 \neq \mu_2$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

<i>Grupos</i>	<i>Cuenta</i>	<i>Suma</i>	<i>Promedio</i>	<i>Varianza</i>
EEMCA	5	661.1101985	132.22204	11081.1154
INEC	5	850.7644628	170.152893	18144.2604

ANÁLISIS DE VARIANZA

<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Entre grupos	3596.874	1	3596.874	0.24614732	0.63314324	5.31765506
Dentro de los grupos	116901.503	8	14612.6879			
Total	120498.377	9				

El valor estadístico de “F” de 0.24614732 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba

estadísticamente que los valores promedios del ciclo 9 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.93

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	132.22	Media	170.15
Error típico	47.08	Error típico	60.24
Mediana	98.69	Mediana	125.49
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	105.27	Desviación estándar	134.70
Varianza de la muestra	11,081.12	Varianza de la muestra	18,144.26
Curtosis	-1.16	Curtosis	-1.15
Coefficiente de asimetría	0.75	Coefficiente de asimetría	0.77
Rango	250.61	Rango	319.61
Mínimo	31.98	Mínimo	43.42
Máximo	282.59	Máximo	363.03
Suma	661.11	Suma	850.76
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	130.71	Nivel de confianza(95.0%)	167.25

La media para los valores del ciclo 9 de Milagro, es de 132.22 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 170.15 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 98.69 kwh y para los valores esperados de INEC es de 125.49 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 11081.12 y para los datos esperados del INEC, 18144.26.

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 105.27 kwh y para los valores esperados de INEC 134.70 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de -1.16 cuyo valor negativo nos indica que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

El valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de -1.15 el cual nos indica también que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

2.2.10 Ciclo 10 Milagro urbano

TABLA No. 2.2.10.1

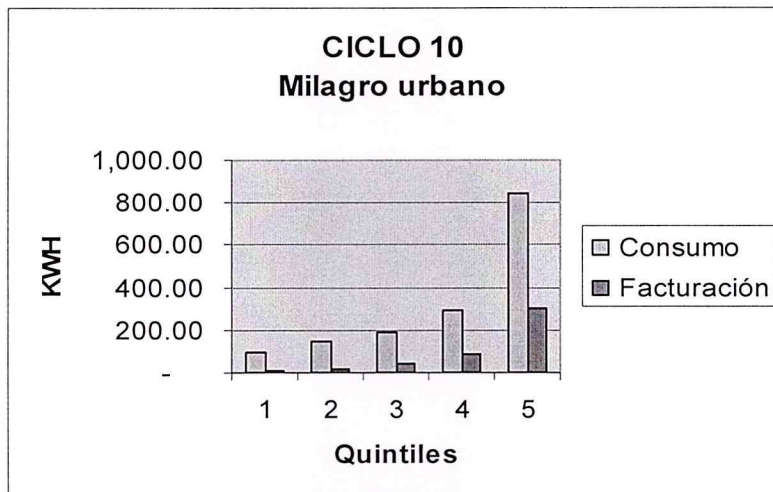
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 10

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	95.77	6.11%	5.30%	94.70%
2	142.59	9.10%	13.96%	86.04%
3	189.41	12.09%	21.96%	78.04%
4	291.56	18.61%	28.31%	71.69%
5	847.01	54.08%	36.11%	63.89%
	1,566.35	100%	29.0%	71.0%

El total de clientes de este ciclo, es de 4180 clientes, de los cuales 836 clientes del primer quintil, 565 del segundo quintil, 474 del tercer quintil y 235 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 29.0% del consumo y existe un 71.0% de pérdidas y el 78.87% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.10.1



El primer quintil tiene un consumo de 95.77 kwh, de los cuales el 5.30% se factura y el 94.70% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 836 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 94.70% que corresponden a 792 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 142.59 kwh, se factura el 13.96% y el 86.04% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 565 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 86.04% que corresponden a 719 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 189.41 kwh, se factura el 21.96% y se pierde el 78.04%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 474 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del

total de clientes del quintil, el 78.05% que corresponden a 652 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 291.56 kwh, se factura el 28.31% y se pierde el 71.69%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 235 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 71.69% que corresponden a 599 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 847.01 kwh, se factura el 36.11% y se pierde el 63.89%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 836 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 63.89% que corresponden a 534 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	40.00%	80.00%	0.00%	0.00%	100.00%
Cartera Vencida Mayor 12	26.67%	40.00%	0.00%	0.00%	0.00%

El 60% de los clientes del primer quintil de este ciclo 10 si cumplen puntualmente con sus compromisos de consumo y el 40% restante mantienen una deuda pendiente de pago de entre dos y doce meses y de estos el 26.67% mantienen su deuda pendiente superior a los doce meses.

El 20% del segundo quintil si cumplen puntualmente con sus compromisos de consumo y el 80% restante mantiene sus deudas pendientes de pago entre dos

y doce meses y de estos el 40% mantiene sus deudas superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del tercer y cuarto quintil si cumplen puntualmente con sus pagos de consumo y no existen clientes deudores.

El 100% de los clientes del quinto quintil no cumplen con el pago de sus consumos y mantienen sus deudas pendientes de pago de entre dos y doce meses pero no existen clientes deudores superiores a los doce meses.

**ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC
ANOVA**

TABLA No. 2.2.10.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
95.77	130
142.59	184
189.41	241
291.56	375
847.01	1088

Ho = m1 = m2

H1: m1 ≠ m2

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	1566.354384	313.270877	94282.2428
INEC	5	2017.906873	403.581375	154697.622

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	20389.965	1	20389.965	0.16378806	0.69629769	5.31765506
Dentro de los gru	995919.46	8	124489.933			
Total	1016309.43	9				

El valor estadístico de "F" de 0.16378806 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 10 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.10.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	313.27	Media	403.58
Error típico	137.32	Error típico	175.90
Mediana	189.41	Mediana	240.85
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	307.05	Desviación estándar	393.32
Varianza de la muestra	94,282.24	Varianza de la muestra	154,697.62
Curtosis	3.88	Curtosis	3.92
Coficiente de asimetría	1.94	Coficiente de asimetría	1.95
Rango	751.24	Rango	958.05
Mínimo	95.77	Mínimo	130.06
Máximo	847.01	Máximo	1,088.11
Suma	1,566.35	Suma	2,017.91
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	381.26	Nivel de confianza(95.0%)	488.37

La media para los valores del ciclo 10 de Milagro, es de 313.27 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 403.58 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 189.41 kwh y para los valores esperados de INEC es de 240.85 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 94282.24 y para los datos esperados del INEC 154697.62

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 307.05 kwh y para los valores esperados de INEC 393.32 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 3.88, cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de 3.92 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.11 Ciclo 11 La Troncal urbano

TABLA No. 2.2.11.1

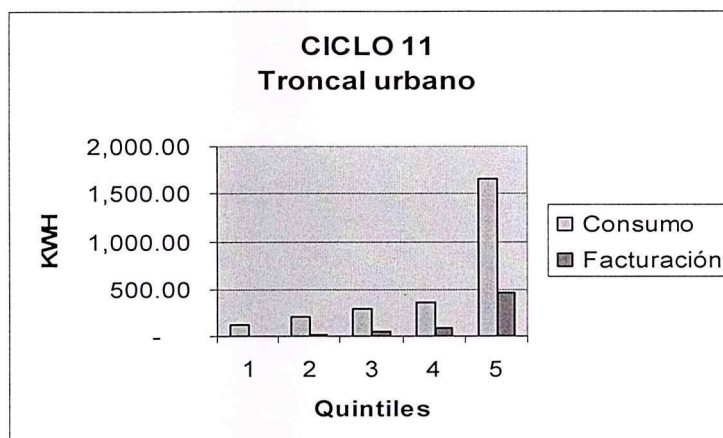
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 11

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	123.95	4.72%	5.28%	94.72%
2	204.25	7.77%	8.73%	91.27%
3	284.56	10.83%	17.62%	82.38%
4	364.86	13.89%	23.72%	76.28%
5	1,649.75	62.79%	27.79%	72.21%
	2,627.37	100%	23.6%	76.4%

El total de clientes de este ciclo, es de 3654 clientes, de los cuales 731 clientes del primer quintil, 494 del segundo quintil, 414 del tercer quintil y 205 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 23.6% del consumo y existe un 76.4% de pérdidas y el 83.38% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.11.1



El primer quintil tiene un consumo de 123.95 kwh, de los cuales el 5.28% se factura y el 94.72% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 731 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 94.72% que corresponden a 692 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 204.25 kwh, se factura el 8.73% y el 91.27% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 494 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 91.28% que corresponden a 667 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 284.56 kwh, se factura el 17.62% y se pierde el 82.38%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 414 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del

total de clientes del quintil, el 82.38% que corresponden a 602 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 364.86 kwh, se factura el 23.72% y se pierde el 76.28%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 205 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 76.28% que corresponden a 557 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 1649.75 kwh, se factura el 27.79% y se pierde el 72.21%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 731 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 72.21% que corresponden a 528 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	43.75%	66.67%	0.00%	0.00%	0.00%
Cartera Vencida Mayor 12	12.50%	66.67%	0.00%	0.00%	0.00%

El 56.25% de los clientes del primer quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus compromisos de consumo y el 43.75% restante mantiene sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y de estos el 12.50% mantiene sus deudas de pago superiores a los doce meses.

El 33.33% de los clientes del segundo quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 66.67% restante mantiene

sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del tercero, cuarto y quinto quintil cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y no existen clientes deudores.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.11.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
123.95	168
204.25	264
284.56	362
364.86	469
1,649.75	2119

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	2627.371512	525.474302	403061.518
INEC	5	3382.257001	676.4514	663091.966

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	56985.21	1	56985.21	0.1068987	0.75209351	5.31765506
Dentro de los grupos	4264613.94	8	533076.742			
Total	4321599.15	9				

El valor estadístico de “F” de 0.1068987 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 11 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.11.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	525.47	Media	676.45
Error típico	283.92	Error típico	364.17
Mediana	284.56	Mediana	361.83
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	634.87	Desviación estándar	814.30
Varianza de la muestra	403,061.52	Varianza de la muestra	663,091.97
Curtosis	4.61	Curtosis	4.63
Coefficiente de asimetría	2.13	Coefficiente de asimetría	2.13
Rango	1,525.81	Rango	1,951.03
Mínimo	123.95	Mínimo	168.32
Máximo	1,649.75	Máximo	2,119.35
Suma	2,627.37	Suma	3,382.26
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	788.30	Nivel de confianza(95.0%)	1,011.09

La media para los valores del ciclo 11 de La Troncal, es de 525.47 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 676.45

La mediana para los datos de EEMCA es de 284.56 kwh y para los valores esperados de INEC es de 361.83 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 403061.52 y para los datos esperados del INEC 663091.97

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 634.87 kwh y para los valores esperados de INEC 814.30 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 4.61 cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC,

es de 4.63 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.12 Ciclo 12 La Troncal urbano

TABLA No. 2.2.12.1

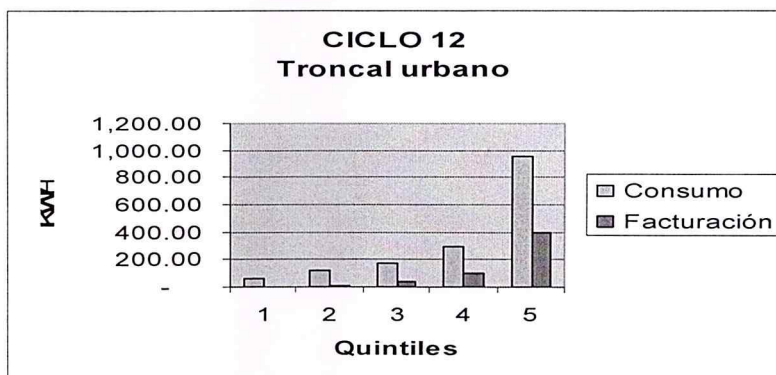
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 12

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	62.03	3.87%	4.13%	95.87%
2	117.98	7.36%	8.26%	91.74%
3	173.94	10.85%	22.02%	77.98%
4	291.45	18.18%	34.40%	65.60%
5	957.32	59.73%	41.28%	58.72%
	1,602.71	100%	34.1%	65.9%

El total de clientes de este ciclo, es de 4624 clientes, de los cuales 925 clientes del primer quintil, 625 del segundo quintil, 524 del tercer quintil y 260 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 34.1% del consumo y existe un 65.9% de pérdidas y el 77.98% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.12.1



El primer quintil tiene un consumo de 62.03 kwh, de los cuales el 4.13% se factura y el 95.87% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 925 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 95.87% que corresponden a 887 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 117.98 kwh, se factura el 8.26% y el 91.74% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 625 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 91.74% que corresponden a 848 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 173.94 kwh, se factura el 22.02% y se pierde el 77.98%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 524 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 77.98% que corresponden a 721 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 291.45 kwh, se factura el 34.40% y se pierde el 65.60%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 260 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 65.60% que corresponden a 607 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 957.32 kwh, se factura el 41.28% y se pierde el 58.72%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 925 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de

consumo y del total de clientes del quintil, el 58.72% que corresponden a 543 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	52.94%	83.33%	100.00%	0.00%	0.00%
Cartera Vencida Mayor 12	29.41%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%

El 47.06% de los clientes del primer quintil de este ciclo 12 si cumplen puntualmente con sus compromisos de consumo y el 52.94% restante mantiene sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y de estos el 29.41% mantienen sus deudas pendientes de pago superiores a los doce meses.

El 16.67% de los clientes del segundo quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 83.33% restante, mantiene sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y no existen deudores superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del tercer quintil son incumplidos con sus compromisos de pago y mantienen sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del cuarto y quinto quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y no existen clientes deudores.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC
ANOVA

TABLA No. 2.2.12.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
62.03	84
117.98	153
173.94	221
291.45	374
957.32	1230

Ho = m1 = m2

H1: m1 ≠ m2

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	1602.710872	320.542174	133920.317
INEC	5	2062.141195	412.428239	220351.774

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	21107.6222	1	21107.6222	0.11916051	0.73884743	5.31765506
Dentro de los grupos	1417088.36	8	177136.045			
Total	1438195.98	9				

El valor estadístico de “F” de 0.11916051 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 12 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.12.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	320.54	Media	412.43
Error típico	163.66	Error típico	209.93
Mediana	173.94	Mediana	221.17
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	365.95	Desviación estándar	469.42
Varianza de la muestra	133,920.32	Varianza de la muestra	220,351.77
Curtosis	3.92	Curtosis	3.94
Coefficiente de asimetría	1.95	Coefficiente de asimetría	1.96
Rango	895.29	Rango	1,145.58
Mínimo	62.03	Mínimo	84.23
Máximo	957.32	Máximo	1,229.81
Suma	1,602.71	Suma	2,062.14
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	454.39	Nivel de confianza(95.0%)	582.86

La media para los valores del ciclo 12 de La Troncal, es de 320.54 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 412.43 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 173.94 kwh y para los valores esperados de INEC es de 221.17 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 133920.32 y para los datos esperados del INEC 220351.77

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 365.95 kwh y para los valores esperados de INEC 469.42 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 3.92 cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC,

es de 3.94 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.13 Ciclo 13 El triunfo urbano

TABLA No. 2.2.13.1

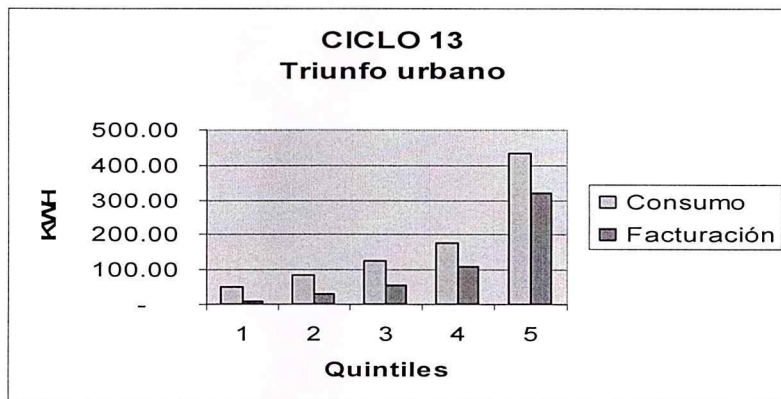
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 13

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	48.49	5.60%	17.65%	82.35%
2	84.08	9.71%	33.84%	66.16%
3	127.35	14.70%	42.17%	57.83%
4	174.80	20.18%	63.55%	36.45%
5	431.60	49.82%	73.56%	26.44%
	866.32	100%	59.9%	40.1%

El total de clientes de este ciclo, es de 3188 clientes, de los cuales 638 clientes del primer quintil, 431 del segundo quintil, 361 del tercer quintil y 179 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 59.9% del consumo y existe un 40.1% de pérdidas y el 53.85% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.13.1



El primer quintil tiene un consumo de 48.49 kwh, de los cuales el 17.65% se factura y el 82.35% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 638 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 82.35% que corresponden a 525 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 84.08 kwh, se factura el 33.84% y el 66.16% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 431 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 66.16% que corresponden a 422 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 127.35 kwh, se factura el 42.17% y se pierde el 57.83%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 361 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 57.83% que corresponden a 369 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 174.80 kwh, se factura el 63.55% y se pierde el 36.45%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 179 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 36.45% que corresponden a 232 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 431.60 kwh, se factura el 73.56% y se pierde el 26.44%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 638 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 26.44% que corresponden a 169 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	75.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%
Cartera Vencida Mayor 12	50.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%

El 25% de los clientes del primer quintil de este ciclo 13 si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 75% restante mantiene sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y de estos el 50% mantiene sus deudas pendientes superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del segundo quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus pagos de consumo y no existen clientes deudores.

El 100% de los clientes del tercer quintil no cumplen con sus compromisos de pago y mantienen sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del cuarto y quinto quintil si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y no existen clientes deudores.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.13.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
48.49	66
84.08	109
127.35	162
174.80	225
431.60	554

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	866.3223278	173.264466	23092.7204
INEC	5	1115.486114	223.097223	37839.1304

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	6208.25925	1	6208.25925	0.20377714	0.66367522	5.31765506
Dentro de los gru	243727.403	8	30465.9254			
Total	249935.662	9				

El valor estadístico de “F” de 0.20377714 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 13 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.13.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	173.26	Media	223.10
Error típico	67.96	Error típico	86.99
Mediana	127.35	Mediana	161.93
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	151.96	Desviación estándar	194.52
Varianza de la muestra	23,092.72	Varianza de la muestra	37,839.13
Curtosis	3.17	Curtosis	3.22
Coefficiente de asimetría	1.72	Coefficiente de asimetría	1.74
Rango	383.11	Rango	488.60
Mínimo	48.49	Mínimo	65.85
Máximo	431.60	Máximo	554.46
Suma	866.32	Suma	1,115.49
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	188.69	Nivel de confianza(95.0%)	241.53

La media para los valores del ciclo 13 de El Triunfo, es de 173.26 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 223.10 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 127.35 kwh y para los valores esperados de INEC es de 161.93 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 23092.72 y para los datos esperados del INEC 37839.13

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 151.96 kwh y para los valores esperados de INEC 194.52 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 3.17 cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC,

es de 3.22 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.14 Ciclo 14 El Triunfo urbano

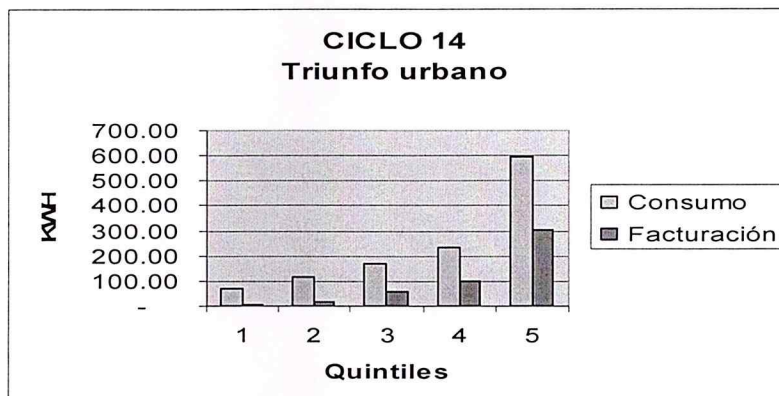
TABLA No. 2.2.14.1
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 14

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	72.12	6.10%	5.37%	94.63%
2	115.14	9.74%	14.33%	85.67%
3	167.53	14.17%	33.98%	66.02%
4	235.14	19.89%	42.58%	57.42%
5	592.50	50.11%	51.17%	48.83%
	1,182.44	100%	40.6%	59.4%

El total de clientes de este ciclo, es de 3828 clientes, de los cuales 766 clientes del primer quintil, 518 del segundo quintil, 434 del tercer quintil y 215 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 40.6% del consumo y existe un 59.4% de pérdidas y el 70.52% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.14.1



El primer quintil tiene un consumo de 72.12 kwh, de los cuales el 5.37% se factura y el 94.63% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 766 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 94.63% que corresponden a 724 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 115.14 kwh, se factura el 14.33% y el 85.67% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 518 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 85.67% que corresponden a 656 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 167.53 kwh, se factura el 33.98% y se pierde el 66.02%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 434 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 66.02% que corresponden a 505 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 235.14 kwh, se factura el 42.58% y se pierde el 57.42%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 215 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 57.43% que corresponden a 440 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 592.50 kwh, se factura el 51.17% y se pierde el 48.83%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 766 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 48.83% que corresponden a 374 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	54.55%	100.00%	100.00%	0.00%	50.00%
Cartera Vencida Mayor 12	36.36%	71.43%	0.00%	0.00%	0.00%

El 45.45% de los clientes del primer quintil de este ciclo 14 si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 54.55% restante mantiene sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y de estos el 36.36% mantiene sus deudas pendientes superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del segundo quintil de este ciclo no cumplen con sus compromisos de pago y mantienen sus deudas pendientes entre dos y doce meses y de estos el 71.43% mantienen sus deudas superiores a los doce meses, es decir que solo el 28.57% de los clientes de este quintil y deudores de entre dos y doce meses cancelaron sus deudas pendientes.

El 100% de los clientes del tercer quintil, no cumplen con sus compromisos de pago y mantienen sus deudas entre dos y doce meses y no existen deudores superiores a los doce meses.

El 100% del cuarto quintil si cumple con sus compromisos de pago y no existen clientes deudores.

El 50% de los clientes del quinto quintil si cumplen con sus compromisos de pago y el 50% restante mantiene sus deudas pendientes entre dos y doce meses y no existen clientes deudores superiores a los doce meses.

ANÁLISIS DE VARIANZA "F" DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.14.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
72.12	98
115.14	149
167.53	213
235.14	302
592.50	761

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	1182.437195	236.487439	43311.6571
INEC	5	1523.039298	304.60786	70951.6852

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	11600.9792	1	11600.9792	0.20305689	0.66422678	5.31765506
Dentro de los grup	457053.369	8	57131.6712			
Total	468654.349	9				

El valor estadístico de “F” de 0.20305689 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 14 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.14.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	236.49	Media	304.61
Error típico	93.07	Error típico	119.12
Mediana	167.53	Mediana	213.03
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	208.11	Desviación estándar	266.37
Varianza de la muestra	43,311.66	Varianza de la muestra	70,951.69
Curtosis	3.35	Curtosis	3.40
Coefficiente de asimetría	1.78	Coefficiente de asimetría	1.80
Rango	520.39	Rango	663.22
Mínimo	72.12	Mínimo	97.93
Máximo	592.50	Máximo	761.16
Suma	1,182.44	Suma	1,523.04
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	258.41	Nivel de confianza(95.0%)	330.74

La media para los valores del ciclo 14 de El Triunfo, es de 236.49 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 304.61 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 167.53 kwh y para los valores esperados de INEC es de 213.03 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 43311.66 y para los datos esperados del INEC 70951.69

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 208.11 kwh y para los valores esperados de INEC 266.37 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 3.35 cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de 3.40 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.15 Ciclo 15 Naranjal urbano

TABLA No. 2.2.15.1

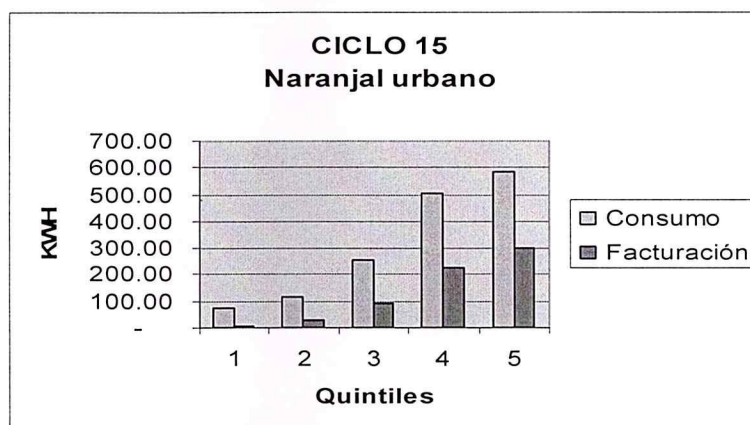
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 15

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	73.29	4.79%	7.70%	92.30%
2	114.82	7.51%	25.52%	74.48%
3	253.27	16.56%	37.39%	62.61%
4	502.48	32.85%	44.86%	55.14%
5	585.55	38.29%	50.97%	49.03%
	1,529.40	100%	42.7%	57.3%

El total de clientes de este ciclo, es de 2842 clientes, de los cuales 568 clientes del primer quintil, 384 del segundo quintil, 322 del tercer quintil y 160 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 42.7% del consumo y existe un 57.3% de pérdidas, y el 66.71% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.15.1



El primer quintil tiene un consumo de 73.29 kwh, de los cuales el 7.70% se factura y el 92.30% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 568 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 92.30% que corresponden a 525 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 114.82 kwh, se factura el 25.52% y el 74.48% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 384 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 74.49% que corresponden a 423 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 253.27 kwh, se factura el 37.39% y se pierde el 62.61%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 322 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del

total de clientes del quintil, el 62.61% que corresponden a 356 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 502.48 kwh, se factura el 44.86% y se pierde el 55.14%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 160 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 55.14% que corresponden a 313 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 585.55 kwh, se factura el 50.97% y se pierde el 49.03%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 568 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 49.03% que corresponden a 279 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	62.50%	100.00%	0.00%	100.00%	50.00%
Cartera Vencida Mayor 12	37.50%	100.00%	0.00%	0.00%	25.00%

El 37.50% de los clientes del primer quintil de este ciclo 15 si cumplen con sus compromisos de pago y el 62.50% restante mantiene sus deudas pendientes entre dos y doce meses y de estos el 37.50% mantiene sus deudas superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del segundo quintil de este ciclo incumplen con sus compromisos de pago y mantienen sus deudas pendientes de pago superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del tercer quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus pagos y no existen clientes deudores.

El 100% de los clientes del cuarto quintil no cumplen con sus compromisos de pago y mantienen sus deudas entre dos y doce meses y no existen clientes con deudas superiores a doce meses.

El 50% de los clientes del quinto quintil si cumplen puntualmente con sus pagos de consumo y el 50% restante mantiene sus deudas entre dos y doce meses y no existen clientes con deudas pendientes superiores a doce meses.

ANÁLISIS DE VARIANZA "F" DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.15.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
73.29	100
114.82	148
253.27	322
502.48	646
585.55	752

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	1529.398264	305.879653	52559.1161
INEC	5	1967.722603	393.544521	85944.0627

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	19212.8226	1	19212.8226	0.27743511	0.61267508	5.31765506
Dentro de los grup	554012.715	8	69251.5894			
Total	573225.538	9				

El valor estadístico de “F” de 0.27743511 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 15 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.15.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	305.88	Media	393.54
Error típico	102.53	Error típico	131.11
Mediana	253.27	Mediana	322.05
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	229.26	Desviación estándar	293.16
Varianza de la muestra	52,559.12	Varianza de la muestra	85,944.06
Curtosis	-2.63	Curtosis	-2.64
Coefficiente de asimetría	0.34	Coefficiente de asimetría	0.36
Rango	512.26	Rango	652.70
Mínimo	73.29	Mínimo	99.52
Máximo	585.55	Máximo	752.22
Suma	1,529.40	Suma	1,967.72
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	284.66	Nivel de confianza(95.0%)	364.01

La media para los valores del ciclo 15 de Naranjal, es de 305.88 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 393.54 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 253.27 kwh y para los valores esperados de INEC es de 322.05 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 52559.12 y para los datos esperados del INEC 85944.06

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 229.26 kwh y para los valores esperados de INEC 293.16 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de - 2.63 cuyo valor negativo nos indica que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

El valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de - 2.64 el cual nos indica también que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

2.2.16 Ciclo 16 Naranjal urbano

TABLA No. 2.2.16.1

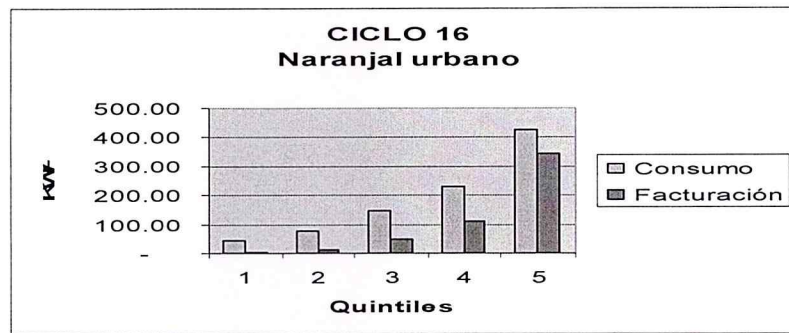
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 16

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	43.33	4.69%	6.96%	93.04%
2	79.06	8.56%	13.93%	86.07%
3	146.57	15.87%	32.50%	67.50%
4	229.95	24.90%	48.75%	51.25%
5	424.52	45.97%	81.25%	18.75%
	923.43	100%	56.2%	43.8%

El total de clientes de este ciclo, es de 2789 clientes, de los cuales 558 clientes del primer quintil, 377 del segundo quintil, 316 del tercer quintil y 157 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 56.02% del consumo y existe un 43.8% de pérdidas y el 63.32% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.16.1



El primer quintil tiene un consumo de 43.33 kwh, de los cuales el 6.96% se factura y el 93.04% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 558 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 93.04% que corresponden a 519 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 79.06 kwh, se factura el 13.93% y el 86.07% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 377 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 86.07% que corresponden a 480 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 146.57 kwh, se factura el 32.50% y se pierde el 67.50%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 316 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 67.50% que corresponden a 377 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 229.95 kwh, se factura el 48.75% y se pierde el 51.25%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que

corresponden a 157 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 51.25% que corresponden a 286 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 424.52 kwh, se factura el 81.25% y se pierde el 18.75%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 558 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 18.75% que corresponden a 105 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	57.14%	100.00%	66.67%	100.00%	100.00%
Cartera Vencida Mayor 12	42.86%	66.67%	66.67%	100.00%	0.00%

El 42.86% de los clientes del primer quintil de este ciclo 16 si cumplen con sus compromisos de pago y el 57.14% restante mantiene sus deudas entre dos y doce meses y de estos el 42.86% mantiene sus deudas superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del segundo quintil de este ciclo no cumplen con sus compromisos de pago y mantienen sus deudas entre dos y doce meses y de estos el 66.67% mantiene sus deudas superiores a los doce meses, es decir que solo el 33.33% de los clientes deudores de entre dos y doce meses cancelaron sus deudas.

El 33.33% de los clientes del tercer quintil si cumplen con sus compromisos de pago y el 66.67% de los clientes mantienen sus deudas entre dos y doce meses y superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del cuarto quintil no cumplen con sus compromisos de pago y mantienen sus deudas entre dos y doce meses y superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del quinto quintil no cumplen con sus deudas y las mantienen pendientes de pago entre dos y doce meses pero no existen deudores pendientes superiores a los doce meses.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.16.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
43.33	59
79.06	102
146.57	186
229.95	295
424.52	545

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	923.4256384	184.685128	23040.0949
INEC	5	1188.172881	237.634576	37741.9049

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	7009.11026	1	7009.11026	0.23063112	0.64391282	5.31765506
Dentro de los grupos	243127.999	8	30390.9999			
Total	250137.109	9				

El valor estadístico de “F” de 0.23063112 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.16.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	184.69	Media	237.63
Error típico	67.88	Error típico	86.88
Mediana	146.57	Mediana	186.37
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	151.79	Desviación estándar	194.27
Varianza de la muestra	23,040.09	Varianza de la muestra	37,741.90
Curtosis	1.04	Curtosis	1.08
Coefficiente de asimetría	1.17	Coefficiente de asimetría	1.19
Rango	381.19	Rango	486.52
Mínimo	43.33	Mínimo	58.84
Máximo	424.52	Máximo	545.36
Suma	923.43	Suma	1,188.17
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	188.47	Nivel de confianza(95.0%)	241.22

La media para los valores del ciclo 16 de Naranjal, es de 184.69 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 237.63

La mediana para los datos de EEMCA es de 146.57 kwh y para los valores esperados de INEC es de 186.37 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 23040.09 y para los datos esperados del INEC 37741.90

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 151.79 kwh y para los valores esperados de INEC 194.27 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 1.04 cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de 1.08 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.17 Ciclo 17 Naranjito urbano

TABLA No. 2.2.17.1

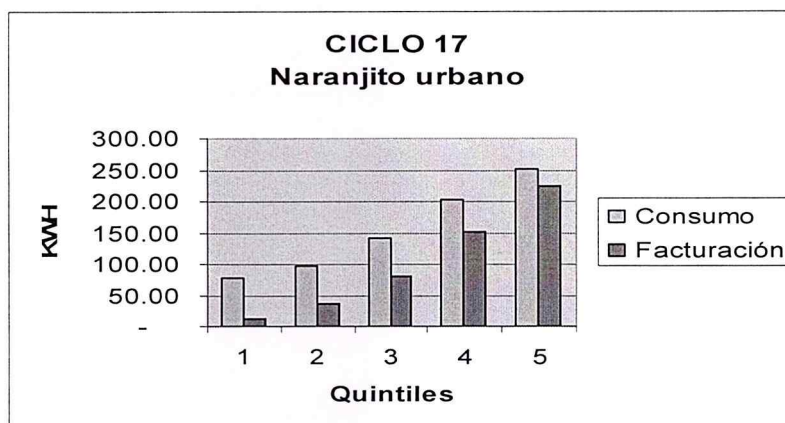
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 17

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	77.18	10.03%	14.29%	85.71%
2	97.87	12.72%	38.09%	61.91%
3	141.84	18.43%	57.14%	42.86%
4	202.18	26.27%	75.00%	25.00%
5	250.46	32.55%	89.28%	10.72%
	769.53	100%	65.6%	34.4%

El total de clientes de este ciclo, es de 3029 clientes, de los cuales 606 clientes del primer quintil, 410 del segundo quintil, 343 del tercer quintil y 170 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 65.6% del consumo y existe un 34.4% de pérdidas y el 45.24% de los clientes hurta energía.

GRÁFICO 2.2.17.1



El primer quintil tiene un consumo de 77.18 kwh, de los cuales el 14.29% se factura y el 85.71% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 606 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 85.72% que corresponden a 519 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 97.87 kwh, se factura el 38.09% y el 61.91% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 410 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 61.91% que corresponden a 375 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 141.84 kwh, se factura el 57.14% y se pierde el 42.86%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 343 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 42.86% que corresponden a 260 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 202.18 kwh, se factura el 75.00% y se pierde el 25.00%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 170 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 25.00% que corresponden a 151 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 250.46 kwh, se factura el 89.28% y se pierde el 10.72%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 606 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 10.72% que corresponden a 65 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	50.00%	28.57%	0.00%	33.33%	66.67%
Cartera Vencida Mayor 12	50.00%	0.00%	0.00%	0.00%	33.33%

El 50% de los clientes del primer quintil de este ciclo 17 si cumplen con sus compromisos de pago y el 50% restante mantiene sus deudas pendientes entre los dos y doce meses y estos mismos clientes mantienen sus deudas superiores a los doce meses.

El 71.43% de los clientes del segundo quintil de este ciclo si cumplen con sus compromisos de pago y el 28.57% restante, mantiene sus deudas entre dos y doce meses pero no existen deudores superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del tercer quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus pagos de consumo y no existen clientes deudores.

El 66.67% de los clientes del cuarto quintil si cumplen con sus pagos de consumo y el 33.33% de los clientes mantienen sus deudas pendientes entre dos y doce meses pero no existen clientes con deudas pendientes superiores a los doce meses.

El 33.33% de los clientes del quinto quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus pagos y el 66.67% restante mantienen sus deudas entre dos y doce meses y de estos el 33.33% mantienen sus deudas superiores a los doce meses.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC
ANOVA

TABLA No. 2.2.17.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
77.18	105
97.87	127
141.84	180
202.18	260
250.46	322

Ho = m1 = m2

H1: m1 ≠ m2

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	769.5301999	153.90604	5206.55276
INEC	5	993.1679611	198.633592	8307.4306

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	5001.38483	1	5001.38483	0.74017922	0.41464146	5.31765506
Dentro de los gru	54055.9334	8	6756.99168			
Total	59057.3183	9				

El valor estadístico de “F” de 0.74017922 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 17 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.17.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	153.91	Media	198.63
Error típico	32.27	Error típico	40.76
Mediana	141.84	Mediana	180.35
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	72.16	Desviación estándar	91.15
Varianza de la muestra	5,206.55	Varianza de la muestra	8,307.43
Curtosis	-1.69	Curtosis	-1.69
Coefficiente de asimetría	0.43	Coefficiente de asimetría	0.49
Rango	173.28	Rango	216.95
Mínimo	77.18	Mínimo	104.81
Máximo	250.46	Máximo	321.75
Suma	769.53	Suma	993.17
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	89.59	Nivel de confianza(95.0%)	113.17

La media para los valores del ciclo 17 Naranjito, es de 153.91 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 198.63 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 141.84 kwh y para los valores esperados de INEC es de 180.35 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 5206.55 y para los datos esperados del INEC 8307.43

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 72.16 kwh y para los valores esperados de INEC 91.15 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de – 1.69 cuyo valor negativo nos indica que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

El valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de - 1.69 el cual nos indica también que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

2.2.18 Ciclo 18 Naranjito urbano

TABLA No. 2.2.18.1

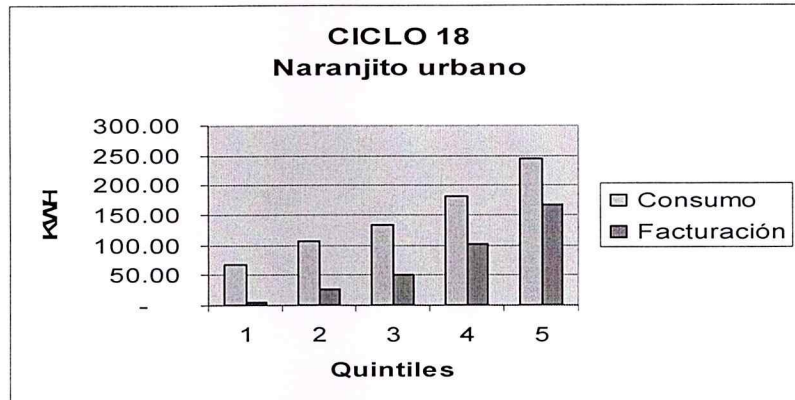
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 18

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	67.83	9.26%	7.71%	92.29%
2	106.37	14.51%	24.48%	75.52%
3	132.81	18.12%	38.07%	61.93%
4	181.17	24.72%	56.43%	43.57%
5	244.64	33.38%	67.99%	32.01%
	732.83	100%	47.8%	52.2%

El total de clientes de este ciclo, es de 3125 clientes, de los cuales 625 clientes del primer quintil, 423 del segundo quintil, 354 del tercer quintil y 176 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 47.8% del consumo y existe un 52.2% de pérdidas y el 61.07% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.18.1



El primer quintil tiene un consumo de 67.83 kwh, de los cuales el 7.71% se factura y el 92.29% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 625 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 92.29% que corresponden a 577 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 106.37 kwh, se factura el 24.48% y el 75.52% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 423 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 75.52% que corresponden a 472 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 132.81 kwh, se factura el 38.07% y se pierde el 61.93%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 354 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 61.93% que corresponden a 387 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 181.17 kwh, se factura el 56.43% y se pierde el 43.57%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 176 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 43.57% que corresponden a 272 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 244.64 kwh, se factura el 67.99 y se pierde el 32.01%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 625 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 32.01% que corresponden a 200 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	0.00%	50.00%	83.33%	0.00%	33.33%
Cartera Vencida Mayor 12	0.00%	50.00%	83.33%	0.00%	0.00%

El 100% de los clientes del primer quintil de este ciclo 18, cancelan puntualmente sus pagos de consumo y no existen clientes deudores.

El 50% de los clientes del segundo quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus pagos de consumo y el 50% restante mantienen sus deudas pendientes entre dos y doce meses y posteriormente superiores a los doce meses.

El 16.67% de los clientes del tercer quintil si cumplen con sus compromisos de pago y el 83.33% restante mantiene sus deudas entre dos y doce meses y posteriormente superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del cuarto quintil si cumplen puntualmente con sus pagos de consumo y no existen clientes deudores.

El 66.67% de los clientes del quinto quintil si cumplen puntualmente con sus pagos y el 33.33% restante mantiene sus deudas pendientes entre dos y doce meses pero no existen deudores pendientes superiores a los doce meses.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.18.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
67.83	92
106.37	138
132.81	169
181.17	233
244.64	314

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

<i>Grupos</i>	<i>Cuenta</i>	<i>Suma</i>	<i>Promedio</i>	<i>Varianza</i>
EEMCA	5	732.8263113	146.565262	4705.14515
INEC	5	945.5177288	189.103546	7512.87

ANÁLISIS DE VARIANZA

<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Entre grupos	4523.76391	1	4523.76391	0.74050717	0.4145425	5.31765506
Dentro de los grupos	48872.0606	8	6109.00758			
Total	53395.8245	9				

El valor estadístico de “F” de 0.74050717 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 18 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según

los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.18.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	146.57	Media	189.10
Error típico	30.68	Error típico	38.76
Mediana	132.81	Mediana	168.88
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	68.59	Desviación estándar	86.68
Varianza de la muestra	4,705.15	Varianza de la muestra	7,512.87
Curtosis	-0.38	Curtosis	-0.36
Coefficiente de asimetría	0.55	Coefficiente de asimetría	0.63
Rango	176.81	Rango	222.16
Mínimo	67.83	Mínimo	92.11
Máximo	244.64	Máximo	314.28
Suma	732.83	Suma	945.52
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	85.17	Nivel de confianza(95.0%)	107.62

La media para los valores del ciclo 18 de Naranjito, es de 146.57 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 189.1 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 132.81 kwh y para los valores esperados de INEC es de 168.88 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 4705.15 y para los datos esperados del INEC 7512.87

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 68.59 kwh y para los valores esperados de INEC 86.68 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de - 0.38 cuyo valor negativo nos indica que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

El valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de -0.36 el cual nos indica también que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

2.2.19 Ciclo 19 Bucay urbano

TABLA No. 2.2.19.1

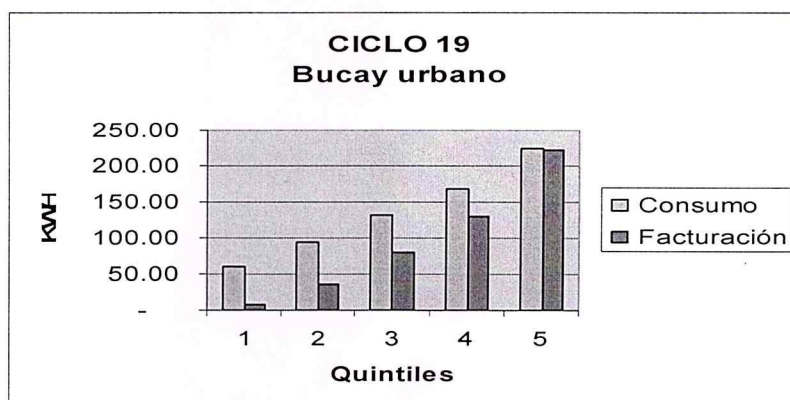
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 19

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	59.92	8.83%	13.51%	86.49%
2	94.95	13.98%	37.75%	62.25%
3	131.12	19.31%	60.59%	39.41%
4	168.56	24.83%	77.48%	22.52%
5	224.40	33.05%	99.34%	0.66%
	678.95	100%	70.2%	29.8%

El total de clientes de este ciclo, es de 3129 clientes, de los cuales 626 clientes del primer quintil, 423 del segundo quintil, 354 del tercer quintil y 176 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 70,2% del consumo y existe un 29.8% de pérdidas y el 42.27% de los clientes hurta energía.

GRÁFICO 2.2.19.1



El primer quintil tiene un consumo de 59.92 kwh, de los cuales el 13.51% se factura y el 86.49% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 626 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 86.49% que corresponden a 541 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 94.95 kwh, se factura el 37.75% y el 62.25% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 423 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 62.25% que corresponden a 390 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 131.12 kwh, se factura el 60.59% y se pierde el 39.41%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 354 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 39.41% que corresponden a 247 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 168.56 kwh, se factura el 77.48% y se pierde el 22.52%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 176 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 25.52%% que corresponden a 141 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 224.40 kwh, se factura el 99.34% y se pierde el 0.66%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 626 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de

consumo y del total de clientes del quintil, el 0.66% que corresponden a 4 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	60.00%	33.33%	0.00%	0.00%	0.00%
Cartera Vencida Mayor 12	40.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

El 40% de los clientes del primer quintil de este ciclo 19 si cumplen puntualmente con sus pagos y el 60% restante mantiene sus deudas pendientes entre dos y doce meses y de estos el 40% mantiene sus deudas superiores a los doce meses.

El 66.67% de los clientes del segundo quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus pagos y el 33.33% restante mantiene sus deudas entre dos y doce meses y no existen clientes deudores superiores a doce meses.

El 100% de los clientes del tercero, cuarto y quinto quintil cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y no existen clientes deudores.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.19.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
59.92	81
94.95	123
131.12	167
168.56	217
224.40	288

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	678.9464635	135.789293	4093.12318
INEC	5	875.650858	175.130172	6530.95854

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	3869.26188	1	3869.26188	0.7283946	0.41822361	5.31765506
Dentro de los grup	42496.3269	8	5312.04086			
Total	46365.5888	9				

El valor estadístico de "F" de 0.7283946 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 19 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.19.3

EEMCA		INEC	
Media	135.79	Media	175.13
Error típico	28.61	Error típico	36.14
Mediana	131.12	Mediana	166.73
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	63.98	Desviación estándar	80.81
Varianza de la muestra	4,093.12	Varianza de la muestra	6,530.96
Curtosis	-0.63	Curtosis	-0.62
Coefficiente de asimetría	0.36	Coefficiente de asimetría	0.43
Rango	164.48	Rango	206.91
Mínimo	59.92	Mínimo	81.37
Máximo	224.40	Máximo	288.28
Suma	678.95	Suma	875.65
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	79.44	Nivel de confianza(95.0%)	100.34

La media para los valores del ciclo 19 de Bucay, es de 135.79 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 175.13 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 131.12 kwh y para los valores esperados de INEC es de 166.73 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 4093.12 y para los datos esperados del INEC 6530.96

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 63.98 kwh y para los valores esperados de INEC 80.81 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de -0.63 cuyo valor negativo nos indica que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

El valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de -0.62 el cual nos indica también que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

2.2.20 Ciclo 21 Yaguachi urbano

TABLA No. 2.2.20.1

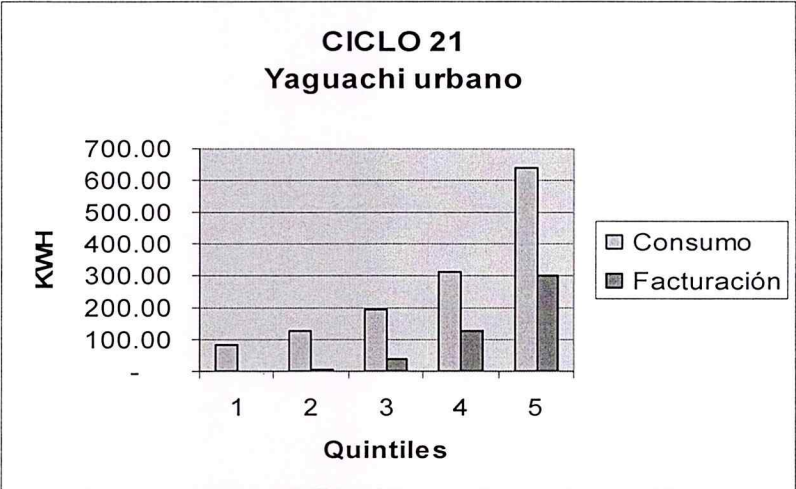
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 21

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	80.56	5.95%	3.16%	96.84%
2	126.33	9.34%	6.32%	93.68%
3	192.29	14.21%	20.44%	79.56%
4	313.45	23.16%	40.14%	59.86%
5	640.57	47.34%	46.46%	53.54%
	1,353.19	100%	35.0%	65.0%

El total de clientes de este ciclo, es de 3232 clientes, de los cuales 646 clientes del primer quintil, 437 del segundo quintil, 366 del tercer quintil y 182 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 35.0% del consumo y existe un 65.0% de pérdidas y el 76.70% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.20.1



El primer quintil tiene un consumo de 80.56 kwh, de los cuales el 3.16% se factura y el 96.84% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 646 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 96.84% que corresponden a 626 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 126.33 kwh, se factura el 6.32% y el 93.68% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 437 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 93.68% que corresponden a 606 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 192.29 kwh, se factura el 20.44% y se pierde el 79.56%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 366 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 79.56% que corresponden a 514 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 313.45 kwh, se factura el 40.14% y se pierde el 59.86%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 366 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 59.86% que corresponden a 387 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 640.57 kwh, se factura el 46.46% y se pierde el 53.54%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 646 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 53.54% que corresponden a 346 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	66.67%	50.00%	50.00%	0.00%	50.00%
Cartera Vencida Mayor 12	44.44%	50.00%	0.00%	0.00%	50.00%

El 33.33% de los clientes del primer quintil del ciclo 21 si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 66.67% restante mantiene sus deudas entre dos y doce meses y de estos el 44.44% mantiene sus deudas superiores a los doce meses.

El 50% de los clientes del segundo quintil de este ciclo si cumple con sus pagos y el 50% restante mantiene sus deudas entre dos y doce meses y posteriormente las mantiene superiores a los doce meses.

El 50% de los clientes del tercer quintil de este ciclo si cumple con sus pagos y el 50% restante mantiene sus deudas entre dos y doce meses y no existen deudores superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del cuarto quintil si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y no existen clientes deudores.

El 50% de los clientes del quinto quintil si cumplen con sus pagos y el 50% restante mantiene sus deudas entre dos y doce meses y posteriormente las mantiene superiores a los doce meses.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.20.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
80.56	109
126.33	163
192.29	245
313.45	403
640.57	823

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	1353.19489	270.638978	50444.7373
INEC	5	1742.787649	348.55753	82570.0371

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	15178.2518	1	15178.2518	0.22821904	0.64562752	5.31765506
Dentro de los grup	532059.097	8	66507.3872			
Total	547237.349	9				

El valor estadístico de "F" de 0.22821904 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 21 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.20.3

EEMCA		INEC	
Media	270.64	Media	348.56
Error típico	100.44	Error típico	128.51
Mediana	192.29	Mediana	244.51
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	224.60	Desviación estándar	287.35
Varianza de la muestra	50,444.74	Varianza de la muestra	82,570.04
Curtosis	2.07	Curtosis	2.12
Coefficiente de asimetría	1.48	Coefficiente de asimetría	1.51
Rango	560.02	Rango	713.51
Mínimo	80.56	Mínimo	109.39
Máximo	640.57	Máximo	822.91
Suma	1,353.19	Suma	1,742.79
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	278.88	Nivel de confianza(95.0%)	356.79

La media para los valores del ciclo 21 de Bucay, es de 270.64 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 348.56 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 192.29 kwh y para los valores esperados de INEC es de 244.51 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 50444.74 y para los datos esperados del INEC 82570.04

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 224.60 kwh y para los valores esperados de INEC 287.35 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 2.07 cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de 2.12 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.21 Ciclo 23 Simón Bolívar urbano

TABLA No. 2.2.21.1

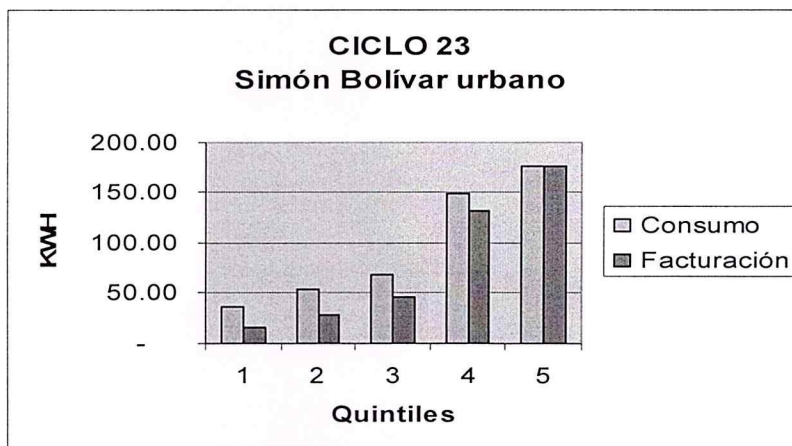
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 23

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	36.89	7.64%	44.62%	55.38%
2	54.24	11.24%	53.43%	46.57%
3	68.44	14.18%	67.27%	32.73%
4	147.31	30.53%	88.67%	11.33%
5	175.70	36.41%	100.00%	0.00%
	482.58	100%	82.4%	17.6%

El total de clientes de este ciclo, es de 1656 clientes, de los cuales 331 clientes del primer quintil, 224 del segundo quintil, 188 del tercer quintil y 93 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 82.4% del consumo y existe un 17.6% de pérdidas y el 29.20% de los clientes hurta energía.

GRÁFICO 2.2.21.1



El primer quintil tiene un consumo de 36.89 kwh, de los cuales el 44.62% se factura y el 55.38% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 331 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 55.38% que corresponden a 183 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 54.24 kwh, se factura el 53.43% y el 46.57% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 224 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 46.57% que corresponden a 154 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 68.44 kwh, se factura el 67.27% y se pierde el 32.73%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 188 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 32.73% que corresponden a 108 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 147.31 kwh, se factura el 88.67% y se pierde el 11.33%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 93 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 11.33% que corresponden a 38 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 175.70 kwh, se factura el 100.0% y se pierde el 0.00%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que

corresponden a 331 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y no se registran clientes que hurten energía en este quintil.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	66.67%	75.00%	0.00%	0.00%	100.00%
Cartera Vencida Mayor 12	66.67%	0.00%	0.00%	0.00%	50.00%

El 33.33% de los clientes del primer quintil de este ciclo 23, si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 66.67% restante mantiene sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y posteriormente las mantiene superiores a los doce meses.

El 25% de los clientes del segundo quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 75% restante mantiene sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y no existen deudores superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del tercero y cuarto quintil si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y no existen clientes deudores.

El 100% de los clientes del quinto quintil no cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y mantienen sus deudas pendientes de pago entre el dos y doce meses y de estos el 50% mantiene sus deudas pendientes de pago superiores a doce meses.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC

ANOVA

TABLA No. 2.2.21.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
36.89	50
54.24	70
68.44	87
147.31	189
175.70	226

$$H_0 = m_1 = m_2$$

$$H_1: m_1 \neq m_2$$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

<i>Grupos</i>	<i>Cuenta</i>	<i>Suma</i>	<i>Promedio</i>	<i>Varianza</i>
EEMCA	5	482.5835267	96.5167053	3745.21011
INEC	5	622.1967347	124.439347	6083.24318

ANÁLISIS DE VARIANZA

<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Entre grupos	1949.18479	1	1949.18479	0.39664121	0.54639109	5.31765506
Dentro de los gru	39313.8132	8	4914.22665			
Total	41262.998	9				

El valor estadístico de “F” de 0.39664121 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 23 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.21.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	96.52	Media	124.44
Error típico	27.37	Error típico	34.88
Mediana	68.44	Mediana	87.02
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	61.20	Desviación estándar	78.00
Varianza de la muestra	3,745.21	Varianza de la muestra	6,083.24
Curtosis	-2.44	Curtosis	-2.46
Coefficiente de asimetría	0.58	Coefficiente de asimetría	0.60
Rango	138.81	Rango	175.62
Mínimo	36.89	Mínimo	50.10
Máximo	175.70	Máximo	225.71
Suma	482.58	Suma	622.20
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	75.99	Nivel de confianza(95.0%)	96.84

La media para los valores del ciclo 23 de Simón Bolívar, es de 96.52 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 124.44 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 68.44 kwh y para los valores esperados de INEC es de 87.02 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 3745.21 y para los datos esperados del INEC 6083.24

La desviación estándar para datos de la EEMCA es de 61.20 kwh y para los valores esperados de INEC 78.00 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de - 2.44 cuyo valor negativo nos indica que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

El valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de - 2.46 el cual nos indica también que hay una menor concentración de datos en torno a la media y tiene una forma achatada en comparación con la normal.

2.2.22 Ciclo 25 Marcelino Maridueña urbano

TABLA No. 2.2.22.1

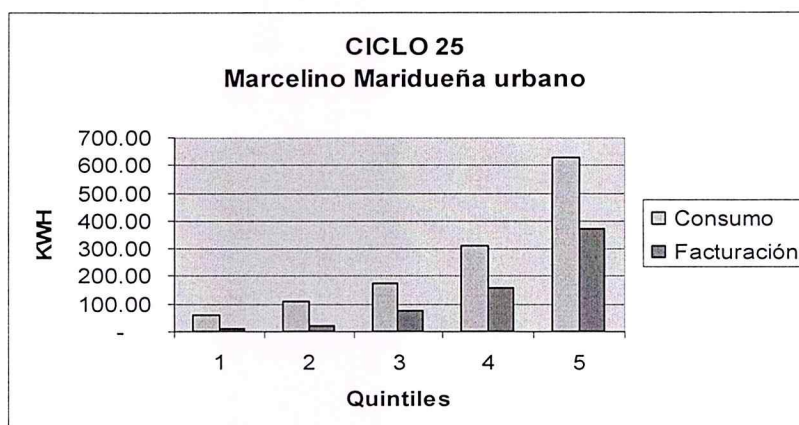
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
ANALISIS DE QUINTILES CICLO 25

QUINTILES	QUINTILES			
	CONSUMO	%CONSUMO	% FACTURADO	PÉRDIDAS
1	62.47	4.86%	14.22%	85.78%
2	107.23	8.35%	22.55%	77.45%
3	176.40	13.73%	42.23%	57.77%
4	310.67	24.18%	50.56%	49.44%
5	628.05	48.88%	58.89%	41.11%
	1,284.81	100%	49.4%	50.6%

El total de clientes de este ciclo, es de 2038 clientes, de los cuales 408 clientes del primer quintil, 276 del segundo quintil, 231 del tercer quintil y 114 del cuarto quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo.

Se factura el 49.04% del consumo y existe un 50.6% de pérdidas y el 62.31% de los clientes hurtan energía.

GRÁFICO 2.2.22.1



El primer quintil tiene un consumo de 62.47 kwh, de los cuales el 14.22% se factura y el 85.78% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 408 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 85.78% que corresponden a 350 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 107.23 kwh, se factura el 22.55% y el 77.45% es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 276 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 77.45% que corresponden a 316 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 176.40 kwh, se factura el 42.23% y se pierde el 57.77%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden a 231 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 57.77% que corresponden a 235 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 310.67 kwh, se factura el 50.56% y se pierde el 49.44%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 114 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 49.44% que corresponden a 202 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 628.05 kwh, se factura el 58.89% y se pierde el 41.11%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 408 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 41.11% que corresponden a 168 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

Cartera vencida

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera Vencida Mayor 2	50.00%	0.00%	50.00%	0.00%	0.00%
Cartera Vencida Mayor 12	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

El 50% de los clientes del primer quintil de este ciclo 25 si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 50% restante mantienen sus deudas pendientes de pago entre el dos y doce meses y no existen deudores superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del segundo quintil si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y no existen clientes deudores.

El 50% de los clientes del tercer quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 50% restante mantienen sus deudas

pendientes de pago entre dos y doce meses y no existen deudores superiores a los doce meses.

El 100% de los clientes del cuarto y quinto quintil de este ciclo si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y no existen clientes deudores.

ANÁLISIS DE VARIANZA “F” DE DATOS EEMCA – DATOS INEC
ANOVA

TABLA No. 2.2.22.2

PRUEBA F	
EEMCA	INEC
62.47	85
107.23	139
176.40	224
310.67	399
628.05	807

$H_0 = m_1 = m_2$

$H_1: m_1 \neq m_2$

Análisis de varianza de un factor

RESUMEN

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
EEMCA	5	1284.813194	256.962639	51832.5579
INEC	5	1653.668588	330.733718	85010.1297

ANÁLISIS DE VARIANZA

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	13605.4302	1	13605.4302	0.19884775	0.66747423	5.31765506
Dentro de los gru	547370.75	8	68421.3438			
Total	560976.18	9				

El valor estadístico de “F” de 0.19884775 es menor al valor crítico de 5.31765506 por lo que se acepta la hipótesis nula y se comprueba estadísticamente que los valores promedios del ciclo 25 de las bases de datos de la EEMCA están relacionados con los valores esperados y calculados según

los estudios de las bases de datos del INEC y no existen diferencias significativas.

ESTADISTICA DESCRIPTIVA DE LAS BASES

TABLA No. 2.2.22.3

<i>EEMCA</i>		<i>INEC</i>	
Media	256.96	Media	330.73
Error típico	101.82	Error típico	130.39
Mediana	176.40	Mediana	224.30
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	227.67	Desviación estándar	291.56
Varianza de la muestra	51,832.56	Varianza de la muestra	85,010.13
Curtosis	1.75	Curtosis	1.78
Coefficiente de asimetría	1.41	Coefficiente de asimetría	1.43
Rango	565.58	Rango	721.99
Mínimo	62.47	Mínimo	84.83
Máximo	628.05	Máximo	806.82
Suma	1,284.81	Suma	1,653.67
Cuenta	5.00	Cuenta	5.00
Nivel de confianza(95.0%)	282.69	Nivel de confianza(95.0%)	362.03

La media para los valores del ciclo 25 de Marcelino Maridueña, es de 256.96 kwh y para los valores esperados de los estudios de INEC es de 330.73 kwh.

La mediana para los datos de EEMCA es de 176.40 kwh y para los valores esperados de INEC es de 224.30 kwh.

La varianza para EEMCA, es de 51832.56 y para los datos esperados del INEC 85010.13

La desviación estándar para los datos de la EEMCA es de 227.67 kwh y para los valores esperados de INEC 291.56 kwh.

Curtosis: el valor para los datos de EEMCA es de 1.75 cuyo valor positivo nos indica que la mayoría de las observaciones están concentradas en la parte izquierda de la media, con la mayoría de los valores extremos a la derecha de

la media, también nos indica que tiene una distribución más elevada que la normal de 3; el valor curtosis para los datos esperados de las tablas del INEC, es de 1.78 el cual nos indica que la mayoría de las observaciones están al lado izquierdo de la media, con los valores extremos a la derecha de la media y su módulo menor a 3, que tiene una distribución mas plana que la normalizada.

2.2.23 Análisis Estadístico de los Ciclos Rurales

En el anexo No.12, se presentan los resultados del análisis estadístico realizado en los ciclos rurales, los mismos que se desarrollaron en forma similar al de los ciclos urbanos descritos en los numerales del 2.2.1 al 2.2.25

Se observa que de 37,035 usuarios analizados el primer quintil tiene un consumo promedio de 58.81 kwh, de los cuales el 19.84% se factura y el 80.16% es pérdida, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 7407 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 81.92% que corresponden a 6068 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El segundo quintil tiene un consumo de 100.91 kwh, se factura el 28.13% y el 71.87 % es pérdida, el 67.63% de los clientes de este quintil y que corresponden a 5009 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 73.03% que corresponden a 5409 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El tercer quintil tiene un consumo de 141.56 kwh, se factura el 40.65% y se pierde el 59.35%, el 56.64% de los clientes de este quintil y que corresponden

a 4195 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 57.99% que corresponden a 4295 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El cuarto quintil tiene un consumo mensual de 199.94 kwh, se factura el 49.04% y se pierde el 50.96%, el 28.09% de los clientes de este quintil y que corresponden a 2081 clientes, sus ingresos no pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 46.63% que corresponden a 3454 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

El quinto quintil tiene un consumo mensual de 343.61 kwh, se factura el 55.08% y se pierde el 44.92%, el 100.00% de los clientes de este quintil y que corresponden a 7407 clientes, sus ingresos si pueden cubrir sus gastos de consumo y del total de clientes del quintil, el 34.75% que corresponden a 2574 clientes hurtan energía porque las instalaciones eléctricas se lo permiten.

En el anexo No. 13 se presenta un gráfico que muestra el área de concesión de la EEMCA y la distribución de los ciclos rurales.

Cartera vencida

En el anexo No.14, se presentan los resultados del análisis estadístico de la cartera vencida de los ciclos rurales, los mismos que se desarrollaron en forma similar al de los ciclos urbanos descritos en los numerales del 2.2.1 al 2.2.25

En el siguiente cuadro se presenta el resumen de la cartera vencida de los ciclos rurales.

Quintiles	1	2	3	4	5
Cartera vencida mayor a 2	66.60%	42.22%	38.89%	31.48%	67.59%
Cartera vencida mayor a 12	35.99%	25.86%	29.01%	17.90%	41.67%

El 33.40% de los clientes del primer quintil del resumen de clientes rurales si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 66.60% restante mantienen sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y de estos el 35.99% mantienen sus deudas pendientes superior a 12 meses.

El 57.78% de los clientes del segundo quintil del resumen de clientes rurales si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 42.22% restante mantienen sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y de estos el 25.86% mantienen sus deudas pendientes superior a 12 meses.

El 61.11% de los clientes del tercer quintil del resumen de clientes rurales si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 38.89% restante mantienen sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y de estos el 29.01% mantienen sus deudas pendientes superior a 12 meses.

El 68.52% de los clientes del cuarto quintil del resumen de clientes rurales si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 31.48% restante mantienen sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y de estos el 17.90% mantienen sus deudas pendientes superior a 12 meses.

El 32.41% de los clientes del quinto quintil del resumen de clientes rurales si cumplen puntualmente con sus compromisos de pago y el 67.59% restante mantienen sus deudas pendientes de pago entre dos y doce meses y de estos el 41.67% mantienen sus deudas pendientes superior a 12 meses.

CAPÍTULO III

TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

3.1 Plan de reducción de pérdidas

3.1.1 Sector urbano

Una vez establecido los datos de consumo, de facturación y de pérdidas para cada uno de los ciclos urbanos, es necesario establecer los lineamientos generales a desarrollar para la reducción de las pérdidas.

La innovación tecnológica que ofrece el mercado es el cambio de redes abiertas obsoletas y de tecnología de los 80's a redes de distribución de última tecnología o redes antihurto.

Para establecer los montos de inversión por cada ciclo, se ha tomado como referencia la construcción piloto de la ciudadela ASOMA de la ciudad de Milagro, en la que se construyeron 2190 metros de redes de distribución con conductor preensamblado para 370 clientes, estableciéndose un promedio de 5,92 metros de conductor preensamblado por cada cliente, la utilización extra de tres transformadores de 10 kva y uno de 25 kva, por cada 370 clientes; el costo de las redes fue de 5146,42 que dividido para los clientes considerados, se establece un costo unitario de redes de \$13.91 dólares americanos; para las acometidas, se estableció un promedio de 15,10 metros de conductor de cobre antihurto por un valor unitario de \$1,98 dólares por cada metro; Por tendido de las redes e instalación de las acometidas se consideró un valor unitario de \$3,50 dólares por cada cliente, estas consideraciones fueron aplicadas a los clientes del ciclo 1 urbano de milagro y que se presenta en el cuadro siguiente.

Construcción de redes antihurto para el Ciclo Urbano 1 - Milagro			
Items	P/U (\$)	Cantidades	Total
Redes necesarias	\$ 13.91	25,274	\$ 351,539.17
Transformadores 10 kva	\$ 879.80	33	\$ 29,033.40
Transformadores 25 kva	\$ 1,169.55	11	\$ 12,865.05
Medidores	\$ 22.50	4,270	\$ 96,075.00
Acometidas	\$ 1.98	64,501	\$ 127,711.98
Tendido y conexión acometidas	\$ 3.50	4,270	\$ 14,945.00
Costo Total de las obras a valor presente			\$ 632,169.60

Con el valor total de las redes de distribución del ciclo 1 de Milagro urbano de \$632.169,60 a valor presente que dividido para 4270 clientes que tiene este ciclo, se establece un costo unitario total de \$148,05 dólares americanos por cada cliente para la construcción de redes, instalación de transformadores de distribución extras, medidores, acometidas y mano de obra.

Aplicando el costo unitario de la implementación de las nuevas redes a los ciclos urbanos del área de concesión de la Empresa Eléctrica Milagro, se obtiene una necesidad de \$10'351.296,00 dólares americanos a valor presente y cuyo cuadro se presenta a continuación.

INVERSIONES CICLOS URBANOS

COSTO DE LA INVERSIÓN DE REDES ANTIHURTO URBANA A VALOR PRESENTE			
Ciclos	Clientes	Costo/cliente	Inversión Total
1	4,270	\$ 148.05	\$ 632,169.60
2	4,019	\$ 148.05	\$ 595,009.28
3	2,678	\$ 148.05	\$ 396,416.23
4	5,980	\$ 148.05	\$ 885,333.53
5	2,533	\$ 148.05	\$ 375,008.34
6	1,622	\$ 148.05	\$ 240,194.84
7	2,689	\$ 148.05	\$ 398,103.99
8	2,851	\$ 148.05	\$ 422,087.94
9	1,962	\$ 148.05	\$ 290,472.31
10	4,180	\$ 148.05	\$ 618,845.18
11	3,654	\$ 148.05	\$ 540,971.36
12	4,624	\$ 148.05	\$ 684,578.97
13	3,188	\$ 148.05	\$ 471,980.49
14	3,828	\$ 148.05	\$ 566,731.90
15	2,842	\$ 148.05	\$ 420,755.50
16	2,789	\$ 148.05	\$ 412,908.90
17	3,029	\$ 148.05	\$ 448,440.68
18	3,125	\$ 148.05	\$ 462,653.39
19	3,129	\$ 148.05	\$ 463,245.59
21	3,232	\$ 148.05	\$ 478,494.65
23	1,656	\$ 148.05	\$ 245,169.29
25	2,038	\$ 148.05	\$ 301,724.04
Total	69,918	\$ 148.05	\$ 10,351,296.00

Similar análisis para la determinación de las necesidades de inversión, aplicado en los ciclos urbanos de la EEMCA, se ha ejecutado para los ciclos rurales; determinándose una inversión necesaria de \$5'206.886,36 dólares americanos a valor presente.

En el cuadro siguiente se presenta el resumen de las inversiones necesarias en el área rural de la EEMCA, del cual se han restado las inversiones correspondientes a los ciclos 87 y 88, debido a que en el proceso de análisis del beneficio/costo no es rentable la inversión y por lo tanto no se construirán.

COSTO DE LA INVERSIÓN DE REDES ANTIHURTO RURALES A VALOR PRESENTE			
Ciclos	Clientes	Costo/Cliente	Inversión Total
51	1929	\$ 148.05	\$ 285,586.69
52	1167	\$ 148.05	\$ 172,773.28
53	1628	\$ 148.05	\$ 241,023.91
54	1370	\$ 148.05	\$ 202,827.25
55	1384	\$ 148.05	\$ 204,899.94
56	1166	\$ 148.05	\$ 172,625.23
57	2309	\$ 148.05	\$ 341,845.34
58	1240	\$ 148.05	\$ 183,580.87
59	1235	\$ 148.05	\$ 182,840.62
60	1471	\$ 148.05	\$ 217,780.21
61	1356	\$ 148.05	\$ 200,754.56
62	1316	\$ 148.05	\$ 194,832.60
63	2400	\$ 148.05	\$ 355,317.81
65	503	\$ 148.05	\$ 74,468.69
70	2165	\$ 148.05	\$ 320,526.27
71	1210	\$ 148.05	\$ 179,139.39
72	671	\$ 148.05	\$ 99,340.94
73	1589	\$ 148.05	\$ 235,250.00
74	1158	\$ 148.05	\$ 171,440.84
76	1372	\$ 148.05	\$ 203,123.35
77	1110	\$ 148.05	\$ 164,334.49
78	1575	\$ 148.05	\$ 233,177.31
79	978	\$ 148.05	\$ 144,792.01
85	1196	\$ 148.05	\$ 177,066.71
86	1672	\$ 148.05	\$ 247,538.07
87	1125	\$ 148.05	\$ 166,555.22
88	740	\$ 148.05	\$ 109,556.32
Total	37035	\$ 148.05	\$ 5,482,997.90

3.1.2 Análisis Beneficio / Costo Ciclos Urbanos

Parámetros

- El crecimiento histórico anual de la demanda de la Empresa Eléctrica Milagro C.A., se ubica en el orden del 6%, valor que se toma como referencia para la proyección total de la demanda, durante 25 años que es el período de análisis del presente estudio.
- El período de inversión se programa para 5 años.
- Se asume que para un 1/5 de la inversión se recuperará 1/5 de las pérdidas no técnicas.
- El porcentaje de energía (kwh) que se estima se recuperará anual y progresivamente, es igual al porcentaje de pérdidas detectadas en el ciclo de análisis en el año "n" igual a cero (0) menos el porcentaje de pérdidas establecidas en el año "n + 1".

Desarrollo del análisis beneficio/costo del sector urbano

Con estas consideraciones se determinan los valores de kilovatios hora consumidos, kilovatios hora facturados, kilovatios hora perdidos, porcentaje de pérdidas y kilovatios hora recuperados y que como ejemplo se presenta a continuación, el cuadro de consumo, facturación, pérdidas y recuperación proyectados del ciclo 1 del área urbana de Milagro.

KWH CONSUMIDOS, FACTURADOS, PERDIDOS Y RECUPERADOS CICLO 1					
AÑOS	KWH CONSUMIDO	KWH FACTURADO	KWH PERDIDOS	PERDIDAS %	KWH RECUPERADOS
0	11,620,099.92	5,767,104.00	5,852,995.92	50%	0
1	12,488,017.69	7,455,887.71	5,032,129.99	40%	1,258,032.50
2	13,243,106.62	9,240,808.04	4,002,298.58	30%	2,668,199.05
3	13,933,389.36	11,126,113.30	2,807,276.07	20%	4,210,914.10
4	14,585,557.00	13,116,220.14	1,469,336.86	10%	5,877,347.43
5	15,215,719.89	15,215,719.89	-	0%	7,664,094.72
6	17,345,920.68	17,345,920.68	-	0%	8,737,067.98
7	18,401,658.86	18,401,658.86	-	0%	9,268,838.90
8	19,587,454.28	19,587,454.28	-	0%	9,866,119.11
9	20,704,757.24	20,704,757.24	-	0%	10,428,899.96
10	21,743,222.56	21,743,222.56	-	0%	10,951,970.62
11	23,134,085.65	23,134,085.65	-	0%	11,652,542.56
12	24,286,827.53	24,286,827.53	-	0%	12,233,173.84
13	25,848,284.34	25,848,284.34	-	0%	13,019,673.13
14	27,322,494.88	27,322,494.88	-	0%	13,762,226.84
15	28,880,737.14	28,880,737.14	-	0%	14,547,106.97
16	30,527,798.15	30,527,798.15	-	0%	15,376,724.74
17	32,268,737.48	32,268,737.48	-	0%	16,253,628.63
18	34,108,902.73	34,108,902.73	-	0%	17,180,512.20
19	36,053,945.94	36,053,945.94	-	0%	18,160,222.36
20	38,109,840.86	38,109,840.86	-	0%	19,195,768.07
21	40,282,901.31	40,282,901.31	-	0%	20,290,329.56
22	42,579,800.46	42,579,800.46	-	0%	21,447,268.09
23	45,064,403.50	45,064,403.50	-	0%	22,698,752.30
24	47,573,728.36	47,573,728.36	-	0%	23,962,688.77
25	50,340,608.93	50,340,608.93	-	0%	25,356,354.99
TOTALES	705,252,001.35	686,087,963.94	19,164,037.41		336,068,457.44

Con los datos calculados y mostrados en el cuadro anterior y con el precio unitario del kilovatio hora promedio calculado en el año cero y que para el caso del ciclo 1 el precio promedio de venta fue de 9 centavos de dólar, el cuadro de dólares consumidos, dólares facturados, dólares perdidos y dólares recuperados se presenta a continuación.

DOLARES CONSUMIDOS, FACTURADOS Y RECUPERADOS CICLO 1				
ANOS	DÓLARES CONSUMIDOS	DÓLARES FACTURADOS	DÓLARES PERDIDOS	DÓLARES RECUPERADOS
0	1,042,568.46	517,431.07	525,137.39	-
1	1,120,439.03	668,950.65	451,488.38	112,872.09
2	1,188,186.46	829,095.72	359,090.74	239,393.83
3	1,250,119.40	998,247.43	251,871.97	377,807.96
4	1,308,632.62	1,176,802.06	131,830.56	527,322.24
5	1,365,171.54	1,365,171.54	-	687,631.22
6	1,556,295.56	1,556,295.56	-	783,899.59
7	1,651,017.58	1,651,017.58	-	831,610.68
8	1,757,408.48	1,757,408.48	-	885,199.33
9	1,857,654.16	1,857,654.16	-	935,692.66
10	1,950,826.44	1,950,826.44	-	982,623.15
11	2,075,616.24	2,075,616.24	-	1,045,479.26
12	2,179,041.55	2,179,041.55	-	1,097,574.15
13	2,319,137.21	2,319,137.21	-	1,168,139.75
14	2,451,405.04	2,451,405.04	-	1,234,762.51
15	2,591,212.30	2,591,212.30	-	1,305,182.84
16	2,738,988.47	2,738,988.47	-	1,379,617.08
17	2,895,187.51	2,895,187.51	-	1,458,293.88
18	3,060,289.21	3,060,289.21	-	1,541,454.92
19	3,234,800.68	3,234,800.68	-	1,629,355.62
20	3,419,257.89	3,419,257.89	-	1,722,265.95
21	3,614,227.32	3,614,227.32	-	1,820,471.24
22	3,820,307.70	3,820,307.70	-	1,924,273.07
23	4,043,229.09	4,043,229.09	-	2,036,557.65
24	4,268,368.54	4,268,368.54	-	2,149,959.45
25	4,516,616.19	4,516,616.19	-	2,275,000.76
TOTALES	63,276,004.64	61,556,585.60	1,719,419.04	30,152,440.87

Una vez determinados los dólares recuperados en cada uno de los años del período de análisis de 25, se establece el cuadro de ingresos y gastos del ciclo 1, considerándose en la columna de inversión anual, el valor del total de la inversión del ciclo de análisis dividida para cinco años, con un costo del dinero del 6.5%; El cuadro Ingreso menos gastos o flujo neto de la inversión del proyecto de construcción de redes del ciclo 1, se presenta a continuación.

INGRESOS - GASTOS CICLO 1			
Años	INGRESOS	GASTOS	FLUJO NETO
	DOLARES RECUPERADOS	DÓLARES INVERSIÓN	
1	-	126,433.92	-126,433.92
2	112,872.09	134,652.12	-21,780.03
3	239,393.83	143,404.51	95,989.31
4	377,807.96	152,725.81	225,082.16
5	527,322.24	162,652.98	364,669.25
6	687,631.22	-	687,631.22
7	783,899.59	-	783,899.59
8	831,610.68	-	831,610.68
9	885,199.33	-	885,199.33
10	935,692.66	-	935,692.66
11	982,623.15	-	982,623.15
12	1,045,479.26	-	1,045,479.26
13	1,097,574.15	-	1,097,574.15
14	1,168,139.75	-	1,168,139.75
15	1,234,762.51	-	1,234,762.51
16	1,305,182.84	-	1,305,182.84
17	1,379,617.08	-	1,379,617.08
18	1,458,293.88	-	1,458,293.88
19	1,541,454.92	-	1,541,454.92
20	1,629,355.62	-	1,629,355.62
21	1,722,265.95	-	1,722,265.95
22	1,820,471.24	-	1,820,471.24
23	1,924,273.07	-	1,924,273.07
24	2,036,557.65	-	2,036,557.65
25	2,149,959.45	-	2,149,959.45
26	2,275,000.76	-	2,275,000.76
TOTALES	30,152,440.87	719,869.34	29,432,571.53

Con los datos de ingresos, gastos y flujo neto del ciclo 1, con una tasa de interés del 6.5% anual, se calcula el valor actual neto a 5, 10 y 25 años de los ingresos, inversión y flujo neto, el beneficio/costo a 5, 10 y 25 años; la tasa interna de retorno a 5, 10 y 25 años y el tiempo de recuperación de la inversión operativa del ciclo 1 a beneficio/costo de 5, 10 y 25 años.

El cuadro de los índices de valor actual neto (VAN), beneficio/costo (B/C), tasa interna de retorno (TIR) y tiempo de recuperación del ciclo 1 se presenta a continuación.

Análisis Beneficio/Costo del Ciclo 1 (Milagro)

DESCRIPCIÓN	TASA	VAN	INGRESOS	INVERSION	NETO
VALOR ACTUAL NETO	6.5%	VAN (5 años)	\$ 1,541,603.55	\$ 632,169.60	\$ 909,433.96
	6.5%	VAN (10 años)	\$ 4,203,185.56	\$ 632,169.60	\$ 3,571,015.96
	6.5%	VAN (25 años)	\$ 11,647,245.84	\$ 632,169.60	\$ 11,015,076.24
BENEFICIO / COSTO		B/C (5 años)			2.44
		B/C (10 años)			6.65
		B/C (25 años)			18.42
TASA INTERNA DE RETORNO		TIR (5 AÑOS)			0.80
		TIR (10 AÑOS)			0.94
		TIR (25 AÑOS)			0.95
TIEMPO DE RECUPERACIÓN		TIEMPO DE RECUPERACIÓN (B/C - 5 años)			2.05
		TIEMPO DE RECUPERACIÓN (B/C - 10 años)			1.50
		TIEMPO DE RECUPERACIÓN (B/C - 25 años)			1.36

El análisis beneficio/costo del ciclo 1 registrado en líneas y párrafos anteriores y presentado como ejemplo; se ha ejecutado para cada uno de los 22 ciclos urbanos del área de concesión de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

3.1.3 Análisis beneficio/costo consolidado del sector urbano

Con los datos de ingresos y egresos determinados para cada uno de los ciclos urbanos de la EEMCA, se realizó un consolidado de los ingresos, egresos y recuperación de todos los ciclos urbanos, cuadro que se presenta a continuación:

INGRESOS - GASTOS CICLO URBANOS DEL 1 AL 25				
Años	INGRESOS DOLARES RECUPERADOS	GASTOS DÓLARES INVERSIÓN	FLUJO NETO	RECUPERACIÓN ACUMULADA
0	-	2,070,259.20	-2,070,259.20	\$ -2,070,259.20
1	2,098,657.61	2,204,826.05	-106,168.44	\$ -2,176,427.64
2	4,218,426.08	2,348,139.74	1,870,286.34	\$ -306,141.30
3	6,445,418.43	2,500,768.82	3,944,649.61	\$ 3,638,508.31
4	8,807,049.49	2,663,318.80	6,143,730.69	\$ 9,782,239.00
5	11,316,344.85	-	11,316,344.85	\$ 21,098,583.85
6	12,900,633.12	-	12,900,633.12	\$ 33,999,216.97
7	13,685,814.33	-	13,685,814.33	\$ 47,685,031.30
8	14,567,722.65	-	14,567,722.65	\$ 62,252,753.95
9	15,398,691.26	-	15,398,691.26	\$ 77,651,445.21
10	16,171,026.17	-	16,171,026.17	\$ 93,822,471.38
11	17,205,448.89	-	17,205,448.89	\$ 111,027,920.26
12	18,062,774.39	-	18,062,774.39	\$ 129,090,694.65
13	19,224,072.30	-	19,224,072.30	\$ 148,314,766.95
14	20,320,482.79	-	20,320,482.79	\$ 168,635,249.74
15	21,479,389.95	-	21,479,389.95	\$ 190,114,639.69
16	22,704,354.03	-	22,704,354.03	\$ 212,818,993.71
17	23,999,137.97	-	23,999,137.97	\$ 236,818,131.69
18	25,367,718.94	-	25,367,718.94	\$ 262,185,850.62
19	26,814,300.49	-	26,814,300.49	\$ 289,000,151.11
20	28,343,325.48	-	28,343,325.48	\$ 317,343,476.59
21	29,959,489.65	-	29,959,489.65	\$ 347,302,966.24
22	31,667,756.04	-	31,667,756.04	\$ 378,970,722.27
23	33,515,622.92	-	33,515,622.92	\$ 412,486,345.19
24	35,381,876.08	-	35,381,876.08	\$ 447,868,221.27
25	37,439,680.44	-	37,439,680.44	\$ 485,307,901.72
TOTALES	497,095,214.33	11,787,312.61	485,307,901.72	

El análisis del tiempo de recuperación en el punto de inflexión segundo y tercer año, es de 2.08 años determinado por interpolación y de 2.25 años, en función del análisis beneficio/costo del período de 3 años, es decir que a partir del punto de inflexión de los ciclos urbanos, la Empresa Eléctrica Milagro C.A., comienza a tener valores de recuperación positivos, lo que demuestra la viabilidad de la ejecución del proyecto de cambio de redes obsoletas a redes antihurto.

La relación beneficio/costo de este análisis consolidado del sector urbano del período de 10 años, es de 8.96 a una tasa interna de retorno del 100%.

Y la relación beneficio/costo del período de 25 años es de 42.17 a una tasa interna de retorno del 100% con una tasa de descuento del 15% para entidades del sector de servicio público.¹⁶

El cuadro de resumen del análisis beneficio/costo consolidado del sector urbano, el mismo que contiene el valor actual neto (VAN), los datos de beneficio/costo de los periodos tres, cinco, diez y veinticinco años así como las tasas internas de retorno, se presenta a continuación.

Resumen de datos de análisis beneficio/costo consolidado urbano

DESCRIPCIÓN	TASA	VAN	INGRESOS	INVERSIÓN	NETO
VALOR ACTUAL NETO	6.5%	VAN (3 años)	\$ 11,025,618.83	\$ 8,281,036.80	\$ 2,744,582.03
	6.5%	VAN (5 años)	\$ 32,885,896.46	\$ 11,787,312.61	\$ 15,779,829.01
	6.5%	VAN (10 años)	\$ 105,609,783.99	\$ 11,787,312.61	\$ 59,581,475.83
	6.5%	VAN (25 años)	\$ 497,095,214.33	\$ 11,787,312.61	\$ 182,088,353.01
BENEFICIO / COSTO		B/C (3 años)			1.33
		B/C (5 años)			2.79
		B/C (10 años)			8.96
		B/C (25 años)			42.17
TASA INTERNA DE RETORNO		TIR (3 AÑOS)			46%
		TIR (5 AÑOS)			87%
		TIR (10 AÑOS)			100%
		TIR (25 AÑOS)			100%
TIEMPO DE RECUPERACIÓN EN EL PUNTO DE INFLEXIÓN (B/C-3 AÑOS)					2.25

El cuadro de resumen del análisis beneficio/costo a 25 años de los 22 ciclos urbanos del área de concesión de la EEMCA, se presenta a continuación.

El mismo contiene los valores totales de inversión por ciclo, la recuperación, tasa interna de retorno y el año de recuperación.

¹⁶ Análisis de la Inversión de Capital para Ingeniería y Administración, Jhon R. Canada-William G. Sullivan-John A. White, A Simón&Schuster Company, Segunda edición.

Resumen de datos de análisis beneficio/costo por ciclo urbano

URBANOS		ANALISIS 25 ANOS					
		VALOR ACTUAL NETO (VAN)			Benef/Costo	TIR	RECUP-INV.
Ciclos	Clientes	INVERSIÓN	RECUPERACIÓN	NETO	B/C		(ANOS)
11	3,654	\$ 540,971.36	\$ 18,321,794.68	\$ 17,780,823.32	33.87	224%	0.74
7	2,689	\$ 398,103.99	\$ 13,956,619.09	\$ 13,558,515.10	35.06	185%	0.71
2	4,019	\$ 595,009.28	\$ 18,029,781.82	\$ 17,434,772.54	30.30	153%	0.83
12	4,624	\$ 684,578.97	\$ 16,796,544.85	\$ 16,111,965.87	24.54	140%	1.02
15	2,842	\$ 420,755.50	\$ 10,604,096.22	\$ 10,183,340.72	25.20	134%	0.99
10	4,180	\$ 618,845.18	\$ 13,310,872.86	\$ 12,692,027.68	21.51	129%	1.16
6	1,622	\$ 240,194.84	\$ 6,044,590.38	\$ 5,804,395.54	25.17	118%	0.99
21	3,232	\$ 478,494.65	\$ 9,768,284.43	\$ 9,289,789.79	20.41	115%	1.22
25	2,038	\$ 301,724.04	\$ 6,464,398.99	\$ 6,162,674.95	21.42	109%	1.17
14	3,828	\$ 566,731.90	\$ 10,649,403.18	\$ 10,082,671.27	18.79	102%	1.33
1	4,270	\$ 632,169.60	\$ 11,647,245.84	\$ 11,015,076.24	18.42	95%	1.36
4	5,980	\$ 885,333.53	\$ 14,267,941.10	\$ 13,382,607.57	16.12	93%	1.55
8	2,851	\$ 422,087.94	\$ 6,753,200.87	\$ 6,331,112.93	16.00	85%	1.56
16	2,789	\$ 412,908.90	\$ 6,240,546.72	\$ 5,827,637.82	15.11	77%	1.65
13	3,188	\$ 471,980.49	\$ 5,805,026.80	\$ 5,333,046.32	12.30	63%	2.03
5	2,533	\$ 375,008.34	\$ 4,382,126.75	\$ 4,007,118.42	11.69	60%	2.14
18	3,125	\$ 462,653.39	\$ 4,592,352.85	\$ 4,129,699.45	9.93	54%	2.52
9	1,962	\$ 290,472.31	\$ 2,795,289.09	\$ 2,504,816.79	9.62	51%	2.60
17	3,029	\$ 448,440.68	\$ 4,219,599.42	\$ 3,771,158.74	9.41	49%	2.66
3	2,678	\$ 396,416.23	\$ 3,279,900.62	\$ 2,883,484.38	8.27	43%	3.02
19	3,129	\$ 463,245.59	\$ 3,527,957.63	\$ 3,064,712.04	7.62	41%	3.28
23	1,656	\$ 245,169.29	\$ 982,074.80	\$ 736,905.52	4.01	24%	6.24
Total	69,918.00	\$ 10,351,296.00	\$ 192,439,649.01	\$ 182,088,353.01	18.59	97%	1.34

Como puede observarse, los 69918 clientes del sector urbano de la EEMCA, que representan el 64.12% del total de clientes a mayo de 2007.

La inversión a valor presente, es de \$10'351.296,00 dólares americanos y una recuperación neta en la operación del proyecto de \$182'088.353,01 dólares americanos, que representa un beneficio/costo promedio del 18.59, es decir que la ejecución del proyecto es aconsejable.

De la visualización del cuadro de beneficio/costo, se observa que el tiempo de recuperación máxima es de 6.24 años si toda la inversión se ejecutara en un solo año lo que representa un promedio de recuperación de capital de 1.34 años y una tasa interna de retorno promedio del 97%.

3.1.4 Análisis del proceso de inversión anual del sector urbano

Nuestro análisis y propuesta de inversión, es que la programación de la ejecución del proyecto, se ejecute en el transcurso de cinco años consecutivos.

Si se necesitan \$10'351.296,00 dólares americanos para todos los ciclos urbanos de la EEMCA, la inversión anual a valor presente durante los cinco años de inversión, será de: \$2'070.259,20 dólares americanos a valor presente.

Del cuadro de resumen de análisis beneficio/costo del sector urbano, ordenado en forma descendente en función de la tasa interna de retorno y presentado en la página 170, se debe invertir de la siguiente manera:

Inversión urbana 1^{er} año.

Se debe ejecutar la construcción del 100% del costo del proyecto de construcción de redes, acometidas y medidores del ciclo 11 de la población urbana de La Troncal esto es \$540.971,36 dólares americanos; el 100% del costo del proyecto de construcción en el ciclo 7, correspondiente al sector de Milagro urbano esto es \$398.103,99 dólares americanos; el 100% del costo de construcción del ciclo 2 del sector urbano de Milagro esto es \$595.009,28 dólares americanos y el 78.32% del costo de construcción del ciclo 12 del sector urbano de la Troncal esto es \$536.174,57.

Inversión urbana 2^{do} año.

En el segundo año de inversión, se debe completar el porcentaje faltante de construcción del ciclo 12 de la población urbana de la troncal, esto es

\$148.404,40 dólares americanos y que corresponden al 21.68% del costo total del proyecto; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 15 correspondiente al sector urbano de Naranjal esto es \$420.755,50 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo del proyecto de construcción del ciclo 10 correspondiente al sector urbano de Milagro, esto es \$618.845,18 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 6 correspondiente al sector urbano de Milagro, esto es \$240.194,84 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 21, correspondiente al sector urbano de Yaguachi esto es \$478.494,65 dólares americanos; se debe ejecutar el 54.21% del costo total del proyecto de construcción del ciclo 25 correspondiente al sector urbano de Marcelino Maridueña, esto es \$163.564,63%.

Inversión urbana 3^{er} año.

Se debe ejecutar el 45.79% restante del costo de construcción del ciclo 25 correspondiente al sector urbano de Marcelino Maridueña esto es \$138.159,41 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 14, correspondiente al sector urbano del Triunfo esto es \$566.731,90 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 1, correspondiente al sector urbano de Milagro esto es \$632.169,60 dólares americanos; se debe ejecutar el 82.82% del costo de construcción del ciclo 4, correspondiente al sector urbano de Milagro esto es \$733.198,29.

Inversión urbana 4^{to} año.

Se debe ejecutar el 17.18% restante del costo de construcción del ciclo 4, correspondiente al sector urbano de Milagro esto es \$152.135,24 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 8, correspondiente al sector urbano de Milagro esto es \$422.087,94 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 16, correspondiente al sector urbano de Naranjal esto es \$412.908,90; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 13, correspondiente al sector urbano del Triunfo esto es \$471.980,49; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 5, correspondiente al sector urbano de Milagro esto es \$375.008,34 dólares americanos; se debe ejecutar el 51.04% del costo de construcción del ciclo 18 correspondiente al sector urbano de naranjito esto es \$236.138,29 dólares americanos.

Inversión urbana 5^{to} año.

Se debe ejecutar el 48.96% restante del costo de construcción del ciclo 18, correspondiente al sector urbano de Naranjito esto es \$226.515,10 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 9, correspondiente al sector urbano de Milagro esto es \$290.472,31 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 17, correspondiente al sector urbano de Naranjito esto es \$448.440,68 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 3, correspondiente al sector urbano de Milagro esto es \$396.416,23 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 19,

correspondiente al sector urbano de Bucay esto es \$463.245,59 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 23 correspondiente al sector urbano de Simón Bolívar esto es \$245.169,29 dólares americanos.

3.1.5 Cronograma de inversiones del sector urbano

El resumen de inversiones correspondientes al sector urbano anual y por ciclos se presenta a continuación.

CRONOGRAMA DE INVERSIONES PROPUESTO SECTOR URBANO							TOTALES
CICLO	POBLACION	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	
11	TRONCAL URBANO	\$ 540,971.36					\$ 540,971.36
7	MILAGRO URBANO	\$ 398,103.99					\$ 398,103.99
2	MILAGRO URBANO	\$ 595,009.28					\$ 595,009.28
12	TRONCAL URBANO	\$ 536,174.57	\$ 148,404.40				\$ 684,578.97
15	NARANJAL URBANO		\$ 420,755.50				\$ 420,755.50
10	MILAGRO URBANO		\$ 618,845.18				\$ 618,845.18
6	MILAGRO URBANO		\$ 240,194.84				\$ 240,194.84
21	YAGUACHI URBANO		\$ 478,494.65				\$ 478,494.65
25	M.MARIDUEÑA URBANO		\$ 163,564.63	\$ 138,159.41			\$ 301,724.04
14	TRIUNFO URBANO			\$ 566,731.90			\$ 566,731.90
1	MILAGRO URBANO			\$ 632,169.60			\$ 632,169.60
4	MILAGRO URBANO			\$ 733,198.29	\$ 152,135.24		\$ 885,333.53
8	MILAGRO URBANO				\$ 422,087.94		\$ 422,087.94
16	NARANJAL URBANO				\$ 412,908.90		\$ 412,908.90
13	TRIUNFO URBANO				\$ 471,980.49		\$ 471,980.49
5	MILAGRO URBANO				\$ 375,008.34		\$ 375,008.34
18	NARANJITO URBANO				\$ 236,138.29	\$ 226,515.10	\$ 462,653.39
9	MILAGRO URBANO					\$ 290,472.31	\$ 290,472.31
17	NARANJITO URBANO					\$ 448,440.68	\$ 448,440.68
3	MILAGRO URBANO					\$ 396,416.23	\$ 396,416.23
19	BUCA Y URBANO					\$ 463,245.59	\$ 463,245.59
23	S.BOLÍVAR URBANO					\$ 245,169.29	\$ 245,169.29
TOTALES		\$ 2,070,259.20	\$ 2,070,259.20	\$ 2,070,259.20	\$ 2,070,259.20	\$ 2,070,259.20	\$ 10,351,296.00

El resumen de recuperación operacional esperada de la inversión, se presenta a continuación.

RECUPERACIÓN ESPERADA DE LA INVERSIÓN PROPUESTA EN EL SECTOR URBANO							TOTALES
CICLO	POBLACION	AÑO "n"	AÑO "n+1"	AÑO "n+2"	AÑO "n+3"	AÑO "n+4"	
11	TRONCAL URBANO	\$ 18,321,794.68					\$ 18,321,794.68
7	MILAGRO URBANO	\$ 13,956,619.09					\$ 13,956,619.09
2	MILAGRO URBANO	\$ 18,029,781.82					\$ 18,029,781.82
12	TRONCAL URBANO		\$ 16,796,544.85				\$ 16,796,544.85
15	NARANJAL URBANO		\$ 10,604,096.22				\$ 10,604,096.22
10	MILAGRO URBANO		\$ 13,310,872.86				\$ 13,310,872.86
6	MILAGRO URBANO		\$ 6,044,590.38				\$ 6,044,590.38
21	YAGUACHI URBANO		\$ 9,768,284.43				\$ 9,768,284.43
25	M.MARIDUENA URBANO			\$ 6,464,398.99			\$ 6,464,398.99
14	TRIUNFO URBANO			\$ 10,649,403.18			\$ 10,649,403.18
1	MILAGRO URBANO			\$ 11,647,245.84			\$ 11,647,245.84
4	MILAGRO URBANO				\$ 14,267,941.10		\$ 14,267,941.10
8	MILAGRO URBANO				\$ 6,753,200.87		\$ 6,753,200.87
16	NARANJAL URBANO				\$ 6,240,546.72		\$ 6,240,546.72
13	TRIUNFO URBANO				\$ 5,805,026.80		\$ 5,805,026.80
5	MILAGRO URBANO				\$ 4,382,126.75		\$ 4,382,126.75
18	NARANJITO URBANO					\$ 4,592,352.85	\$ 4,592,352.85
9	MILAGRO URBANO					\$ 2,795,289.09	\$ 2,795,289.09
17	NARANJITO URBANO					\$ 4,219,599.42	\$ 4,219,599.42
3	MILAGRO URBANO					\$ 3,279,900.62	\$ 3,279,900.62
19	BUCAY URBANO					\$ 3,527,957.63	\$ 3,527,957.63
23	S.BOLIVAR URBANO					\$ 982,074.80	\$ 982,074.80
TOTALES		\$ 50,308,195.59	\$ 56,524,388.74	\$ 28,761,048.00	\$ 37,448,842.25	\$ 19,397,174.41	\$ 192,439,649.01

3.2 Análisis Beneficio / Costo Ciclos Rurales

Desarrollo del análisis beneficio/costo del sector rural

Las mismas consideraciones de análisis establecidas en el estudio del sector urbano del área de concesión de la EEMCA, se instituyen en el análisis beneficio/costo de cada uno de los ciclos del sector rural.

3.2.1 Análisis beneficio/costo consolidado del sector rural

Con los datos de ingresos y egresos determinados para cada uno de los ciclos rurales de la EEMCA, se realizó un consolidado de los ingresos, egresos y recuperación de todos los ciclos rurales, cuadro que se presenta a continuación:

INGRESOS - GASTOS CICLO RURAL DEL 51 AL 86				
Años	INGRESOS DOLARES RECUPERADOS	GASTOS DÓLARES INVERSIÓN	FLUJO NETO	RECUPERACIÓN ACUMULADA
0	-	1,041,377.27	-1,041,377.27	\$ -1,041,377.27
1	681,359.67	1,109,066.79	-427,707.12	\$ -1,469,084.40
2	1,347,184.16	1,181,156.14	166,028.02	\$ -1,303,056.37
3	2,047,125.73	1,257,931.28	789,194.44	\$ -513,861.93
4	2,792,404.65	1,339,696.82	1,452,707.83	\$ 938,845.90
5	3,587,533.94	-	3,587,533.94	\$ 4,526,379.84
6	4,089,788.69	-	4,089,788.69	\$ 8,616,168.53
7	4,338,708.66	-	4,338,708.66	\$ 12,954,877.20
8	4,618,293.29	-	4,618,293.29	\$ 17,573,170.48
9	4,881,728.89	-	4,881,728.89	\$ 22,454,899.37
10	5,126,576.29	-	5,126,576.29	\$ 27,581,475.66
11	5,454,511.39	-	5,454,511.39	\$ 33,035,987.05
12	5,726,302.71	-	5,726,302.71	\$ 38,762,289.76
13	6,094,460.07	-	6,094,460.07	\$ 44,856,749.84
14	6,442,046.67	-	6,442,046.67	\$ 51,298,796.51
15	6,809,446.11	-	6,809,446.11	\$ 58,108,242.62
16	7,197,787.07	-	7,197,787.07	\$ 65,306,029.70
17	7,608,262.49	-	7,608,262.49	\$ 72,914,292.19
18	8,042,133.21	-	8,042,133.21	\$ 80,956,425.40
19	8,500,731.85	-	8,500,731.85	\$ 89,457,157.25
20	8,985,466.91	-	8,985,466.91	\$ 98,442,624.15
21	9,497,827.03	-	9,497,827.03	\$ 107,940,451.18
22	10,039,385.61	-	10,039,385.61	\$ 117,979,836.79
23	10,625,200.66	-	10,625,200.66	\$ 128,605,037.45
24	11,216,844.58	-	11,216,844.58	\$ 139,821,882.03
25	11,869,214.50	-	11,869,214.50	\$ 151,691,096.52
TOTALES	157,620,324.83	5,929,228.30	151,691,096.52	

El análisis del tiempo de recuperación en el punto de inflexión tercer y cuarto año, es de 3.35 años determinado por interpolación y de 3.66 años, en función del análisis beneficio/costo del período de 4 años, es decir que a partir del punto de inflexión de los ciclos rurales, la Empresa Eléctrica Milagro C.A., comienza a tener valores de recuperación positivos, lo que demuestra la viabilidad de la ejecución del proyecto de cambio de redes obsoletas a redes antihurto.

La relación beneficio/costo de este análisis consolidado del sector urbano del período de 10 años, es de 5.65 a una tasa interna de retorno del 42%.

Y la relación beneficio/costo del período de 25 años es de 26.58 a una tasa interna de retorno del 65% con una tasa de descuento del 15% para entidades del sector de servicio público.¹⁷

El cuadro de resumen del análisis beneficio/costo consolidado del sector urbano, el mismo que contiene el valor actual neto (VAN), los datos de beneficio/costo de los periodos tres, cinco, diez y veinticinco años así como las tasas internas de retorno, se presenta a continuación.

Resumen de datos de análisis beneficio/costo consolidado rural

DESCRIPCIÓN	TASA	VAN	INGRESOS	INVERSIÓN	NETO
VALOR ACTUAL NETO	6.5%	VAN (4 años)	\$ 5,692,843.55	\$ 5,206,886.36	\$ 485,957.19
	6.5%	VAN (5 años)	\$ 10,455,608.15	\$ 5,929,228.30	\$ 3,104,429.46
	6.5%	VAN (10 años)	\$ 33,510,703.97	\$ 5,929,228.30	\$ 16,990,529.32
	6.5%	VAN (25 años)	\$ 157,620,324.83	\$ 5,929,228.30	\$ 55,827,944.21
BENEFICIO / COSTO		B/C (4 años)			1.09
		B/C (5 años)			1.76
		B/C (10 años)			5.65
		B/C (25 años)			26.58
TASA INTERNA DE RETORNO		TIR (3 AÑOS)			-16%
		TIR (5 AÑOS)			42%
		TIR (10 AÑOS)			63%
		TIR (25 AÑOS)			65%
TIEMPO DE RECUPERACIÓN EN EL PUNTO DE INFLEXIÓN (B/C-4 AÑOS)					3.66

El cuadro de resumen del análisis beneficio/costo a 25 años de los 27 ciclos rurales del área de concesión de la EEMCA, se presenta a continuación.

El mismo contiene los valores totales de inversión por ciclo, la recuperación, tasa interna de retorno y el año de recuperación.

¹⁷ Análisis de la Inversión de Capital para Ingeniería y Administración, Jhon R. Canada-William G. Sullivan-John A. White, A Simón&Schuster Company, Segunda edición.

RURALES		ANÁLISIS 26 AÑOS					
Ciclos	Clientes	VALOR ACTUAL NETO (VAN)			Benef/Costo	TIR	RECUP-INV.
		INVERSIÓN	RECUPERACIÓN	NETO	B/C	(AÑOS)	
74	1,158	\$ 171,440.84	\$ 4,763,404.00	\$ 4,591,963.16	27.78	210%	0.90
70	2,165	\$ 320,526.27	\$ 7,787,708.43	\$ 7,467,182.16	24.30	136%	1.03
71	1,210	\$ 179,139.39	\$ 3,613,396.52	\$ 3,434,257.12	20.17	130%	1.24
63	2,400	\$ 355,317.81	\$ 3,490,895.89	\$ 3,135,578.08	9.82	57%	2.54
76	1,372	\$ 203,123.35	\$ 2,306,369.80	\$ 2,103,246.46	11.35	68%	2.20
86	1,672	\$ 247,538.07	\$ 3,679,464.79	\$ 3,431,926.72	14.86	79%	1.68
57	2,309	\$ 341,845.34	\$ 4,308,421.08	\$ 3,966,575.74	12.60	64%	1.98
60	1,471	\$ 217,780.21	\$ 2,516,906.45	\$ 2,299,126.25	11.56	64%	2.16
79	978	\$ 144,792.01	\$ 1,434,069.59	\$ 1,289,277.59	9.90	59%	2.52
64	1,370	\$ 202,827.25	\$ 2,587,236.52	\$ 2,384,409.27	12.76	68%	1.96
62	1,316	\$ 194,832.60	\$ 2,061,773.36	\$ 1,866,940.76	10.58	59%	2.36
61	1,356	\$ 200,754.56	\$ 1,889,888.05	\$ 1,689,133.49	9.41	54%	2.66
59	1,235	\$ 182,840.62	\$ 1,977,802.77	\$ 1,794,962.15	10.82	59%	2.31
56	1,166	\$ 172,625.23	\$ 2,164,024.85	\$ 1,991,399.61	12.54	66%	1.99
51	1,929	\$ 285,586.69	\$ 2,458,915.22	\$ 2,173,328.53	8.61	46%	2.90
78	1,575	\$ 233,177.31	\$ 1,801,555.98	\$ 1,568,378.67	7.73	44%	3.24
53	1,628	\$ 241,023.91	\$ 2,437,035.78	\$ 2,196,011.87	10.11	53%	2.47
73	1,589	\$ 235,250.00	\$ 2,529,934.07	\$ 2,294,684.07	10.75	55%	2.32
62	1,167	\$ 172,773.28	\$ 1,623,160.95	\$ 1,450,387.67	9.39	51%	2.66
55	1,384	\$ 204,899.94	\$ 1,791,930.88	\$ 1,587,030.94	8.75	47%	2.86
77	1,110	\$ 164,334.49	\$ 1,247,331.48	\$ 1,082,996.99	7.59	42%	3.29
85	1,196	\$ 177,066.71	\$ 969,742.85	\$ 792,676.14	5.48	31%	4.56
58	1,240	\$ 183,580.87	\$ 837,312.95	\$ 653,732.09	4.56	27%	5.48
65	503	\$ 74,468.69	\$ 475,826.32	\$ 401,357.63	6.39	37%	3.91
72	671	\$ 99,340.94	\$ 280,722.01	\$ 181,381.08	2.83	18%	8.85
87	1,125	\$ 166,555.22	\$ 39,328.12	\$ -127,227.11	0.24	#¡DIV/0!	105.88
88	740	\$ 109,556.32	\$ 6,472.09	\$ -103,084.24	0.06	#¡DIV/0!	423.19
Total	37,035	\$ 5,482,997.90	\$ 61,080,630.77	\$ 55,597,632.87	11.14		2.24

De los 27 ciclos presentados en el cuadro anterior, los ciclos 87 y 88, no se construirán, porque los resultados del análisis beneficio/costo de estos ciclos muestran la inviabilidad de su construcción.

Los 37035 clientes del sector rural de la EEMCA, representan el 33.96% del total de clientes a mayo de 2007.

La inversión total determinada para los ciclos rurales de la EEMCA a valor presente, es de \$5'482.997,90 dólares americanos de los cuales hay que disminuir la inversión establecida del ciclo 87 y ciclo 88, que representan un valor \$276.111,55 dólares americanos los cuales según el análisis beneficio/costo, no se construirán, en razón de que su relación beneficio/costo es menor a 1, lo cual da como resultado que el tiempo de recuperación de capital este fuera de una aplicación económicamente practica.

Entonces la inversión total requerida asciende a un valor de \$5'206.886.36 dólares americanos.

El promedio del costo beneficio de los ciclos rurales del área de concesión de la EEMCA, sin considerar los ciclos 87 y 88, es de 11.72, es decir que la ejecución de los 25 ciclos restantes es aconsejable.

De la visualización del cuadro de beneficio/costo, se observa que el tiempo de recuperación máxima es de 8.85 años si toda la inversión se ejecutara en un solo año, lo que representa un promedio de 2.13 años de recuperación del capital a una tasa interna de retorno promedio del 65%.

3.2.2 Análisis del proceso de inversión anual del sector rural

Aplicando los mismos conceptos establecidos en el análisis del sector urbano, nuestra propuesta de inversión para el sector rural, es que la ejecución del proyecto, se realice en el transcurso de cinco años consecutivos.

Como se estableció que se necesitan \$5'206.886.36 dólares americanos para todos los 25 ciclos rurales de la EEMCA, la inversión anual a valor presente durante los cinco años de inversión, será de: \$1'041.377,27 dólares americanos.

Del cuadro de resumen de análisis beneficio/costo del sector rural, ordenado en forma descendente en función de la tasa interna de retorno y presentado en la página 178, se debe invertir de la siguiente manera:

Inversión rural 1^{er} año.

Se debe ejecutar la construcción del 100% del costo del proyecto de construcción de redes, acometidas y medidores del ciclo 74 de la población

urbana del Triunfo esto es \$171.440,84 dólares americanos; el 100% del costo del proyecto de construcción en el ciclo 70, correspondiente al sector de rural de La Troncal esto es \$320.526,27 dólares americanos; el 100% del costo de construcción del ciclo 71 del sector rural de La Troncal esto es \$179.139,39 dólares americanos; el 100% del costo de construcción del ciclo 63 del sector rural de Simón Bolívar esto es \$355.317,81 dólares americanos y el 7.36% del costo de construcción del ciclo 76 del sector rural de Naranjito esto es \$14.952,96 dólares americanos.

Inversión rural 2^{do} año.

En el segundo año de inversión, se debe completar el porcentaje faltante de construcción del ciclo 76 del sector rural de Naranjito, esto es \$188.170,39 dólares americanos y que corresponden al 92.64% del costo total del proyecto; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 86 correspondiente al sector rural de Naranjal esto es \$247.538,07 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo del proyecto de construcción del ciclo 57 correspondiente al sector rural de Milagro, esto es \$341.845,34 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 60 correspondiente al sector rural de Milagro, esto es \$217.780,21 dólares americanos; se debe ejecutar el 31.80% del costo total del proyecto de construcción del ciclo 79 correspondiente al sector rural de Bucay, esto es \$46.043,27

Inversión rural 3^{er} año.

Se debe ejecutar el 68.20% restante del costo de construcción del ciclo 79 correspondiente al sector rural de Bucay, esto es \$98.748,74 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 54, correspondiente al sector rural de Milagro, esto es \$202.827,25 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 62, correspondiente al sector rural de Yaguachi, esto es \$194.832,60 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 61, correspondiente al sector rural de Milagro, esto es \$200.754,56 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 59, correspondiente al sector rural de Milagro, esto es \$182.840,62 dólares americanos; se debe ejecutar el 93.48% del costo de construcción del ciclo 56, correspondiente al sector rural de Milagro esto es \$161.373,50 dólares americanos.

Inversión rural 4^{to} año.

Se debe ejecutar el 6.52% restante del costo de construcción del ciclo 56, correspondiente al sector rural de Milagro, esto es \$11.251,73 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 51, correspondiente al sector rural de Milagro, esto es \$285.586,69 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 78, correspondiente al sector rural de Naranjito, esto es \$233.177,31 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 53, correspondiente al sector rural de Milagro, esto es \$241.023,91 dólares

americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 73, correspondiente al sector rural de El Triunfo, esto es \$235.250,00 dólares americanos; se debe ejecutar el 20.31% del costo de construcción del ciclo 52 correspondiente al sector rural de Milagro, esto es \$35.087,63 dólares americanos.

Inversión rural 5^{to} año.

Se debe ejecutar el 79.69% restante del costo de construcción del ciclo 52, correspondiente al sector rural de Milagro, esto es \$137.685,65 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 55, correspondiente al sector rural de Milagro, esto es \$204.899,94 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 77, correspondiente al sector rural de Naranjito, esto es \$164.334,49 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 85, correspondiente al sector rural de Naranjal, esto es \$177.066,71 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 58, correspondiente al sector rural de Milagro, esto es \$183.580,87 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 65, correspondiente al sector rural de Marcelino Maridueña, esto es \$74.468,69 dólares americanos; se debe ejecutar el 100% del costo de construcción del ciclo 72, correspondiente al sector rural de La Troncal, esto es \$99.340,94 dólares americanos.

3.2.3 Cronograma de inversiones del sector rural

El resumen de inversiones anuales correspondientes al sector rural por ciclos se presenta a continuación.

CRONOGRAMA DE INVERSIONES PROPUESTO SECTOR RURAL							TOTALES
CICLO	POBLACION	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	
74	TRIUNFO RURAL	\$ 171,440.84					\$ 171,440.84
70	TRONCAL RURAL	\$ 320,526.27					\$ 320,526.27
71	TRONCAL RURAL	\$ 179,139.39					\$ 179,139.39
63	SIMÓN BOLÍVAR RURAL	\$ 355,317.81					\$ 355,317.81
76	NARANJITO RURAL	\$ 14,952.96	188,170.39				\$ 203,123.35
86	NARANJAL RURAL		\$ 247,538.07				\$ 247,538.07
57	MILAGRO RURAL		\$ 341,845.34				\$ 341,845.34
60	MILAGRO RURAL		\$ 217,780.21				\$ 217,780.21
79	BUCAY RURAL		\$ 46,043.27	98,748.74			\$ 144,792.01
54	MILAGRO RURAL			\$ 202,827.25			\$ 202,827.25
62	YAGUACHI RURAL			\$ 194,832.60			\$ 194,832.60
61	MILAGRO RURAL			\$ 200,754.56			\$ 200,754.56
59	MILAGRO RURAL			\$ 182,840.62			\$ 182,840.62
56	MILAGRO RURAL			\$ 161,373.50	11,251.73		\$ 172,625.23
51	MILAGRO RURAL				\$ 285,586.69		\$ 285,586.69
78	NARANJITO RURAL				\$ 233,177.31		\$ 233,177.31
53	MILAGRO RURAL				\$ 241,023.91		\$ 241,023.91
73	TRIUNFO RURAL				\$ 235,250.00		\$ 235,250.00
52	MILAGRO RURAL				\$ 35,087.63	137,685.65	\$ 172,773.28
55	MILAGRO RURAL					\$ 204,899.94	\$ 204,899.94
77	NARANJITO RURAL					\$ 164,334.49	\$ 164,334.49
85	NARANJAL RURAL					\$ 177,066.71	\$ 177,066.71
58	MILAGRO RURAL					\$ 183,580.87	\$ 183,580.87
65	M.MARIDUEÑA RURAL					\$ 74,468.69	\$ 74,468.69
72	TRONCAL RURAL					\$ 99,340.94	\$ 99,340.94
TOTALES		\$ 1,041,377.27	\$ 1,041,377.27	\$ 1,041,377.27	\$ 1,041,377.27	\$ 1,041,377.27	\$ 5,206,886.36

El resumen de recuperación operacional esperada, en función de la inversión realizada, se presenta a continuación.

RECUPERACIÓN ESPERADA DE LA INVERSION PROPUESTA EN EL SECTOR RURAL							TOTALES
CICLO	POBLACION	AÑO "n"	AÑO "n+1"	AÑO "n+2"	AÑO "n+3"	AÑO "n+4"	
74	TRIUNFO RURAL	\$ 4,763,404.00					\$ 4,763,404.00
70	TRONCAL RURAL	\$ 7,787,708.43					\$ 7,787,708.43
71	TRONCAL RURAL	\$ 3,613,396.52					\$ 3,613,396.52
63	SIMÓN BOLÍVAR RURAL	\$ 3,490,895.89					\$ 3,490,895.89
76	NARANJITO RURAL		\$ 2,306,369.80				\$ 2,306,369.80
86	NARANJAL RURAL		\$ 3,679,464.79				\$ 3,679,464.79
57	MILAGRO RURAL		\$ 4,308,421.08				\$ 4,308,421.08
60	MILAGRO RURAL		\$ 2,516,906.45				\$ 2,516,906.45
79	BUCAY RURAL			\$ 1,434,069.59			\$ 1,434,069.59
54	MILAGRO RURAL			\$ 2,587,236.52			\$ 2,587,236.52
62	YAGUACHI RURAL			\$ 2,061,773.36			\$ 2,061,773.36
61	MILAGRO RURAL			\$ 1,889,888.05			\$ 1,889,888.05
59	MILAGRO RURAL			\$ 1,977,802.77			\$ 1,977,802.77
56	MILAGRO RURAL				\$ 2,164,024.85		\$ 2,164,024.85
51	MILAGRO RURAL				\$ 2,458,915.22		\$ 2,458,915.22
78	NARANJITO RURAL				\$ 1,801,555.98		\$ 1,801,555.98
53	MILAGRO RURAL				\$ 2,437,035.78		\$ 2,437,035.78
73	TRIUNFO RURAL				\$ 2,529,934.07		\$ 2,529,934.07
52	MILAGRO RURAL					\$ 1,623,160.95	\$ 1,623,160.95
55	MILAGRO RURAL					\$ 1,791,930.88	\$ 1,791,930.88
77	NARANJITO RURAL					\$ 1,247,331.48	\$ 1,247,331.48
85	NARANJAL RURAL					\$ 969,742.85	\$ 969,742.85
58	MILAGRO RURAL					\$ 837,312.95	\$ 837,312.95
65	M.MARIDUEÑA RURAL					\$ 475,826.32	\$ 475,826.32
72	TRONCAL RURAL					\$ 280,722.01	\$ 280,722.01
TOTALES		\$ 19,655,404.83	\$ 12,811,162.13	\$ 9,950,770.29	\$ 11,391,465.89	\$ 7,226,027.43	\$ 61,034,830.57

3.3 Programa de Recuperación de Cartera Vencida

3.3.1 Cartera Vencida Urbana

El análisis estadístico muestra que porcentualmente la cartera vencida mayor a un año por ciclos y por quintiles del sector urbano, son los siguientes.

Ciclos	CARTERA VENCIDA URBANA > 12 EN PORCENTAJES POR QUINTILES					Totales
	1	2	3	4	5	
1	5.24%	0.00%	94.76%	0.00%	0.00%	100.00%
2	0.00%	6.41%	93.59%	0.00%	0.00%	100.00%
3	1.13%	10.25%	0.00%	88.62%	0.00%	100.00%
4	0.15%	0.73%	11.16%	0.00%	87.95%	100.00%
5	0.00%	0.00%	14.91%	85.09%	0.00%	100.00%
6	0.00%	8.05%	0.00%	0.00%	91.95%	100.00%
7	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
8	3.87%	15.22%	80.91%	0.00%	0.00%	100.00%
9	0.83%	0.00%	11.86%	87.32%	0.00%	100.00%
10	14.52%	85.48%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
11	2.68%	97.32%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
12	0.78%	0.00%	99.22%	0.00%	0.00%	100.00%
13	7.38%	0.00%	92.62%	0.00%	0.00%	100.00%
14	10.68%	89.32%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
15	0.97%	13.44%	0.00%	0.00%	85.59%	100.00%
16	0.35%	1.99%	21.56%	76.10%	0.00%	100.00%
17	2.87%	0.00%	0.00%	0.00%	97.13%	100.00%
18	0.00%	23.60%	76.40%	0.00%	0.00%	100.00%
19	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
21	0.30%	1.06%	0.00%	0.00%	98.64%	100.00%
23	4.76%	0.00%	0.00%	0.00%	95.24%	100.00%
25	1.56%	0.00%	98.44%	0.00%	0.00%	100.00%

Índices que se toman como referencia para inferir el total de la cartera vencida urbana mayor a un año.

El total de la cartera vencida urbana mayor a un año, cortada al 31 de diciembre de 2007 es de \$15'258.400,38 y desglosada por ciclos es el siguiente:

SECTOR URBANO	
Ciclos	Cartera Vencida > 1 año
1	\$ 795,079.41
2	\$ 348,687.66
3	\$ 461,729.38
4	\$ 1,825,882.61
5	\$ 622,221.56
6	\$ 252,156.45
7	\$ 303,274.01
8	\$ 621,579.24
9	\$ 621,521.51
10	\$ 900,892.58
11	\$ 497,287.89
12	\$ 793,903.61
13	\$ 804,257.01
14	\$ 969,386.81
15	\$ 613,581.13
16	\$ 727,890.68
17	\$ 572,619.24
18	\$ 532,133.22
19	\$ 24,946.48
21	\$ 2,056,493.50
23	\$ 773,167.67
25	\$ 139,708.76
Totales	\$ 15,258,400.38

Por lo que el valor inferido del total de la cartera vencida por ciclos mayor a un año por quintiles y por ciclos es el siguiente:

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA						
Ciclos	CARTERA VENCIDA > 12 TOTAL URBANA					Totales
	1	2	3	4	5	
1	\$ 41,694.11	\$ 0.00	\$ 753,385.30	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 795,079.41
2	\$ 0.00	\$ 22,362.63	\$ 326,325.03	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 348,687.66
3	\$ 5,235.73	\$ 47,313.87	\$ 0.00	\$ 409,179.78	\$ 0.00	\$ 461,729.38
4	\$ 2,825.77	\$ 13,398.36	\$ 203,715.89	\$ 0.00	\$ 1,605,942.59	\$ 1,825,882.61
5	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 92,766.63	\$ 529,454.93	\$ 0.00	\$ 622,221.56
6	\$ 0.00	\$ 20,309.73	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 231,846.72	\$ 252,156.45
7	\$ 303,274.01	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 303,274.01
8	\$ 24,074.15	\$ 94,614.47	\$ 502,890.61	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 621,579.24
9	\$ 5,132.24	\$ 0.00	\$ 73,707.44	\$ 542,681.83	\$ 0.00	\$ 621,521.51
10	\$ 130,796.24	\$ 770,096.35	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 900,892.58
11	\$ 13,319.78	\$ 483,968.11	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 497,287.89
12	\$ 6,196.33	\$ 0.00	\$ 787,707.28	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 793,903.61
13	\$ 59,367.27	\$ 0.00	\$ 744,889.74	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 804,257.01
14	\$ 103,533.43	\$ 865,853.37	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 969,386.81
15	\$ 5,956.44	\$ 82,481.42	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 525,143.26	\$ 613,581.13
16	\$ 2,555.90	\$ 14,510.42	\$ 156,911.68	\$ 553,912.68	\$ 0.00	\$ 727,890.68
17	\$ 16,452.74	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 556,166.49	\$ 572,619.24
18	\$ 0.00	\$ 125,586.50	\$ 406,546.72	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 532,133.22
19	\$ 24,946.48	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 24,946.48
21	\$ 6,167.92	\$ 21,762.87	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 2,028,562.71	\$ 2,056,493.50
23	\$ 36,792.69	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 736,374.98	\$ 773,167.67
25	\$ 2,186.04	\$ 0.00	\$ 137,522.72	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 139,708.76
TOTALES	\$ 790,607.27	\$ 2,662,268.10	\$ 4,186,369.03	\$ 2,035,229.23	\$ 5,684,036.76	\$ 15,258,400.38

De los datos del estudio de ingresos y gastos región costa establecidos por INEC en su estudio ENIGHU-2003-2004 e indicados en la tabla No.3 del numeral 2.1.4 de este trabajo, se indicó que el 100% de los hogares del primer quintil, no pueden cubrir sus gastos de consumo; el 67.6% de los hogares del

segundo quintil, igualmente no pueden cubrir sus gastos de consumo; el 56.6% de los hogares del tercer quintil, tampoco pueden cubrir sus gastos de consumo y el 28.1% de los hogares del cuarto quintil, similar que los anteriores, tampoco pueden cubrir sus gastos de consumo y el 100% de los hogares del quinto quintil si pueden cubrir sus gastos de consumo.

Tomando como referencia los porcentajes de no cobertura de gastos, del estudio del INEC e inferidos en el cuadro de cartera vencida mayor a un año por quintiles, se determina el valor de cartera vencida urbana incobrable mayor a un año por quintiles cuyo valor total irrecuperable es de \$5'466.260,51 dólares americanos, el cuadro por quintiles y por ciclo de cartera vencida incobrable mayor a un año se presenta a continuación.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA						
Ciclos	CARTERA VENCIDA URBANA INCOBRABLE > 12					Totales
	1	2	3	4	5	
1	\$ 41,694.11	\$ 0.00	\$ 426,724.85	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 468,418.96
2	\$ 0.00	\$ 15,124.17	\$ 184,833.71	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 199,957.88
3	\$ 5,235.73	\$ 31,999.05	\$ 0.00	\$ 114,931.47	\$ 0.00	\$ 152,166.26
4	\$ 2,825.77	\$ 9,061.51	\$ 115,386.68	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 127,273.96
5	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 52,543.93	\$ 148,714.67	\$ 0.00	\$ 201,258.60
6	\$ 0.00	\$ 13,735.77	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 13,735.77
7	\$ 303,274.01	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 303,274.01
8	\$ 24,074.15	\$ 63,989.13	\$ 284,842.19	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 372,905.48
9	\$ 5,132.24	\$ 0.00	\$ 41,748.62	\$ 152,429.87	\$ 0.00	\$ 199,310.73
10	\$ 130,796.24	\$ 520,827.30	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 651,623.53
11	\$ 13,319.78	\$ 327,314.63	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 340,634.41
12	\$ 6,196.33	\$ 0.00	\$ 446,165.15	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 452,361.49
13	\$ 59,367.27	\$ 0.00	\$ 421,912.88	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 481,280.15
14	\$ 103,533.43	\$ 585,589.16	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 689,122.59
15	\$ 5,956.44	\$ 55,783.38	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 61,739.82
16	\$ 2,555.90	\$ 9,813.60	\$ 88,876.32	\$ 155,584.42	\$ 0.00	\$ 256,830.24
17	\$ 16,452.74	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 16,452.74
18	\$ 0.00	\$ 84,935.97	\$ 230,272.06	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 315,208.03
19	\$ 24,946.48	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 24,946.48
21	\$ 6,167.92	\$ 14,718.54	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 20,886.46
23	\$ 36,792.69	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 36,792.69
25	\$ 2,186.04	\$ 0.00	\$ 77,894.22	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 80,080.26
TOTALES	\$ 790,507.27	\$ 1,732,892.21	\$ 2,371,200.61	\$ 571,660.43	\$ 0.00	\$ 5,466,260.51

La diferencia entre el total de cartera vencida urbana mayor a un año y la cartera vencida urbana incobrable y mayor a un año es de \$9'792.139,87 dólares americanos, y que se asume como cartera vencida mayor a un año

RECUPERABLE y cuyo cuadro por quintiles y por ciclos se presenta a continuación.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA						
Ciclos	CARTERA VENCIDA URBANA RECUPERABLE > 12					Totales
	1	2	3	4	5	
1	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 326,660.45	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 326,660.45
2	\$ 0.00	\$ 7,238.46	\$ 141,491.32	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 148,729.78
3	\$ 0.00	\$ 15,314.81	\$ 0.00	\$ 294,248.31	\$ 0.00	\$ 309,563.12
4	\$ 0.00	\$ 4,336.86	\$ 88,329.21	\$ 0.00	\$ 1,605,942.59	\$ 1,698,608.65
5	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 40,222.70	\$ 380,740.27	\$ 0.00	\$ 420,962.96
6	\$ 0.00	\$ 6,573.97	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 231,846.72	\$ 238,420.68
7	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
8	\$ 0.00	\$ 30,625.34	\$ 218,048.42	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 248,673.76
9	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 31,958.82	\$ 390,251.96	\$ 0.00	\$ 422,210.78
10	\$ 0.00	\$ 249,269.05	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 249,269.05
11	\$ 0.00	\$ 156,653.48	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 156,653.48
12	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 341,542.12	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 341,542.12
13	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 322,976.86	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 322,976.86
14	\$ 0.00	\$ 280,264.21	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 280,264.21
15	\$ 0.00	\$ 26,698.04	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 525,143.26	\$ 551,841.30
16	\$ 0.00	\$ 4,696.81	\$ 68,035.36	\$ 398,328.26	\$ 0.00	\$ 471,060.44
17	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 556,166.49	\$ 556,166.49
18	\$ 0.00	\$ 40,650.53	\$ 176,274.66	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 216,925.19
19	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
21	\$ 0.00	\$ 7,044.33	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 2,028,562.71	\$ 2,035,607.04
23	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 736,374.98	\$ 736,374.98
25	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 59,628.50	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 59,628.50
TOTALES	\$ 0.00	\$ 829,365.89	\$ 1,815,168.42	\$ 1,463,568.80	\$ 5,684,036.75	\$ 9,792,139.87

Planteamiento del programa de recuperación de cartera vencida urbana

Actualmente el control de cartera vencida, mayor a un año por ciclos, se entrega en contratos a empresas de abogados para que a través de ellos se gestione la visita a los clientes y se plantee que según el cliente se ejecute un convenio de pago de deuda del 10% mensual del monto de la deuda si el cliente es residencial y un monto de 30% mensual si el cliente es comercial.

El control de los convenios, se los ejecuta a través de asesoría jurídica de la empresa que funciona con una secretaria y una ayudante.

La recaudación producida con este método es improductivo, ya que se recauda aproximadamente el 1.5% anual de la cartera vencida mayor a un año y se confirma que los clientes no prestan mayor atención a estas visitas y métodos

de pago, en razón de que las líneas de distribución están abiertas y los procesos de corte individual tampoco surten los efectos requeridos pues los clientes se reconectan a la salida del personal de corte en su zona de servicio.

Nuestro planteamiento, se basa en la misma entrega de la cartera vencida mayor a un año a profesionales del derecho para que se ejecuten los pasos legales pertinentes, pero entregar una cartera depurada como se la presentó en párrafos anteriores, acompañada de la construcción de redes antihurto a fin de recuperar el control del sistema operativo en la entrega del servicio eléctrico y apoyado en un sistema de financiamiento poblacional, acorde con las necesidades de los grupos sociales detectados y establecidos.

Del análisis del estudio ENIGHU-2003-2004 del INEC, se establece que el porcentaje restante del segundo quintil que si pueden cubrir sus gastos de consumo, está en capacidad de pagar entre \$5 y \$10 dólares americanos; el porcentaje restante del tercer quintil de la población y que si pueden cubrir sus gastos, está en capacidad de pagar entre \$10 y \$15 dólares americanos; el porcentaje restante del cuarto quintil de la población y que si pueden cubrir sus gastos, está en capacidad de pagar entre \$15 y \$20 dólares americanos; el Quinto quintil de la población si puede cubrir sus gastos de consumo.

Para efectos de determinar los valores totales a recuperarse anualmente en el programa de recuperación de cartera vencida, se ha tomado como referencia los valores individuales que deben ser cancelados mensualmente por cada uno de los grupos sociales considerados y cuyo cuadro se presenta a continuación.

	QUINTILES				
	1	2	3	4	5
Valores a recuperarse individualmente	\$ 0.00	\$ 5.00	\$ 10.00	\$ 15.00	\$ 20.00

El planteamiento de la recuperación de cartera vencida mayor a un año, igualmente está proyectada a un período de 5 años para cada uno de los quintiles a partir del quintil 2 hasta el quintil 5, dejando fuera totalmente el quintil 1 que se considera como cartera irrecuperable.

Recuperación de cartera vencida del sector urbano quintil 2

Con las consideraciones establecidas en los párrafos anteriores, a continuación se presenta el cuadro de cartera vencida recuperable y mayor a 1 año, del quintil número 2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA VENCIDA PROPUESTA							Cartera Riesgosa
QUINTIL 2 URBANO							
Ciclo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total	
1	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
2	2,092.30	2,092.30	3,053.85	-	-	\$ 7,238.46	
3	5,251.47	5,251.47	4,811.87	-	-	\$ 15,314.81	
4	\$ 4,336.86	-	-	-	-	\$ 4,336.86	
5	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
6	2,144.09	2,144.09	2,285.78	-	-	\$ 6,573.97	
7	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
8	6,938.09	6,938.09	6,938.09	9,811.06	-	\$ 30,625.34	
9	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
10	7,871.00	7,871.00	7,871.00	7,871.00	7,871.00	\$ 39,354.98	\$ -209,914.07
11	13,926.25	13,926.25	13,926.25	13,926.25	13,926.25	\$ 69,631.23	\$ -87,022.25
12	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
13	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
14	23,194.38	23,194.38	23,194.38	23,194.38	23,194.38	\$ 115,971.90	\$ -164,292.31
15	14,192.96	12,505.08	-	-	-	\$ 26,698.04	
16	\$ 4,696.81	-	-	-	-	\$ 4,696.81	
17	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
18	7,434.41	7,434.41	7,434.41	7,434.41	10,912.90	\$ 40,650.53	
19	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
21	\$ 7,044.33	-	-	-	-	\$ 7,044.33	
23	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
25	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
Totales	99,122.95	81,357.08	69,515.63	62,237.09	55,904.52	368,137.27	-461,228.62

El valor determinado en cada año y por ciclo, se lo calculó con la siguiente fórmula: $N \times \%CV \times 20\% \times (1 - \%NC) \times \$Qn \times 12$ en donde:

N = número de clientes por ciclo considerado

%CV = porcentaje de cartera vencida mayor a un año

20% = proporción del quintil

%NC = porcentaje de no cobertura de gastos

\$Qn = dólares considerados a cancelarse por quintil

12 = número de meses del año.

Como puede observarse en el cuadro de recuperación de cartera del quintil 2, durante los cinco años de ejecución del proyecto, los valores recuperados son de \$368.137,27 dólares americanos, quedando valores pendientes por recuperar en los ciclos 10, 11 y 14 con un valor de \$461.228,62 valor que se considera como cartera riesgosa en razón de lo establecido en el artículo 2439 del código civil, que establece en cinco años la prescripción de deuda, por esta razón se deja pendiente la resolución de esta parte de la cartera vencida.

Recuperación de cartera vencida del sector urbano quintil 3

A continuación se presenta el cuadro de cartera vencida recuperable y mayor a 1 año, del quintil número 3.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA VENCIDA PROPUESTA							Cartera Riesgo
QUINTIL 3 URBANO							
Ciclo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total Recup.	
1	31,114.43	31,114.43	31,114.43	31,114.43	31,114.43	\$ 155,572.15	\$ -171,088.30
2	33,632.72	33,632.72	74,225.88	-	-	\$ 141,491.32	\$ 0.00
3	-	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
4	31,520.27	31,520.27	25,288.67	-	-	\$ 88,329.21	\$ 0.00
5	5,914.86	5,914.86	5,914.86	5,914.86	5,914.86	\$ 29,574.32	\$ -10,648.38
6	-	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
7	-	-	-	\$ 0.00	-	\$ 0.00	\$ 0.00
8	31,366.78	31,366.78	31,366.78	31,366.78	31,366.78	\$ 156,833.90	\$ -61,214.52
9	\$ 31,958.82	-	-	-	-	\$ 31,958.82	\$ 0.00
10	-	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
11	-	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
12	44,501.96	44,501.96	44,501.96	44,501.96	44,501.96	\$ 222,509.80	\$ -119,032.33
13	30,625.34	30,625.34	30,625.34	30,625.34	30,625.34	\$ 153,126.70	\$ -169,850.16
14	-	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
15	-	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
16	32,078.73	35,956.63	-	-	-	\$ 68,035.36	\$ 0.00
17	-	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
18	33,195.66	33,195.66	33,195.66	33,195.66	43,492.00	\$ 176,274.66	\$ 0.00
19	-	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
21	-	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
23	-	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
25	10,603.88	10,603.88	10,603.88	10,603.88	10,603.88	\$ 53,019.40	\$ -6,609.09
Totales	316,513.46	288,432.54	286,837.46	187,322.92	197,619.26	1,276,725.63	\$ -538,442.79

Como puede observarse la recuperación de cartera del quintil 3, durante los cinco años de ejecución del proyecto, se estiman en \$1'276.725,63 dólares americanos, quedando valores pendientes por recuperar en los ciclos 1, 5, 8, 12, 13 y 25 con un valor de \$538.442,79 dólares americanos de cartera riesgosa.

Recuperación de cartera vencida del sector urbano quintil 4

A continuación se presenta el cuadro de cartera vencida recuperable y mayor a 1 año, del quintil número 4.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA VENCIDA PROPUESTA							Cartera Riesgo
QUINTIL 4 URBANO							
Ciclo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total	
1	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
2	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
3	35,000.88	35,000.88	35,000.88	35,000.88	35,000.88	\$ 175,004.42	\$ -119,243.89
4	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
5	55,180.76	55,180.76	55,180.76	55,180.76	55,180.76	\$ 275,903.78	\$ -104,836.49
6	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
7	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
8	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
9	86,647.90	86,647.90	216,956.17			\$ 390,251.96	\$ 0.00
10	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
11	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
12	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
13	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
14	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
15	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
16	119,707.16	119,707.16	158,913.94			\$ 398,328.26	\$ 0.00
17	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
18	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
19	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
21	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
23	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
25	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
Totales	296,536.70	296,536.70	466,051.75	90,181.64	90,181.64	1,239,488.42	\$ -224,080.38

Como puede observarse la recuperación de cartera del quintil 4, durante los cinco años de ejecución del proyecto, se estiman en \$1'239.488,42 dólares americanos, quedando valores pendientes por recuperar en los ciclos 3 y 5 con un valor de \$224.080,38 dólares americanos de cartera riesgosa.

Recuperación de cartera vencida del sector urbano quintil 5

A continuación se presenta el cuadro de cartera vencida recuperable y mayor a 1 año, del quintil número 5.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA VENCIDA PROPUESTA							Cartera Riesgo
QUINTIL 5 URBANO							
Ciclo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total	
1	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
2	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
3	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
4	203,548.80	203,548.80	203,548.80	203,548.80	203,548.80	\$ 1,017,744.00	\$ -588,198.59
5	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
6	26,496.00	26,496.00	26,496.00	26,496.00	26,496.00	\$ 132,480.00	\$ -99,366.72
7	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
8	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
9	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
10	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
11	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
12	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
13	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
14	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
15	76,734.00	76,734.00	76,734.00	76,734.00	76,734.00	\$ 383,670.00	\$ -141,473.26
16	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
17	51,008.00	51,008.00	51,008.00	51,008.00	51,008.00	\$ 255,040.00	\$ -301,126.49
18	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
19	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
21	243,750.00	243,750.00	243,750.00	243,750.00	243,750.00	\$ 1,218,750.00	\$ -809,812.71
23	93,870.00	93,870.00	93,870.00	93,870.00	93,870.00	\$ 469,350.00	\$ -267,024.98
25	-	-	-	-	-	\$ 0.00	
Totales	695,406.80	695,406.80	695,406.80	695,406.80	695,406.80	3,477,034.00	\$ -2,207,002.75

Como puede observarse la recuperación de cartera del quintil 5, durante los cinco años de ejecución del proyecto, se estiman en \$3'477.034,00 dólares americanos, quedando valores pendientes por recuperar en los ciclos 4, 6, 15,17, 21 y 23 con un valor de \$2'207.002,75 dólares americanos de cartera riesgosa.

3.3.2 Programa de Recuperación de Cartera Vencida Rural.

El análisis estadístico muestra que porcentualmente la cartera vencida mayor a un año por ciclos y por quintiles del sector rural, es el siguiente.

Ciclos	CARTERA VENCIDA RURAL > 12 EN PORCENTAJES Y POR QUINTILES					Totales
	1	2	3	4	5	
51	1.90%	0.00%	34.49%	0.00%	63.60%	100.00%
52	4.54%	0.00%	95.46%	0.00%	0.00%	100.00%
53	0.18%	0.00%	5.06%	94.76%	0.00%	100.00%
54	0.00%	0.00%	31.79%	0.00%	68.21%	100.00%
55	0.13%	0.00%	0.00%	39.00%	60.87%	100.00%
56	5.26%	0.00%	94.74%	0.00%	0.00%	100.00%
57	0.00%	2.32%	55.51%	42.18%	0.00%	100.00%
58	0.00%	2.97%	0.00%	0.00%	97.03%	100.00%
59	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
60	1.88%	0.00%	0.00%	0.00%	98.12%	100.00%
61	0.17%	2.22%	1.33%	31.27%	65.01%	100.00%
62	8.35%	35.56%	56.09%	0.00%	0.00%	100.00%
63	0.48%	0.44%	6.21%	0.00%	92.87%	100.00%
65	33.33%	33.33%	33.33%	0.00%	0.00%	100.00%
70	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
71	0.16%	0.00%	0.00%	0.00%	99.84%	100.00%
72	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%
73	5.64%	3.58%	0.00%	90.78%	0.00%	100.00%
74	4.31%	0.00%	95.69%	0.00%	0.00%	100.00%
76	0.26%	0.00%	0.00%	0.00%	99.74%	100.00%
77	0.27%	0.00%	0.00%	0.00%	99.73%	100.00%
78	0.67%	0.00%	0.00%	99.33%	0.00%	100.00%
79	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
85	0.00%	1.54%	0.00%	0.00%	98.46%	100.00%
86	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
87	13.74%	39.14%	0.00%	0.00%	47.13%	100.00%
88	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%

Índices que se toman como referencia para inferir el total de la cartera vencida rural mayor a un año.

El total de la cartera vencida rural mayor a un año, cortada al 31 de diciembre de 2007 es de \$10'810.447,35 y desglosada por ciclos es el siguiente:

SECTOR RURAL	
Ciclos	Cartera Vencida > 1 año
51	\$ 310,441.75
52	\$ 368,089.36
53	\$ 517,832.60
54	\$ 293,084.98
55	\$ 328,755.14
56	\$ 258,729.65
57	\$ 970,330.56
58	\$ 208,713.29
59	\$ 356,186.31
60	\$ 311,426.19
61	\$ 436,464.11
62	\$ 641,572.40
63	\$ 906,847.03
65	\$ 586,080.51
70	\$ 172,236.93
71	\$ 436,464.11
72	\$ 326,419.16
73	\$ 380,740.96
74	\$ 256,131.12
76	\$ 306,672.37
77	\$ 222,065.93
78	\$ 139,530.45
79	\$ 138,255.62
85	\$ 413,762.38
86	\$ 688,201.62
87	\$ 542,823.40
88	\$ 292,589.44
Totales	\$ 10,810,447.35

Por lo que el valor inferido del total de la cartera vencida por ciclos mayor a un año por quintiles y por ciclos es el siguiente:

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA						
Ciclos	CARTERA VENCIDA > 12 TOTAL RURAL					Totales
	1	2	3	4	5	
51	\$ 5,904.92	\$ 0.00	\$ 107,080.66	\$ 0.00	\$ 197,456.17	\$ 310,441.75
52	\$ 16,713.41	\$ 0.00	\$ 351,375.94	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 368,089.36
53	\$ 939.03	\$ 0.00	\$ 26,218.29	\$ 490,675.27	\$ 0.00	\$ 517,832.60
54	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 93,172.47	\$ 0.00	\$ 199,912.51	\$ 293,084.98
55	\$ 425.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 128,219.73	\$ 200,110.42	\$ 328,755.14
56	\$ 13,613.58	\$ 0.00	\$ 245,116.07	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 258,729.65
57	\$ 0.00	\$ 22,464.89	\$ 538,601.15	\$ 409,264.52	\$ 0.00	\$ 970,330.56
58	\$ 0.00	\$ 6,205.48	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 202,507.81	\$ 208,713.29
59	\$ 356,186.31	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 356,186.31
60	\$ 5,859.16	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 305,567.02	\$ 311,426.19
61	\$ 736.40	\$ 9,678.82	\$ 5,810.82	\$ 136,498.28	\$ 283,739.80	\$ 436,464.11
62	\$ 53,561.83	\$ 228,148.45	\$ 359,862.12	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 641,572.40
63	\$ 4,385.95	\$ 3,985.46	\$ 56,323.23	\$ 0.00	\$ 842,152.39	\$ 906,847.03
65	195360.1698	195360.1698	195360.1698	0	0	\$ 586,080.51
70	\$ 172,236.93	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 172,236.93
71	\$ 715.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 435,749.11	\$ 436,464.11
72	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 326,419.16	\$ 326,419.16
73	\$ 21,476.17	\$ 13,633.74	\$ 0.00	\$ 345,631.05	\$ 0.00	\$ 380,740.96
74	\$ 11,031.01	\$ 0.00	\$ 245,100.12	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 256,131.12
76	\$ 795.45	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 305,876.92	\$ 306,672.37
77	\$ 605.81	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 221,460.12	\$ 222,065.93
78	\$ 932.29	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 138,598.16	\$ 0.00	\$ 139,530.45
79	\$ 138,255.62	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 138,255.62
85	\$ 0.00	\$ 6,381.89	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 407,380.49	\$ 413,762.38
86	\$ 0.00	\$ 688,201.62	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 688,201.62
87	\$ 74,559.71	\$ 212,447.83	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 255,815.86	\$ 542,823.40
88	\$ 0.00	\$ 292,589.44	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 292,589.44
TOTALES	\$ 1,074,293.74	\$ 1,679,097.78	\$ 2,224,021.03	\$ 1,648,887.01	\$ 4,184,147.79	\$ 10,810,447.35

Tomando como referencia los porcentajes de no cobertura de gastos, del estudio del INEC e inferidos en el cuadro de cartera vencida mayor a un año por quintiles, se determina el valor de cartera vencida rural incobrable mayor a un año por quintiles cuyo valor total irrecuperable es de \$3'932.742,87 dólares americanos, el cuadro por quintiles y por ciclo de cartera vencida incobrable mayor a un año se presenta a continuación.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA						
Ciclos	CARTERA VENCIDA RURAL INCOBRABLE > 12					Totales
	1	2	3	4	5	
51	\$ 5,904.92	\$ 0.00	\$ 60,651.54	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 66,556.46
52	\$ 16,713.41	\$ 0.00	\$ 199,022.79	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 215,736.21
53	\$ 939.03	\$ 0.00	\$ 14,850.30	\$ 137,822.13	\$ 0.00	\$ 153,611.46
54	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 52,773.80	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 52,773.80
55	\$ 425.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 36,014.69	\$ 0.00	\$ 36,439.68
56	\$ 13,613.58	\$ 0.00	\$ 138,836.15	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 152,449.73
57	\$ 0.00	\$ 15,193.33	\$ 305,068.99	\$ 114,955.27	\$ 0.00	\$ 435,217.59
58	\$ 0.00	\$ 4,196.85	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 4,196.85
59	\$ 356,186.31	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 356,186.31
60	\$ 5,859.16	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 5,859.16
61	\$ 736.40	\$ 6,545.92	\$ 3,291.30	\$ 38,339.99	\$ 0.00	\$ 48,913.61
62	\$ 53,561.83	\$ 154,300.09	\$ 203,829.44	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 411,691.37
63	\$ 4,385.95	\$ 2,695.43	\$ 31,902.03	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 38,983.41
65	\$ 195,360.17	\$ 132,124.91	\$ 110,653.92	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 438,139.00
70	\$ 172,236.93	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 172,236.93
71	\$ 715.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 715.00
72	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
73	\$ 21,476.17	\$ 9,220.70	\$ 0.00	\$ 97,081.74	\$ 0.00	\$ 127,778.60
74	\$ 11,031.01	\$ 0.00	\$ 138,827.12	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 149,858.12
76	\$ 795.45	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 795.45
77	\$ 605.81	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 605.81
78	\$ 932.29	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 38,929.81	\$ 0.00	\$ 39,862.10
79	\$ 138,255.62	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 138,255.62
85	\$ 0.00	\$ 4,316.16	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 4,316.16
86	\$ 0.00	\$ 465,440.71	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 465,440.71
87	\$ 74,559.71	\$ 143,681.54	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 218,241.25
88	\$ 0.00	\$ 197,882.47	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 197,882.47
TOTALES	\$ 1,074,293.74	\$ 1,135,598.11	\$ 1,259,707.39	\$ 463,143.63	\$ 0.00	\$ 3,932,742.87

La diferencia entre el total de cartera vencida rural mayor a un año y la cartera vencida rural incobrable y mayor a un año es de \$6'877.704,48 dólares americanos, y que se asume como cartera vencida mayor a un año RECUPERABLE y cuyo cuadro por quintiles y por ciclos se presenta a continuación.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA						
Ciclos	CARTERA VENCIDA RURAL RECUPERABLE > 12					Totales
	1	2	3	4	5	
51	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 46,429.12	\$ 0.00	\$ 197,456.17	\$ 243,885.29
52	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 152,353.15	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 152,353.15
53	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 11,367.99	\$ 352,853.14	\$ 0.00	\$ 364,221.13
54	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 40,398.67	\$ 0.00	\$ 199,912.51	\$ 240,311.18
55	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 92,205.04	\$ 200,110.42	\$ 292,315.46
56	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 106,279.92	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 106,279.92
57	\$ 0.00	\$ 7,271.56	\$ 233,532.16	\$ 294,309.24	\$ 0.00	\$ 535,112.96
58	\$ 0.00	\$ 2,008.62	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 202,507.81	\$ 204,516.43
59	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
60	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 305,567.02	\$ 305,567.02
61	\$ 0.00	\$ 3,132.89	\$ 2,519.51	\$ 98,158.29	\$ 283,739.80	\$ 387,550.50
62	\$ 0.00	\$ 73,848.35	\$ 156,032.67	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 229,881.03
63	\$ 0.00	\$ 1,290.04	\$ 24,421.20	\$ 0.00	\$ 842,152.39	\$ 867,863.62
65	\$ 0.00	\$ 63,235.26	\$ 84,706.25	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 147,941.51
70	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
71	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 435,749.11	\$ 435,749.11
72	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 326,419.16	\$ 326,419.16
73	\$ 0.00	\$ 4,413.05	\$ 0.00	\$ 248,549.31	\$ 0.00	\$ 252,962.35
74	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 106,273.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 106,273.00
76	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 305,876.92	\$ 305,876.92
77	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 221,460.12	\$ 221,460.12
78	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 99,668.35	\$ 0.00	\$ 99,668.35
79	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
85	\$ 0.00	\$ 2,065.72	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 407,380.49	\$ 409,446.22
86	\$ 0.00	\$ 222,760.91	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 222,760.91
87	\$ 0.00	\$ 68,766.29	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 255,815.86	\$ 324,582.15
88	\$ 0.00	\$ 94,706.97	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 94,706.97
TOTALES	\$ 0.00	\$ 543,499.67	\$ 964,313.64	\$ 1,185,743.38	\$ 4,184,147.79	\$ 6,877,704.48

Planteamiento del programa de recuperación de cartera vencida rural

Las mismas condiciones de análisis de cálculo de recuperación de cartera vencida mayor a un año, establecidas en el sector urbano, se aplican en el sector rural.

El planteamiento de la recuperación de cartera vencida mayor a un año, igualmente está proyectada a un período de 5 años para cada uno de los quintiles a partir del quintil 2 hasta el quintil 5, dejando fuera totalmente el quintil 1 que se considera como cartera irrecuperable.

Recuperación de cartera vencida del sector rural quintil 2

Con las consideraciones establecidas en los párrafos anteriores, a continuación se presenta el cuadro de cartera vencida recuperable y mayor a 1 año, del quintil rural número 2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA VENCIDA PROPUESTA							Cartera Riesgo
QUINTIL 2 RURAL							
Ciclo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total	
51	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
52	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
53	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
54	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
55	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
56	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
57	\$ 7,271.56	-	-	-	-	\$ 7,271.56	\$ 0.00
58	\$ 2,008.62	-	-	-	-	\$ 2,008.62	\$ 0.00
59	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
60	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
61	\$ 3,132.89	-	-	-	-	\$ 3,132.89	\$ 0.00
62	\$ 11,054.40	\$ 11,054.40	\$ 11,054.40	\$ 11,054.40	\$ 11,054.40	\$ 55,272.00	\$ -18,576.35
63	\$ 1,290.04	-	-	-	-	\$ 1,290.04	\$ 0.00
65	3018	3,018.00	3,018.00	\$ 54,181.26	-	\$ 63,235.26	\$ 0.00
70	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
71	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
72	0	\$ 0.00	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
73	\$ 4,413.05	-	-	-	-	\$ 4,413.05	\$ 0.00
74	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
76	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
77	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
78	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
79	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
85	\$ 2,065.72	-	-	-	-	\$ 2,065.72	\$ 0.00
86	\$ 24,076.80	\$ 24,076.80	\$ 24,076.80	\$ 24,076.80	\$ 24,076.80	\$ 120,384.00	\$ -102,376.91
87	\$ 13,500.00	\$ 13,500.00	\$ 13,500.00	\$ 28,266.29	-	\$ 68,766.29	\$ 0.00
88	\$ 10,656.00	\$ 10,656.00	\$ 10,656.00	\$ 10,656.00	\$ 10,656.00	\$ 53,280.00	\$ -41,426.97
Totales	\$ 82,487.08	\$ 62,305.20	\$ 62,305.20	\$ 128,234.75	\$ 45,787.20	\$ 381,119.43	\$ -162,380.24

Como puede observarse la recuperación de cartera rural del quintil 3, durante los cinco años de ejecución del proyecto, se estiman en \$381.119,43 dólares americanos, quedando valores pendientes por recuperar en los ciclos 62, 86 y 88 con un valor de \$162.380,24 dólares americanos de cartera riesgosa.

Recuperación de cartera vencida del sector rural quintil 3

A continuación se presenta el cuadro de cartera vencida recuperable y mayor a 1 año, del quintil rural número 3.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA VENCIDA PROPUESTA							Cartera Riesgo
QUINTIL 3 RURAL							
Ciclo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total	
51	\$ 30,864.00	\$ 15,565.12	-	-	-	\$ 46,429.12	\$ 0.00
52	\$ 28,008.00	\$ 28,008.00	\$ 28,008.00	\$ 28,008.00	\$ 40,321.15	\$ 152,353.15	\$ 0.00
53	\$ 11,367.99	-	-	-	-	\$ 11,367.99	\$ 0.00
54	\$ 32,880.00	\$ 7,518.67	-	-	-	\$ 40,398.67	\$ 0.00
55	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
56	\$ 18,189.60	\$ 18,189.60	\$ 18,189.60	\$ 18,189.60	\$ 18,189.60	\$ 90,948.00	\$ -15,331.92
57	36944	36,944.00	36,944.00	36,944.00	36,944.00	\$ 184,720.00	\$ -48,812.16
58	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
59	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
60	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
61	\$ 2,519.51	-	-	-	-	\$ 2,519.51	\$ 0.00
62	22108.8	\$ 22,108.80	\$ 22,108.80	\$ 22,108.80	\$ 22,108.80	\$ 110,544.00	\$ -45,488.67
63	\$ 24,421.20	-	-	-	-	\$ 24,421.20	\$ 0.00
65	\$ 6,036.00	\$ 6,036.00	\$ 72,634.25	-	-	\$ 84,706.25	\$ 0.00
70	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
71	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
72	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
73	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
74	\$ 27,792.00	\$ 27,792.00	\$ 50,689.00	-	-	\$ 106,273.00	\$ 0.00
76	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
77	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
78	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
79	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
85	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
86	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
87	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
88	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
Totales	\$ 241,131.10	\$ 162,162.19	\$ 228,573.65	\$ 105,250.40	\$ 117,563.55	\$ 854,680.89	\$ -109,632.75

Como puede observarse la recuperación de cartera del quintil rural 3, durante los cinco años de ejecución del proyecto, se estiman en \$854.680,89 dólares americanos, quedando valores pendientes por recuperar en los ciclos 56, 57 y 62 con un valor de \$109.632,75 dólares americanos de cartera riesgosa.

Recuperación de cartera vencida del sector rural quintil 4

A continuación se presenta el cuadro de cartera vencida recuperable y mayor a 1 año, del quintil rural número 4.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA VENCIDA PROPUESTA							Cartera Riesgo
QUINTIL 4 RURAL							
Ciclo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total	
51	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
52	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
53	\$ 58,608.00	\$ 58,608.00	\$ 58,608.00	\$ 58,608.00	\$ 58,608.00	\$ 293,040.00	\$ -59,813.14
54	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
55	\$ 49,824.00	\$ 42,381.04				\$ 92,205.04	\$ 0.00
56	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
57	\$ 36,944.00	\$ 36,944.00	\$ 36,944.00	\$ 36,944.00	\$ 36,944.00	\$ 184,720.00	\$ -109,589.24
58	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
59	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
60	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
61	\$ 48,816.00	\$ 49,342.29	-	-	-	\$ 98,158.29	\$ 0.00
62	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
63	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
65	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
70	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
71	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
72	0	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
73	\$ 38,136.00	\$ 38,136.00	\$ 38,136.00	\$ 38,136.00	\$ 38,136.00	\$ 190,680.00	\$ -57,869.31
74	0	-	-	\$ 0.00	-	\$ 0.00	\$ 0.00
76	0	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
77	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
78	\$ 56,700.00	\$ 42,968.35	-	-	-	\$ 99,668.35	\$ 0.00
79	0					\$ 0.00	\$ 0.00
85	0	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
86	0					\$ 0.00	\$ 0.00
87	0					\$ 0.00	\$ 0.00
88	0					\$ 0.00	\$ 0.00
Totales	289,028.00	268,379.69	133,688.00	133,688.00	133,688.00	\$ 958,471.69	\$ -227,271.69

Como puede observarse la recuperación de cartera del quintil rural 4, durante los cinco años de ejecución del proyecto, se estiman en \$958.471,69 dólares americanos, quedando valores pendientes por recuperar en los ciclos 53, 57 y 73 con un valor de \$227.271,69 dólares americanos de cartera riesgosa.

Recuperación de cartera vencida del sector rural quintil 5

A continuación se presenta el cuadro de cartera vencida recuperable y mayor a 1 año, del quintil rural número 5.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE CARTERA VENCIDA PROPUESTA							Cartera Riesgo
QUINTIL 5 RURAL							
Ciclo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total	
51	\$ 28,935.00	\$ 28,935.00	\$ 28,935.00	\$ 28,935.00	\$ 28,935.00	\$ 144,675.00	\$ -52,781.17
52	0	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
53	0	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
54	\$ 65,760.00	\$ 65,760.00	\$ 65,760.00	\$ 65,760.00	\$ -63,127.49	\$ 199,912.51	\$ 0.00
55	\$ 66,432.00	\$ 66,432.00	\$ 67,246.42		-	\$ 200,110.42	\$ 0.00
56	0	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
57	0	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
58	\$ 59,520.00	\$ 59,520.00	\$ 59,520.00	\$ 59,520.00	\$ -35,572.19	\$ 202,507.81	\$ 0.00
59	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
60	\$ 70,608.00	\$ 70,608.00	\$ 70,608.00	\$ 70,608.00	\$ 23,135.02	\$ 305,567.02	\$ 0.00
61	\$ 65,088.00	\$ 65,088.00	\$ 65,088.00	\$ 88,475.80	\$ 0.00	\$ 283,739.80	\$ 0.00
62	0	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
63	\$ 115,200.00	\$ 115,200.00	\$ 115,200.00	\$ 115,200.00	\$ 115,200.00	\$ 576,000.00	\$ -266,152.39
65	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
70	0	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
71	\$ 58,080.00	\$ 58,080.00	\$ 58,080.00	\$ 58,080.00	\$ 58,080.00	\$ 290,400.00	\$ -145,349.11
72	\$ 36,234.00	\$ 36,234.00	\$ 36,234.00	\$ 36,234.00	\$ 36,234.00	\$ 181,170.00	\$ -145,249.16
73	\$ 0.00	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
74	\$ 0.00	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
76	\$ 65,856.00	\$ 65,856.00	\$ 65,856.00	\$ 65,856.00	\$ 42,452.92	\$ 305,876.92	\$ 0.00
77	\$ 53,280.00	\$ 53,280.00	\$ 53,280.00	\$ 53,280.00	\$ 8,340.12	\$ 221,460.12	\$ 0.00
78	\$ 0.00	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
79	\$ 0.00	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
85	\$ 57,408.00	\$ 57,408.00	\$ 57,408.00	\$ 57,408.00	\$ 57,408.00	\$ 287,040.00	\$ -120,340.49
86	\$ 0.00	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
87	\$ 27,000.00	\$ 27,000.00	\$ 27,000.00	\$ 27,000.00	\$ 27,000.00	\$ 135,000.00	\$ -120,815.86
88	\$ 0.00	-	-	-	-	\$ 0.00	\$ 0.00
Totales	769,401.00	769,401.00	770,215.42	726,356.80	298,085.39	3,333,459.61	\$ -850,688.19

Como puede observarse la recuperación de cartera del quintil 5, durante los cinco años de ejecución del proyecto, se estiman en \$3'333.459,61 dólares americanos, quedando valores pendientes por recuperar en los ciclos 51, 63, 71, 72, 85 y 87 con un valor de \$850.688.19 dólares americanos de cartera riesgosa.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS FINANCIERO

Sin duda que una de las herramientas más importantes para evaluar un proyecto en su conjunto, con las operaciones administrativas, económicas y financieras, es la evaluación financiera de la empresa y determinar si las decisiones de financiamiento e inversión propuestas, muestran un rápido crecimiento de las ventas y si las decisiones acerca de los activos específicos a adquirirse y su financiamiento son económicamente rentables.

4.1 Políticas de financiamiento

Como se lo expuso en el numeral 2.2.25 análisis costo beneficio de la inversión, se necesitan \$10'351.296,00 dólares americanos a valor presente, para la construcción de redes antihurto, instalación de acometidas antihurto y el cambio de los equipos de medición en el área urbana de la empresa.

Igualmente, en el sector rural se necesitan \$5'206.886,36 dólares americanos a valor presente, para la construcción de redes antihurto, instalación de acometidas antihurto y cambio de los equipos de medición.

El planteamiento financiero, es la consecución de los valores a través de un préstamo estatal a 10 años plazo y a una tasa de interés del 6.5% anual (tasa establecida).

La tabla de amortización de este préstamo (ver anexo 17) en el que se establece un pago anual de \$2'439.977,51 dólares americanos durante 10 años, que se comenzarán a pagar a partir del sexto año y durante los años 2, 3, 4 y 5 se cancelaran solo los intereses.

4.2 Pago de deudas pendientes

En el Balance General de la empresa en el año base o cero, se encontró que existen obligaciones pendientes por compra de energía al sector generador, por un valor de \$58'264.129,11 dólares americanos, valores que se los ha considerado en las proyecciones del estado de resultados y balance general con pagos anuales de \$5'287.842,34 dólares americanos (ver anexo 18) durante veinte años consecutivos, para amortizar capital e intereses a una tasa del 6.5% anual.

Igualmente en el Balance General de la empresa en el año base o cero, se encontró que existen otras obligaciones a largo plazo y que corresponden igualmente a valores por compra de energía a otros generadores, por un valor de \$20'692.816,91 dólares americanos, valores que igualmente se los ha considerado cancelar en el transcurso de veinte años, con pagos anuales de \$1'878.005,39 dólares americanos (ver anexo 19), para amortizar capital e intereses a una tasa del 6.5% anual.

La anualidad total a cancelarse a partir del año 6 del proyecto, es de \$9'605.825,23 dólares americanos hasta el año 15, para amortizar el préstamo para la construcción de redes antihurto, el cambio de acometidas y medidores y las deudas pendientes a los generadores; a partir del año 16, la anualidad a cancelarse será de \$7'165.847.73 dólares americanos hasta el año 25 del proyecto, servirán para amortizar las deudas pendientes a los generadores.

4.3 Estado de resultados proyectado

Es el informe que presenta el resultado financiero de las operaciones de la empresa durante un período determinado, en nuestro caso el período considerado es anual.

Se logra por medio de la comparación del ingreso obtenido con los gastos en que se incurre durante el período; El resultado final es la determinación de la utilidad o pérdida durante el período de análisis.

En el anexo No. 20, se presenta la proyección de activos fijos, en el que se ha considerado, el cambio de las redes de distribución 120/240 V abiertas, por redes de distribución antihurto durante los cinco años proyectados para su cambio, en la misma forma se ha programado el retiro de los activos a cambiarse con la ejecución del proyecto; se ha considerado también las inversiones necesarias para el mantenimiento del sistema y del incremento de la demanda anual considerándose un incremento porcentual del 5% e incrementándose un punto cada cinco años.

En el anexo No.21, se ha considerado la depreciación de los activos fijos, en función de su vida útil y que varía entre el rango de 5 y 10 años para las inversiones generales, 15 años para las instalaciones y servicio de abonados, 20 años para líneas y redes de distribución 13.8 kv y 30 años para líneas y redes de subtransmisión 69/13.8 kv.

En el anexo No.22, se presenta el estado de resultados proyectado a 25 años y en el que puede observarse la utilidad bruta, o beneficios netos antes de impuestos (UAI), valor al cual descontamos el 25% de impuesto a la renta y

nos obteniéndose las utilidades después de impuestos, posteriormente, se distribuye el 15% de utilidades a los trabajadores y la diferencia, es la utilidad neta retenida o utilidad disponible para los accionistas.

Lo anteriormente expuesto, se resume en el siguiente cuadro:

RESUMEN DE RESULTADOS			
Años	Utilidad Bruta (UAI)	Utilidad depues de Impuestos	Utilidades Retenidas
0	-7,863,704.79	-7,863,704.79	-
1	-2,568,224.29	-2,568,224.29	-
2	-323,928.76	-323,928.76	-
3	2,055,460.70	1,541,595.53	1,310,356.20
4	3,680,216.09	2,760,162.07	2,346,137.76
5	5,218,622.15	3,913,966.61	3,326,871.62
6	3,574,013.24	2,680,509.93	2,278,433.44
7	4,511,736.55	3,383,802.41	2,876,232.05
8	5,732,333.83	4,299,250.38	3,654,362.82
9	6,958,744.95	5,219,058.71	4,436,199.91
10	8,040,666.14	6,030,499.60	5,125,924.66
11	16,988,404.74	12,741,303.56	10,830,108.02
12	18,528,059.47	13,896,044.60	11,811,637.91
13	20,518,536.00	15,388,902.00	13,080,566.70
14	22,421,281.13	16,815,960.85	14,293,566.72
15	24,420,228.75	18,315,171.56	15,567,895.83
16	28,900,268.31	21,675,201.24	18,423,921.05
17	31,091,163.01	23,318,372.26	19,820,616.42
18	33,392,861.26	25,044,645.94	21,287,949.05
19	35,803,415.78	26,852,561.84	22,824,677.56
20	38,340,205.93	28,755,154.45	24,441,881.28
21	41,003,582.17	30,752,686.63	26,139,783.64
22	43,795,162.74	32,846,372.06	27,919,416.25
23	46,799,850.53	35,099,887.90	29,834,904.71
24	49,820,207.03	37,365,155.27	31,760,381.98
25	53,126,093.59	39,844,570.19	33,867,884.66
VAN (5)	\$ -2,055,847.21	\$ -4,020,941.22	\$ 5,010,989.75
TIR (5)	0.5%	-6.5%	
VAN (10)	\$ 13,951,586.79	\$ 7,984,634.27	\$ 15,215,728.92
TIR (10)	22%	17%	
VAN (20)	\$ 106,618,100.91	\$ 77,484,519.86	\$ 74,290,631.67
TIR (20)	33%	29%	
VAN (25)	\$ 158,143,585.08	\$ 116,128,632.99	\$ 107,138,127.83
TIR (25)	33%	29%	

Podemos observar que en los dos primeros años de la inversión solamente se recuperan las pérdidas; y a partir del tercer año ya se empiezan a obtener resultados positivos.

Al quinto año de la inversión, las utilidades retenidas representan \$5.010.989,75 dólares americanos a valor presente.

A los 10 años de la inversión, tenemos una tasa interna de retorno del 22% y una utilidad retenida de \$15'215.728,92 dólares americanos a valor presente. De esta manera se demuestra que la ejecución del proyecto es rentable.

4.4 Balance General Projectado

El balance general, muestra la posición financiera de la empresa en un punto específico en el tiempo. Indica las inversiones realizadas por una compañía y los medios por los cuales se financiaron los activos, ya sea que los fondos se hubieran obtenido mediante la solicitud de fondos en préstamo (pasivos) o mediante la venta de acciones de capita (capital contable)¹⁸.

En función de lo planteado en los numerales 3.1, 3.2 y 3.3, se proyectó el balance general de la EEMCA a 25 años, vida útil del proyecto; datos que se presentan en el anexo 23.

La proyección del balance general, parte de datos reales a diciembre de 2007 y en el cual se ha considerado las inversiones necesarias de acuerdo al proyecto de construcción de redes antihurto en los sectores urbano y rural.

¹⁸ Fundamentos de Administración Financiera, Scoot Besley – Eugene F.Brigham,Doceava edición , Pag.97.

Igualmente se ha incluido la proyección de cuentas por pagar considerando su amortización a 20 años plazo.

Para establecer los ingresos y egresos por compra y venta de energía, de igual manera, en el análisis de la construcción de las redes antihurto urbanos y rurales, se proyectaron las curvas de carga de cada uno de los ciclos analizados, manteniendo la recuperación de la facturación a un quinto por año y a partir del sexto año, manteniendo la curva de facturación a diez por ciento de pérdidas, las cuales corresponden a las pérdidas técnicas.

Las demás cuentas del balance general, en términos generales, mantienen la misma relación de su origen en el año inicial del proyecto, en función de los activos fijos, de la curva de carga y del capital social.

4.4.1 Indicadores financieros

Del balance general proyectado, se obtienen los principales indicadores financieros que se detallan a continuación.

Razón circulante

La razón circulante es una de las razones más comúnmente usadas para determinar la posición financiera. El uso básico de esta razón es el determinar la habilidad de un negocio de hacer frente a sus obligaciones corrientes con un margen de seguridad para permitir una posible reducción en valor en sus

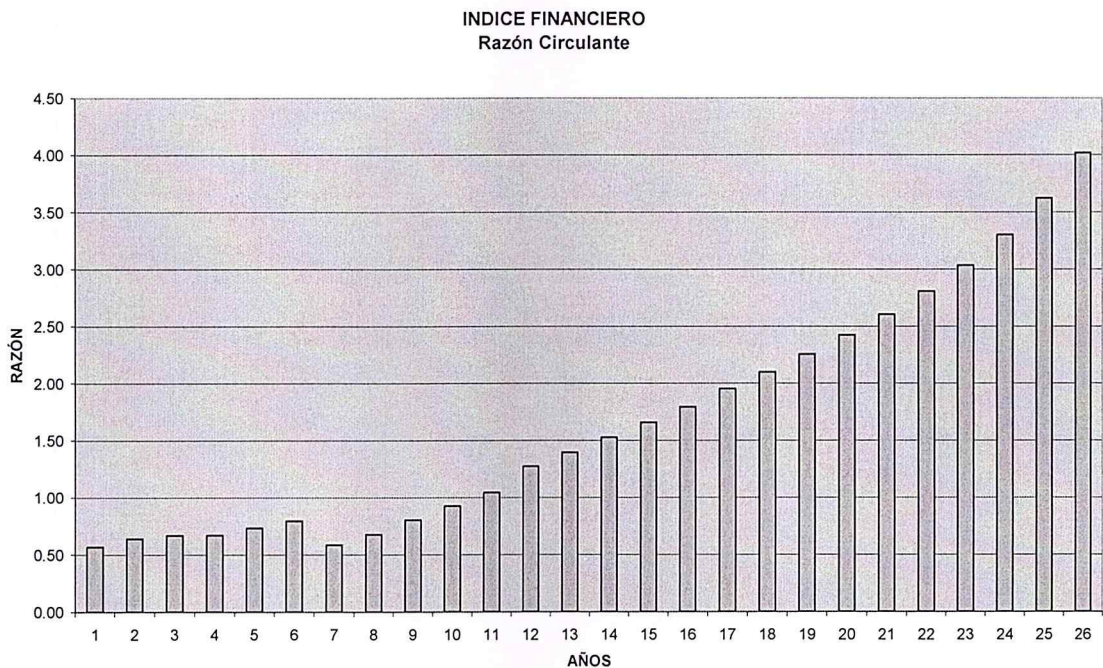
activos circulantes tales como inventarios y cuentas por cobrar. Una razón de 2:1, es generalmente considerada aceptable.¹⁹

Razón Circulante = Activo Corriente / Pasivo Corriente

Razón Circulante_(Año base) = 35,806,620.35 / 63,054,439.79 = 0.57

El resultado indica que la empresa, no está en capacidad de cancelar sus pasivos corrientes.

En el siguiente gráfico, se muestra la variación en el tiempo del índice financiero razón circulante y se aprecia la recuperación de la empresa.



¹⁹ FUNDAMENTOS DE ADMINISTRACIÓN FINANCIERA por J. Fred Weston y Eugene E. Brigham. Séptima Edición; Nueva Editorial Interamericana S.A. de C.V.; México D.F., 1988.

Razón de liquidez o “prueba ácida”

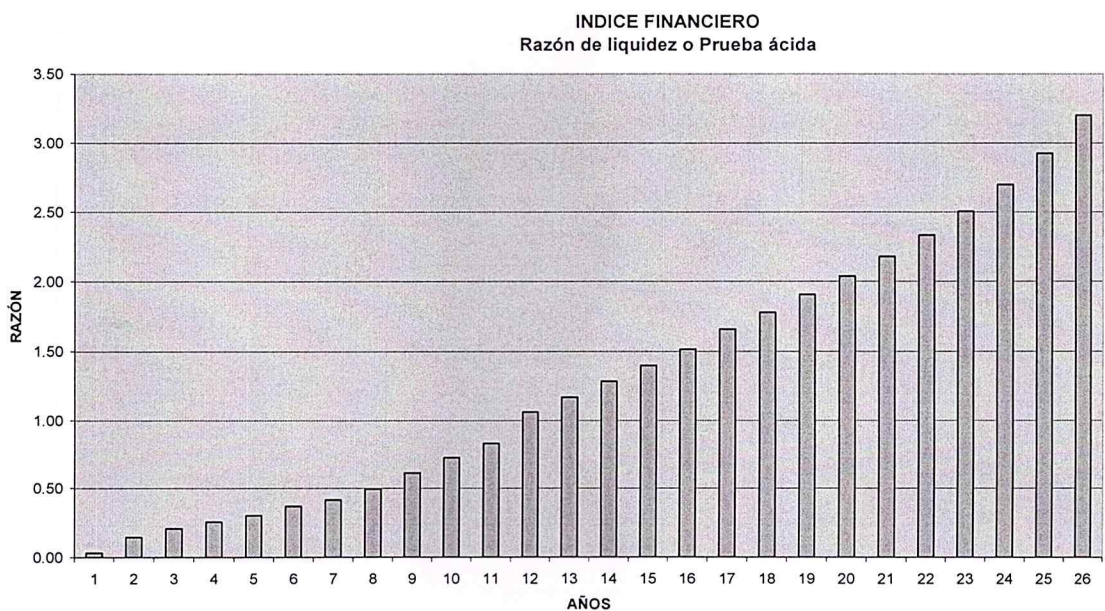
Esta razón se usa para medir la capacidad del negocio de hacer frente a sus obligaciones corrientes, mediante el uso de sus activos circulantes. Si el negocio tuviera que parar las ventas hoy, ¿qué activos se pueden convertir inmediatamente en efectivo para pagar sus obligaciones corrientes?²⁰

Razón de liquidez = Disponible / Pasivos circulantes

$$\text{Razón de liquidez}_{(\text{Año base})} = 1,995,586.05 / 63,054,439.79 = 0.03$$

El resultado indica que la empresa, está incapacitada de pagar sus obligaciones inmediatas si el negocio tuviera que parar sus ventas.

El gráfico siguiente nos indica la variación en el tiempo, del índice razón de liquidez proyectado en función del cambio planeado.



²⁰ FUNDAMENTOS DE ADMINISTRACIÓN FINANCIERA por J. Fred weston y Eugene E. Brigham. Séptima Edición; Nueva Editorial Interamericana S.A. de C.V.; México D.F., 1988.

Razón de endeudamiento

El propósito de esta razón es ayudar a evaluar la capacidad de pagar las obligaciones de corto y largo plazo en condiciones de liquidación. Existen varias razones para expresar el balance entre los fondos prestados por un lado, y la propiedad de fondos por el otro, aquí evaluaremos el total de los pasivos, contra el total de los activos.

Razón de endeudamiento = Pasivos totales / Activos totales

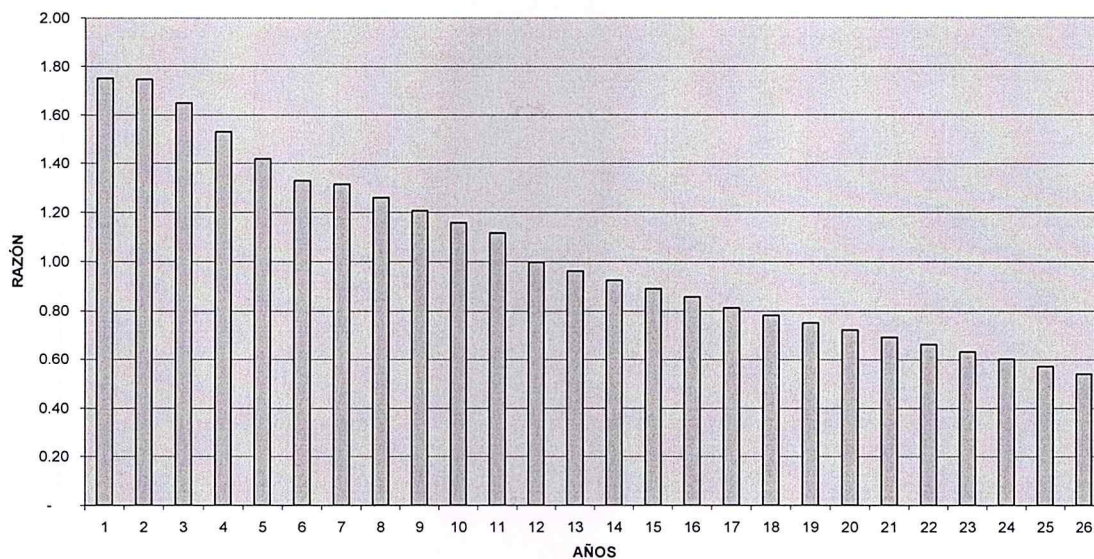
Razón de endeudamiento_(Año base) = $93,573,680.91 / 53,455,845.43 = 1.75$

La razón de 1.75, indica que la Empresa Eléctrica Milagro C.A., superior en 125% al costo de sus activos, lo que está fuera de rango respecto de que: "Las entidades de servicios públicos tienen una estabilidad de ingresos mucho mayores que las empresas competidoras normales. Debido a su relativa estabilidad y grandes necesidades de capital, las entidades de servicios públicos por lo general utilizan una proporción mucho más alta de capital de deuda, respecto al capital total, de la que emplean las empresas competidoras. Mientras que las que no son empresas de servicios públicos rara vez usan más del 30% de capital de deuda, es muy común que las entidades de servicios públicos pidan prestado más del 50% de su capital total."²¹

El siguiente gráfico, muestra la variación del índice de rendimiento sobre los activos proyectados y de cómo se comportarían luego de la ejecución del proyecto planteado.

²¹ Análisis de la Inversión de Capital para Ingeniería y Administración, por Jhon R. Canada, William G. Sullivan y John A. White, Segunda Edición, A Simon & Shuster Compañía, pag. 197

INDICE FINANCIERO
Razón de endeudamiento



Rendimientos sobre los activos totales

La relación entre el monto anual de ganancia y la inversión hecha para obtener esta ganancia es uno de los fundamentos más básicos de los negocios. Ya que los métodos contables, valorización de activos, políticas de gastos, etc, afectan los componentes de esta relación.²²

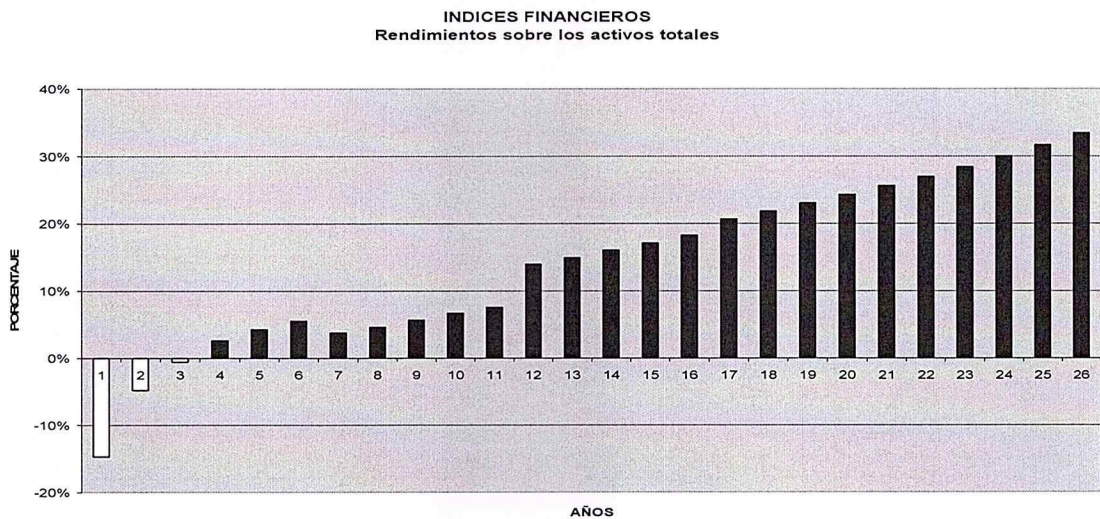
Rendimientos sobre los activos totales = Utilidad Neta / Activos totales.

Rendimientos sobre los activos totales_(Año base) = $-7,863,704.79 / 53,455,845.43$
= -15%.

El resultado, confirma la situación comercial negativa, que afronta la empresa por efecto de sus ventas bajas debido al hurto de energía, que no le permite obtener índices positivos.

²² FUNDAMENTOS DE ADMINISTRACIÓN FINANCIERA por J. Fred weston y Eugene E. Brigham. Séptima Edición; Nueva Editorial Interamericana S.A. de C.V.; México D.F., 1988.

El siguiente gráfico, muestra la variación del índice de rendimiento sobre los activos proyectados y de cómo se comportarían luego de la ejecución del proyecto planteado.



Margen de utilidad sobre las ventas

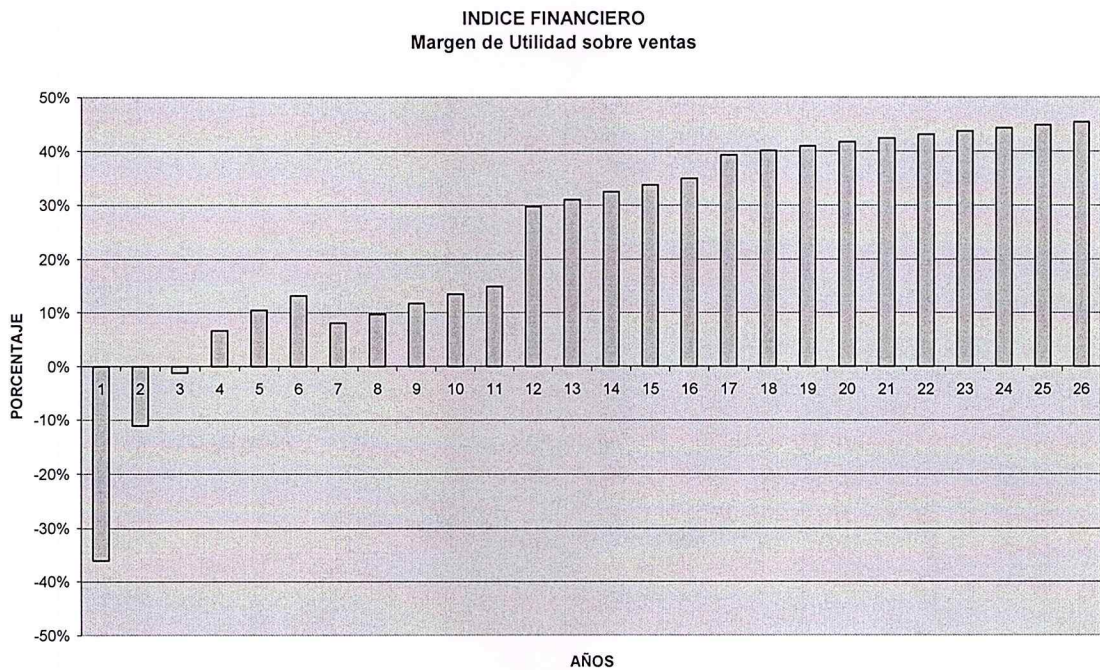
Este índice, evalúa la eficiencia de las operaciones es decir señala el efecto sobre las ganancias de las fluctuaciones en el volumen de ventas y en los precios.

Margen de utilidad sobre las ventas = Utilidad / Ventas

Margen de utilidad neta sobre las ventas (Año base) = $-7,863,705 / 21,761,575 = -36\%$.

El resultado negativo de -36% para este índice, ratifica la mala situación de ventas de la empresa.

En el gráfico siguiente, se muestra la evolución de las utilidades sobre las ventas proyectadas, luego de la aplicación del plan de cambio en las redes de distribución eléctrica.



4.5 Análisis de sensibilidad

Con el objeto de facilitar la toma de decisiones, debe efectuarse un análisis de sensibilidad, el cual indicará las variables que más afectan el resultado económico de un proyecto y cuales son las variables que tienen poca incidencia en el resultado final.

En un proyecto individual, la sensibilidad debe hacerse con respecto al parámetro más incierto; por ejemplo, si se tiene una incertidumbre con respecto al precio de venta del artículo que se proyecta fabricar, es importante determinar que tan sensible es la Tasa Interna de Retorno (TIR) o el Valor Presente Neto (VPN) con respecto al precio de venta. Si se tienen dos o más

alternativas, es importante determinar las condiciones en que una alternativa es mejor que otra.²³

Para nuestro caso particular, se efectuará unas variaciones en la demanda y consumo unidas entre sí, ya que las mismas se encuentran íntimamente ligadas y lo que se demanda se consume; se variaran el precio de compra y el precio de venta.

En el siguiente cuadro se presenta el resumen de las variaciones realizadas en un más-menos 5% y 10%, considerando el valor presente neto y la tasa interna de retorno en los 25 años de vida útil del proyecto.

**ANALISIS DE SENSIBILIDAD
VALOR ACTUAL NETO (VAN)**

% Variación	-10%	-5%	0%	5%	10%
Demanda/Facturación	\$ 135,693,162.88	\$ 146,918,373.98	158,143,585.08	\$ 169,368,796.17	\$ 180,594,007.27
P/U Compra	\$ 198,635,770.37	\$ 178,389,677.72	158,143,585.08	\$ 137,897,492.43	\$ 117,651,399.78
P/U Venta	\$ 95,200,977.58	\$ 126,672,281.33	158,143,585.08	\$ 189,614,888.82	\$ 221,086,192.57

**ANALISIS DE SENSIBILIDAD
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

	-10%	-5%	0%	5%	10%
Demanda/Facturación	\$ 0.31	\$ 0.32	0.33	\$ 0.34	\$ 0.35
P/U Compra	\$ 0.50	\$ 0.41	0.33	\$ 0.27	\$ 0.23
P/U Venta	\$ 0.20	\$ 0.26	0.33	\$ 0.42	\$ 0.51

Del análisis de la variación de la tasa interna de retorno, con respecto a las variables se concluye que:

- La tasa interna de retorno, tiene poca variación si se produce una variación en la demanda/facturación.
- La tasa interna de retorno tiene una alta variación, si se produce una variación en el precio unitario de compra.

²³ <http://www.gestipolis.com/canales/financiera/articulos/34/sensibilidad.htm>

- Y la tasa interna de retorno tiene una variación media, si se produce una variación en el precio unitario de venta.

En los tres casos, la tasa interna de retorno se mantiene arriba de la tasa de descuento del 15% tomada como referencia para el sector de servicios eléctricos.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Introducción

El presente estudio se ejecutó mediante el análisis estadístico de una población muestral de 596 clientes distribuidos en 385 clientes del sector urbano y 211 clientes del sector rural del área de concesión de la EEMCA y las razones por las cuales se ejecutó, es el establecimiento real de los niveles de consumo y pérdidas tanto en energía como en dólares americanos y conocer los índices de cartera vencida para cada uno de los niveles de consumo, conocimiento que nos prepara para la toma de decisiones en la implementación y manejo de un plan estructurado de reducción de pérdidas de la Empresa Eléctrica Milagro, así como la administración eficiente de una cartera vencida en crecimiento.

5.2 Conclusiones

1. Es importante y necesaria la construcción de las redes de distribución tanto del área urbana como del sector rural.
2. La implementación agresiva de sustitución de activos planteados, le dará a la empresa la posibilidad de incrementar sus ventas, cubrir sus gastos de operación y cancelar sus deudas pendientes por consumo de energía y mejorar su gestión empresarial.
3. De acuerdo al análisis beneficio/costo consolidado del sector urbano, se han obtenido resultados muy favorables para la ejecución del proyecto, lo que se confirma con el tiempo de recuperación de la inversión ejecutada (\$6'823,286.50) a 2.08 años de ejecutado el proyecto.

4. En el sector rural igualmente, el análisis beneficio/costo consolidado del sector, arroja resultados similares a los del sector urbano y el tiempo de recuperación de la inversión (\$5'058,425.37) es de 3.35 años
5. La obtención de un VAN de \$158'143,585.08 y de un TIR de 33%, dentro de la vida útil del proyecto, indica que nuestro plan es altamente rentable.
6. Se ha demostrado con el análisis de sensibilidad que en caso de existir variaciones en el incremento de la demanda, en el precio de compra o en el precio de venta, nuestra TIR se mantiene arriba de la tasa de descuento considerada en el sector de servicios públicos del 15%.
7. Se debe implementar el plan de recuperación de cartera vencida planteado, en función de los sectores sociales, el mismo que permitirá la obtención de recursos extras, para la reinversión y mejoramiento del sistema operativo de la empresa y de mejorar su gestión empresarial.

5.3 Recomendaciones

1. Elaborar frecuentemente análisis estadísticos de mercado, para conocer sus necesidades y corregir y mejorar la oferta de nuestros servicios.
2. Es imprescindible la medición o monitoreo de las variables de consumo y cartera vencida en los sectores a remodelarse, antes y después de ejecutada las inversiones, a fin evaluar su eficiencia y de comparar los datos reales con los del estudio realizado.
3. Es necesario que en el año 10 de la ejecución del proyecto, las entidades regulatorias del estado realicen los ajustes necesarios al pliego tarifario, a fin de mantener una tasa interna de retorno igual a la tasa de descuento y mejorar el acceso de los sectores más pobres a la energía eléctrica.

BIBLIOGRAFIA GENERAL.

Metodología de la Investigación, Hernández Sampieri, Roberto Fernández Collado, Carlos Baptista, Lucio Pilar, 1997, Mcraw Hill Capítulo II, México.

Enfoque de Marco Lógico como Herramienta para Planificación y Gestión de Proyectos Orientados por Objetivos, Grupo de Trabajo de la Norad, 1993.

Razonamiento Estadístico para Decisiones Gerenciales, Arsham, Dr.

Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano, CONELEC, 2001.

Datos estadísticos de la Dirección de Planificación, Dirección Técnica, Dirección Financiera y Dirección Comercial de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

Fundamentos de Administración Financiera, Scott Besley, Eugene F. Brigham, Doceava edición, 2005, McGraw Hill.

Matemáticas Financieras para toma de Decisiones Empresariales, César Aching Guzmán.

Análisis de la de la Inversión de Capital para Ingeniería y Administración, John R. Canada, William G. Sullivan, John A. White

Contabilidad General, Rubén Sarmiento R., Décima edición, 2004

Precios de la energía, pobreza y mitigación social, PNUD, 1994, Ecuador.

Bases de datos del INEC, estudio socioeconómico de ingresos y gastos región costa ENIGHU 2003-2004

Disponible en World Wide Web:

Memorando Económico de Investigación Legislativa MEIL,
www.hexagon.com.ec

<<http://www.mirrorservice.org/sites/home.ubalt.edu/ntsbarsh/Business-stat>>.

Disponible en World Wide Web:

<http://home.ubalt.edu/ntsbarsh/Business-stat/home.html>, Hossein Arshan

Revista Ecos Economía No.18, Medellín, Abril 2004.

ANEXOS

ANEXO No2

Nombre de la Subestación (2)	Descripción de la Subestación (3)	VOLTAJE (kV)		CAPACIDAD	
		1 (5)	2 (6)	OA (8)	FA (9)
SUR	Subestación Milagro Sur	66	13.8	12	16
SUR	Subestación Milagro Sur	69	13.8	12	16
NORTE	Subestación Milagro Norte	69	13.8	12	16
MONTERO	Subestación Montero	69	13.8	5	6.25
MONTERO	Subestación Montero	69	13.8	5	
M.MARIDUENA	Subestación M.Maridueña	69	13.8	10	12.5
TRONCAL	Subestación Troncal	69	13.8	10	12
PTO. INCA	Subestación Pto.Inca	66	13.8	5	7
NARANJAL	Subestación Naranjal	69	13.8	5	
TRIUNFO	Subestación Triunfo	69	13.8	6.25	6.25
BUCAY	Subestación Bucay	69	13.8	10	12.5
YAGUACHI	Subestación Yaguachi	69	13.8	5	6.25
L.GARAICOA	Subestación Lorenzo de Ga	69	13.8	3.75	

ANEXO No.3

Nombre Línea (2)	NOMBRE DE SUBESTACIÓN		Voltaje (kV) (10)	Longitud (km) (11)	CONDUCTOR DE FASE	
	S/E Salida (5)	S/E Llegada (6)			Tipo (13)	Calibre (14)
Milagro SIN-Milagro Sur	Milagro SIN	Milagro Sur	69	10	ACSR	477
Milagro Sur - Montero	Milagro Sur	Montero	69	15	ACSR	266.8
Montero - Pto. Inca	Montero	Pto.Inca	69	35	ACSR	266.8
Pto.Inca - Naranjal	Pto. Inca	Naranjal	69	19	ACSR	266.8
Milagro SNI - Milagro Norte	Milagro SIN	Milagro Norte	69	12	ACSR	477
Milagro SNI - M. Maridueña	Milagro SIN	M.Maridueña	69	12	ACSR	266.8
M. Maridueña - Bodega	M.Maridueña	Bodega	69	13	ACSR	266.8
Montero - Bodega	Montero	Bodega	69	20	ACSR	266.8
Bodega - Triunfo	Bodega	Triunfo	69	10	ACSR	266.8
Triunfo - Troncal	Triunfo	Troncal	69	14	ACSR	266.8
Triunfo - Bucay	Triunfo	Bucay	69	37	ACSR	266.8
S/E Sur - S/E Norte	Milagro Sur	Milagro Norte	69	8	ACSR	266.8
Milagro - Yaguachi	Milagro Norte	Yaguachi	69	8	ACSR	266.8
Milagro Norte -Lorenzo de Garaicoa	Milagro Norte	Lorenzo de Gara	69	17.5	ACSR	266.8

ANEXO No.4

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.

DISTRIBUCION DE LUMINARIAS INSTALADAS

	Watt	Cantidad
Mercurio	125	141
Mercurio	175	8746
Sodio	250	2025
Sodio	400	563
Mercurio	250	93
Mercurio	400	18
Sodio	100	1055
Sodio	150	227
Mercurio	150	419
Mercurio	80	131
Sodio	70	3816
Mercurio	150	218
Mercurio	1500	22
Mercurio	500	10
Mercurio	100	2

17486

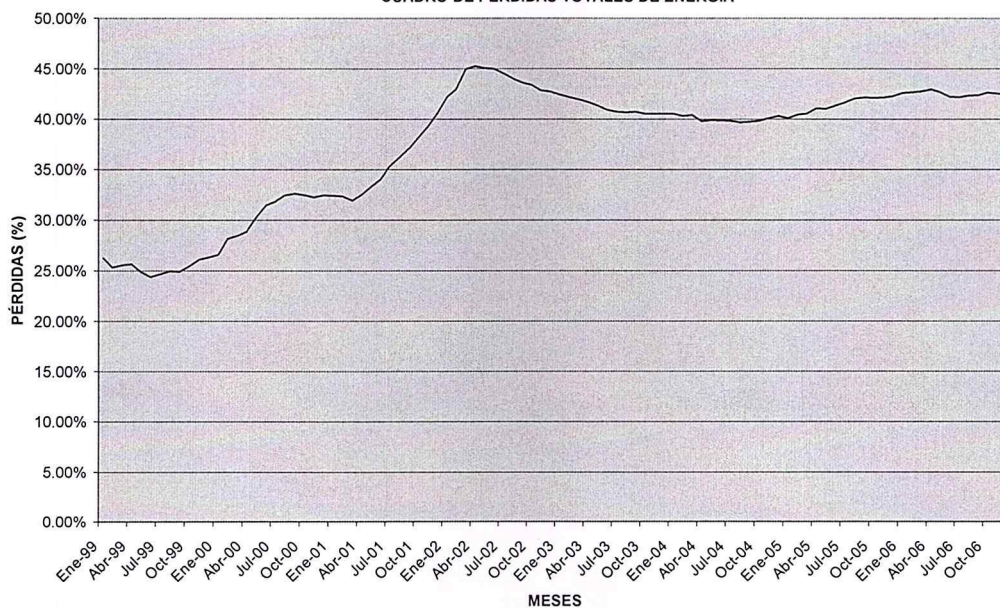
ANEXO No.5

CONELEC		FORMULARIO PD-04: DEMANDA ANUAL ENERGÍA Y POTENCIA. ESCENARIO MEDIO									
EMPRESA ELÉCTRICA : MILAGRO											
PROYECCIÓN DE LAS DEMANDAS ANUALES DE ENERGÍA Y DE POTENCIA MÁXIMA EN BARRAS DE ENTREGA DEL S.N.I. ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO (o MÁS PROBABLE)											
NOMBRE DE LA SUBESTACIÓN O CENTRAL	ENERGÍA Y POTENCIAS MÁXIMAS ANUALES										
	VALORES PROYECTADOS										
	AÑO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MILAGRO SNT	GWh	381.24	412.32	326.97	346.54	372.14	398.98	427.13	456.64	487.58	520.02
	MW	68.08	72.66	41.69	46.45	52.33	56.60	62.57	66.84	72.86	79.47
	MVAR	22.95	20.42	25.53	23.07	23.13	24.19	24.88	25.02	25.17	24.18
GENERACIÓN DE SAN CARLOS	GWh	36.29	36.29	75.60	75.60	75.60	75.60	75.60	75.60	75.60	75.60
	MW	12.00	12.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
	MVAR	3.82	1.89	3.60	3.60	3.60	3.70	3.80	4.00	3.90	4.00
GENERACIÓN DE VALDEZ	GWh	18.14	18.14	60.48	60.48	60.48	60.48	60.48	60.48	60.48	60.48
	MW	6.00	6.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
	MVAR	1.23	1.22	2.42	2.50	2.52	2.54	2.62	3.72	2.80	3.76
GENERACIÓN DE LUCEGA (AZTRA)	GWh	18.14	18.14	45.36	45.36	45.36	45.36	45.36	45.36	45.36	45.36
	MW	6.00	6.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
	MVAR	4.34	3.34	3.32	3.57	4.10	1.41	1.66	2.20	2.34	2.60
DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA	MWh	453,814.86	484,896.65	508,409.30	527,977.98	553,579.64	580,422.72	608,567.43	638,076.88	669,017.24	701,457.89
POTENCIA MÁX. ACTIVA TOTAL COINCIDENTE	MW	89.03	95.12	99.74	103.58	108.60	113.86	119.39	125.17	131.24	137.61
POTENCIA REACTIVA TOTAL	MVAR	31.27	26.44	34.20	31.86	32.24	31.09	32.10	34.48	33.79	34.08
OBSERVACIONES: El dato corresponde al mes de diciembre de cada año; los generadores estarán en línea mientras tengan el bagazo de caña como combustible. Se estima que estarán en línea por seis meses en el año, de julio a diciembre. En el pico de enero de cada año se repite el pico del año anterior, por lo cual se debe programar la potencia máxima a ser suministrada por Milagro SNT.											
Para el caso de la generación se ha asumido un factor de planta de 0,7 P.U., y seis meses de operación al año.											
No se ha considerado la posible salida de San Carlos Generación, hecha pública el 13 de mayo de 2005 en diario El Universo, pag. 6D											
Responsable de Planificación:	Juan Rodríguez Nombre					Firma				May-05 Fecha	

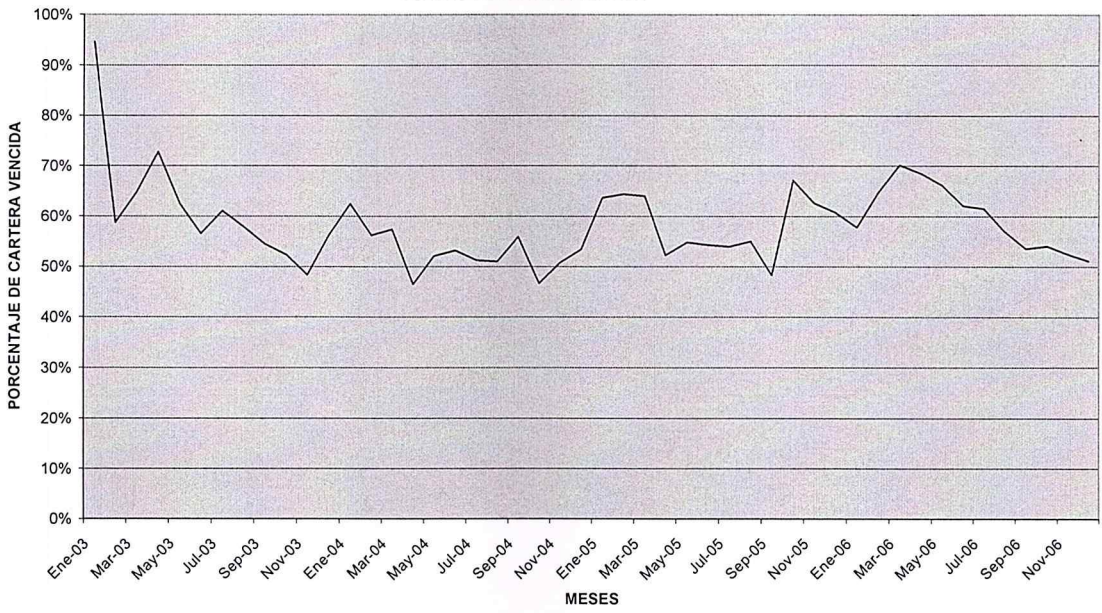
ANEXO No.6

CONELEC			FORMULARIO PD-07: PROYECCIÓN ANUAL DE ENERGÍA Y USUARIOS										
EMPRESA ELÉCTRICA : MILAGRO													
PROYECCIÓN ANUAL DE ENERGÍA Y USUARIOS													
	DESCRIPCIÓN	AÑO	Real 2004	VALORES PROYECTADOS									
				2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO	CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA	MWh	205,549	211,715	231,643	292,642	394,970	413,893	433,744	454,572	476,424	499,350	523,406
	NÚMERO TOTAL DE ABONADOS	Abonados	101,314	104,351	108,368	112,542	116,877	121,381	126,061	130,922	135,972	141,219	146,670
	RESIDENCIAL	MWh	78,080.07	80,422.47	89,245.89	115,629.10	159,726.45	167,712.78	176,098.42	184,903.34	194,148.50	203,855.93	214,048.72
		Abonados	86,325	88,915	92,471	96,170	100,017	104,018	108,178	112,506	117,006	121,686	126,553
	COMERCIAL	MWh	56,443.23	58,136.52	62,297.90	75,542.50	97,908.91	102,804.35	107,944.57	113,341.80	119,008.89	124,959.33	131,207.30
		Abonados	13,541	13,947	14,366	14,797	15,241	15,698	16,169	16,654	17,153	17,668	18,198
	INDUSTRIAL	MWh	33,636.23	34,645.31	38,071.41	49,117.41	67,809.03	71,199.49	74,759.46	78,497.43	82,422.30	86,543.42	90,870.59
		Abonados	196	202	208	214	221	227	234	241	248	256	263
	ALUMBRADO PÚBLICO	MWh	15,877.99	16,354.33	17,664.73	21,394.33	27,543.13	28,093.99	28,655.87	29,228.99	29,813.57	30,409.84	31,018.03
		Abonados	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
	OTROS	MWh	21,511.49	22,156.83	24,362.68	30,958.49	41,982.83	44,081.97	46,286.07	48,600.37	51,030.39	53,581.91	56,261.00
		Abonados	1,173	1,208	1,244	1,282	1,320	1,360	1,401	1,443	1,486	1,530	1,576
	Grandes Consumidores y 3ros.	MWh	75,102.86	90,735.75	90,735.75	90,735.75	90,735.75	90,735.75	90,735.75	90,735.75	90,735.75	90,735.75	90,735.75
		Usuarios	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	Pérdidas Técnicas	MWh	39,724.48	42,545.14	45,459.06	40,520.22	42,079.84	44,120.30	46,259.69	48,502.82	50,854.73	53,320.67	55,906.19
Pérdidas NO Técnicas	MWh	102,650.21	108,818.50	117,059.22	84,511.50	192.03	4,831.02	9,682.90	14,756.93	20,062.75	25,610.39	31,410.30	
Responsable de Planificación:			Juan Rodríguez								May-05		
			Nombre				Firma				Fecha		

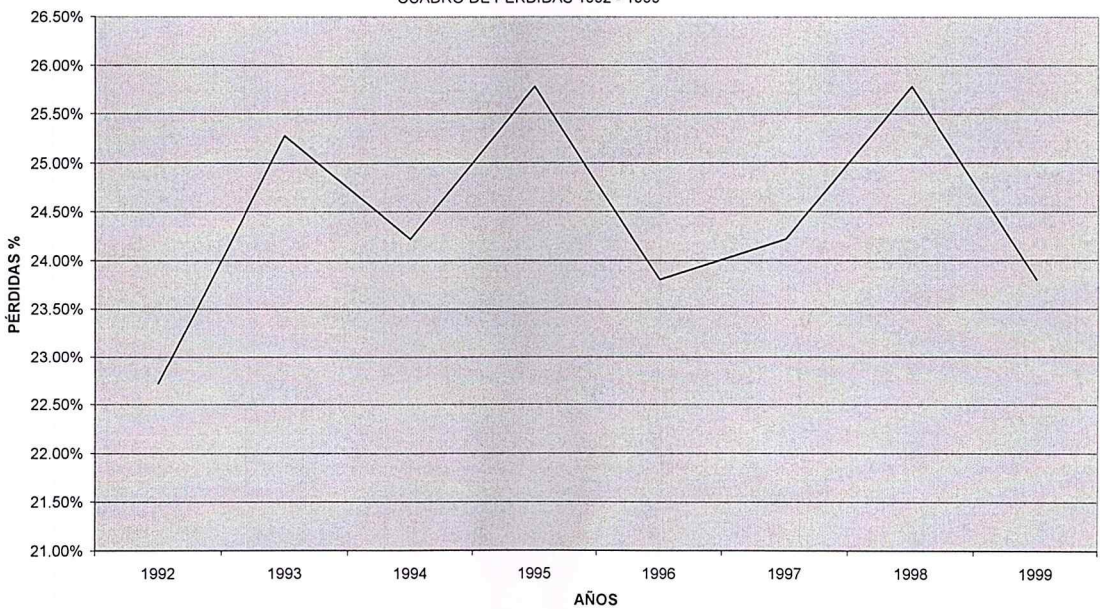
ANEXO No.7
EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.
CUADRO DE PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA



ANEXO No.8
EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.
CUADRO DE CARTERA VENCIDA



ANEXO No.9
EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.
CUADRO DE PÉRDIDAS 1992 - 1999



ANEXO No.10

DATOS ESTADÍSTICOS DE CONSUMO, VENTAS Y PÉRDIDAS TANTO EN KWH COMO EN DÓLARES AMERICANOS

FACTURACIÓN A CLIENTES REGULADOS 2006

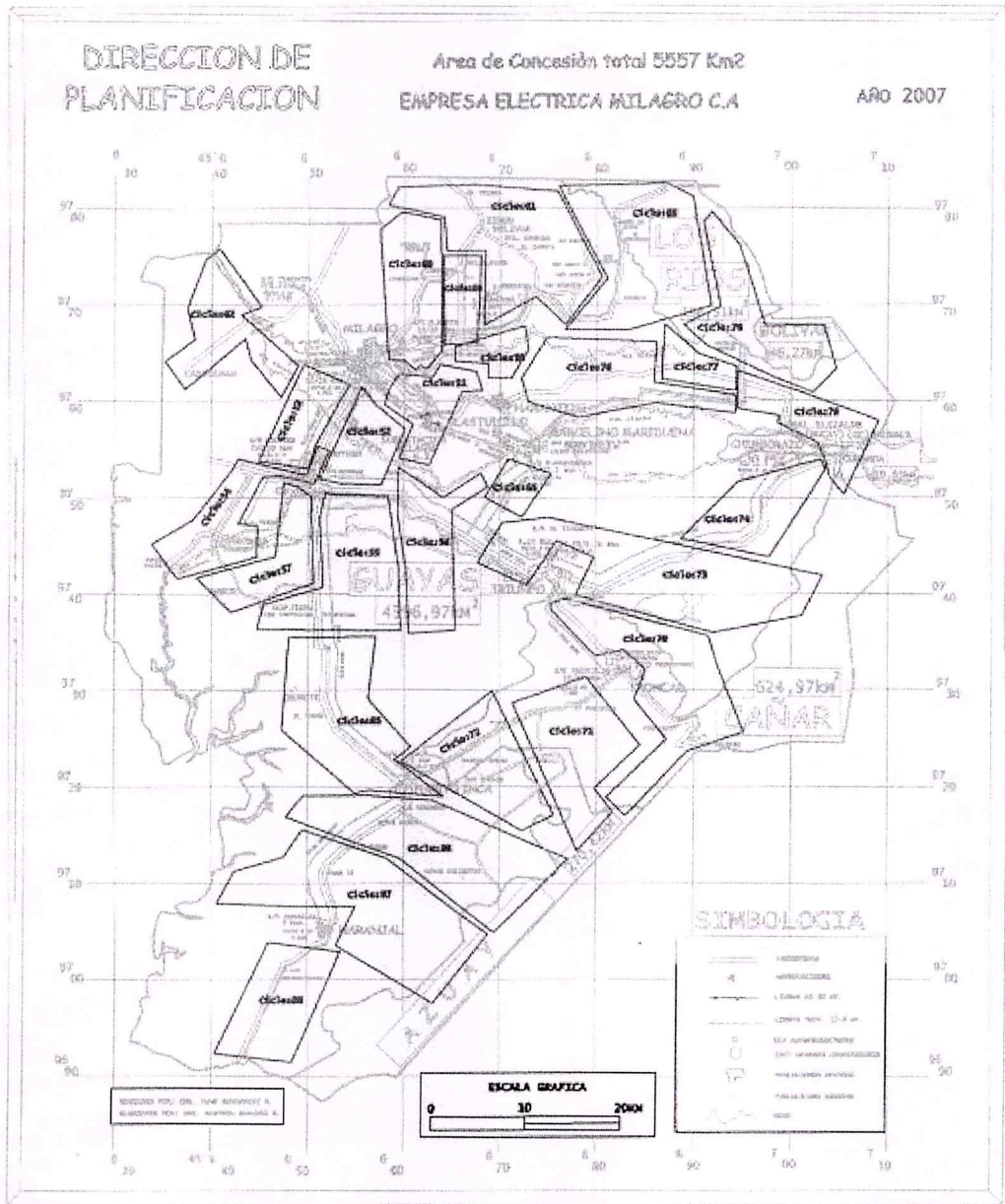
MESES	ENERGÍA TOTAL MWH	FACTURACION NETA MWH	PERDIDAS ENERGÍA MENSUAL MWH	PERDIDAS PORCENTAJE MENSUAL %	PERDIDAS SOBRE 13.30% MWH	FACTURACION NETA DÓLARES	TARIFA DE VENTA \$/100/KWH	COSTO PÉRDIDAS DÓLARES ACTUAL
Ene-06	32,407.89	17,703.12	14,704.77	45.37%	10,394.52	1,786,488.29	10.09	1,048,949.64
Feb-06	28,606.34	18,098.97	10,507.37	36.73%	6,702.72	1,824,071.83	10.08	675,521.93
Mar-06	32,913.20	17,176.34	15,736.86	47.81%	11,359.40	1,736,216.90	10.11	1,148,229.82
Abr-06	32,067.46	17,917.46	14,150.00	44.13%	9,885.03	1,810,409.19	10.10	998,799.49
May-06	31,110.27	19,002.88	12,107.39	38.92%	7,969.72	1,864,431.18	9.81	781,934.34
Jun-06	28,567.76	18,722.46	9,845.30	34.46%	6,045.78	1,850,427.34	9.88	597,532.79
Jul-06	29,948.17	17,380.73	12,567.44	41.96%	8,584.34	1,736,706.20	9.99	857,758.77
Ago-06	31,692.34	17,767.50	13,924.84	43.94%	9,709.76	1,738,129.12	9.78	949,869.90
Sep-06	31,040.98	18,444.13	12,596.86	40.58%	8,468.41	1,789,502.19	9.70	821,629.42
Oct-06	32,775.14	18,208.21	14,566.94	44.45%	10,207.84	1,765,382.94	9.70	989,704.84
Nov-06	31,251.14	18,543.49	12,707.65	40.66%	8,551.25	1,765,383.94	9.52	814,098.80
Dic-06	35,117.37	18,451.04	16,666.33	47.46%	11,995.72	1,765,384.94	9.57	1,147,743.76
TOTAL 1999	326,525.88	240,674.87	85,851.01	26.29%	44,222.21	11,045,622.26	4.41	1,928,742.99
TOTAL 2000	326,132.70	220,256.21	105,876.50	32.46%	62,500.85	9,135,366.58	4.15	2,610,210.55
TOTAL 2001	293,854.06	174,736.78	119,117.28	40.54%	80,034.69	13,139,247.74	7.52	6,269,826.07
TOTAL 2002	310,005.34	177,695.42	132,309.92	42.68%	91,079.21	18,260,414.49	10.28	9,361,302.00
TOTAL 2003	336,382.34	200,110.59	136,271.75	40.51%	91,532.90	21,486,737.18	10.74	9,823,251.83
TOTAL 2004	347,929.13	207,774.91	140,154.23	40.28%	93,879.65	21,367,286.13	10.28	9,676,448.07
TOTAL 2005	367,908.82	212,530.25	155,378.57	42.23%	106,446.70	21,536,580.95	10.13	10,787,892.50
TOTAL 2006	377,498.07	217,416.32	160,081.74	42.41%	109,874.50	21,432,534.06	9.86	10,831,773.51
SUMA 99 - 06	2,686,236.35	1,651,195.36	1,035,041.00	38.53%	679,570.70	137,403,789.39		61,289,447.53

ANEXO No.11

**EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.
CARTERA VENCIDA**

Meses	AÑOS		
	2004	2005	2006
Enero	18,205,522.86	21,516,589.11	27,158,554.82
Febrero	18,843,864.99	21,925,934.22	27,958,168.16
Marzo	16,254,190.08	21,973,131.56	28,218,719.63
Abril	15,964,547.59	21,534,509.55	29,001,899.10
Mayo	16,616,848.48	22,038,906.42	28,442,259.02
Junio	17,184,745.25	22,516,257.63	28,670,363.78
Julio	17,275,893.05	23,158,575.00	28,317,870.61
Agosto	17,918,212.02	23,660,101.89	28,169,559.12
Septiembre	18,473,907.87	25,014,440.34	27,972,027.74
Octubre	19,127,036.38	25,189,694.78	27,914,611.15
Noviembre	19,638,826.05	25,955,485.03	28,144,133.72
Diciembre	20,667,922.12	26,444,343.80	27,862,243.26
Promedios	18,014,293.06	23,410,664.11	28,152,534.18
VARIACIÓN	-	30%	20%

ANEXO No.13



ANEXO No. 14

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EMPRESARIAL DE GUAYAQUIL
 MASTERADO EN GESTIÓN EMPRESARIAL 2008
 RESUMEN DEL ANÁLISIS POR QUINTILES DE CARTERA VENCIDA DE CICLOS RURALES
 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.

CIUDAD	CICLOS	N. DE USUARIOS	CARTERA VENCIDA > 2					CARTERA VENCIDA > 12				
			1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Milagro	51	1929	100.00%	0.00%	100.00%	0.00%	75.00%	33.33%	0.00%	66.67%	0.00%	25%
Milagro	52	1167	100.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100.00%	66.67%	0.00%	100.00%	0.00%	0%
Milagro	53	1628	83.33%	0.00%	100.00%	100.00%	100.00%	33.33%	0.00%	100.00%	100.00%	0%
Milagro	54	1370	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%	100.00%	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%	100%
Milagro	55	1384	50.00%	0.00%	100.00%	100.00%	100.00%	25.00%	0.00%	100.00%	100.00%	100%
Milagro	56	1166	50.00%	0.00%	50.00%	0.00%	100.00%	50.00%	0.00%	50.00%	0.00%	0%
Milagro	57	2309	100.00%	50.00%	100.00%	100.00%	0.00%	0.00%	25.00%	66.67%	33.33%	0%
Milagro	58	1240	75.00%	100.00%	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%	0.00%	0.00%	100%	0%
Milagro	59	1235	75.00%	50.00%	0.00%	0.00%	0.00%	75.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0%
Milagro	60	1471	100.00%	50.00%	100.00%	100.00%	100.00%	66.67%	0.00%	0.00%	0.00%	100%
Milagro	61	1356	66.67%	100.00%	50.00%	100.00%	100.00%	33.33%	100.00%	50.00%	100.00%	100%
Troncal	70	2165	75.00%	33.33%	0.00%	0.00%	100.00%	25.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0%
Troncal	71	1210	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	66.67%	0.00%	0.00%	0.00%	100%
Troncal	72	671	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	50.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	50%
El Trunfo	73	1589	100.00%	66.67%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	33.33%	0.00%	50.00%	0%
El Trunfo	74	1158	50.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	50.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0%
Naranjal	85	1196	50.00%	50.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	50.00%	0.00%	0.00%	100%
Naranjal	86	1672	16.67%	100.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0%
Naranjal	87	1125	100.00%	100.00%	0.00%	0.00%	100.00%	50.00%	100.00%	0.00%	50%	0%
Naranjal	88	740	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0%
Naranjito	76	1372	60.00%	100.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	100%
Naranjito	77	1110	66.67%	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%	33.33%	0.00%	0.00%	100%	100%
Naranjito	78	1575	50.00%	100.00%	0.00%	100.00%	0.00%	33.33%	0.00%	0.00%	0%	0%
Bucay	79	978	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0%
Yaguachi	62	1316	100.00%	100.00%	50.00%	0.00%	100.00%	50.00%	50.00%	0.00%	0%	0%
Simón Bolívar	63	2400	80.00%	40.00%	100.00%	0.00%	100.00%	60.00%	40.00%	100.00%	0.00%	100%
M. Maridueña	65	503	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0%
SUBTOTALES CICLOS RURALES		37035	66.60%	42.22%	38.89%	31.48%	67.59%	35.99%	25.86%	29.01%	17.90%	41.67%
Ciclo 49	49	1017	42.86%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0%
SUBTOTALES CICLOS 49		1017	42.86%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

ANEXO No.15
RESUMEN DE ANÁLISIS BENEFICIO / COSTO DE LOS CICLOS URBANOS

URBANOS		ANÁLISIS 25 AÑOS					
Ciclos	Clientes	VALOR ACTUAL NETO (VAN)			Benef/Costo	TIR	RECUP-INV.
		INVERSIÓN	RECUPERACIÓN	NETO	B/C	(AÑOS)	
11	3,654	\$ 540,971.36	\$ 18,321,794.68	\$ 17,780,823.32	33.87	224%	0.74
7	2,689	\$ 398,103.99	\$ 13,956,619.09	\$ 13,558,515.10	35.06	185%	0.71
2	4,019	\$ 595,009.28	\$ 18,029,781.82	\$ 17,434,772.54	30.30	153%	0.83
12	4,624	\$ 684,578.97	\$ 16,796,544.85	\$ 16,111,965.87	24.54	140%	1.02
15	2,842	\$ 420,755.50	\$ 10,604,096.22	\$ 10,183,340.72	25.20	134%	0.99
10	4,180	\$ 618,845.18	\$ 13,310,872.86	\$ 12,692,027.68	21.51	129%	1.16
6	1,622	\$ 240,194.84	\$ 6,044,590.38	\$ 5,804,395.54	25.17	118%	0.99
21	3,232	\$ 478,494.65	\$ 9,768,284.43	\$ 9,289,789.79	20.41	115%	1.22
25	2,038	\$ 301,724.04	\$ 6,464,398.99	\$ 6,162,674.95	21.42	109%	1.17
14	3,828	\$ 566,731.90	\$ 10,649,403.18	\$ 10,082,671.27	18.79	102%	1.33
1	4,270	\$ 632,169.60	\$ 11,647,245.84	\$ 11,015,076.24	18.42	95%	1.36
4	5,980	\$ 885,333.53	\$ 14,267,941.10	\$ 13,382,607.57	16.12	93%	1.55
8	2,851	\$ 422,087.94	\$ 6,753,200.87	\$ 6,331,112.93	16.00	85%	1.56
16	2,789	\$ 412,908.90	\$ 6,240,546.72	\$ 5,827,637.82	15.11	77%	1.65
13	3,188	\$ 471,980.49	\$ 5,805,026.80	\$ 5,333,046.32	12.30	63%	2.03
5	2,533	\$ 375,008.34	\$ 4,382,126.75	\$ 4,007,118.42	11.69	60%	2.14
18	3,125	\$ 462,653.39	\$ 4,592,352.85	\$ 4,129,699.45	9.93	54%	2.52
9	1,962	\$ 290,472.31	\$ 2,795,289.09	\$ 2,504,816.79	9.62	51%	2.60
17	3,029	\$ 448,440.68	\$ 4,219,599.42	\$ 3,771,158.74	9.41	49%	2.66
3	2,678	\$ 396,416.23	\$ 3,279,900.62	\$ 2,883,484.38	8.27	43%	3.02
19	3,129	\$ 463,245.59	\$ 3,527,957.63	\$ 3,064,712.04	7.62	41%	3.28
23	1,656	\$ 245,169.29	\$ 982,074.80	\$ 736,905.52	4.01	24%	6.24
Total	69,918.00	\$ 10,351,296.00	\$ 192,439,649.01	\$ 182,088,353.01	18.59	97%	1.34

ANEXO No.16
RESUMEN DE ANÁLISIS BENEFICIO / COSTO DE LOS CICLOS RURALES

RURALES		ANÁLISIS 25 AÑOS					
Ciclos	Clientes	VALOR ACTUAL NETO (VAN)			Benef/Costo	TIR	RECUP-INV.
		INVERSIÓN	RECUPERACIÓN	NETO	B/C	(AÑOS)	
74	1,158	\$ 171,440.84	\$ 4,763,404.00	\$ 4,591,963.16	27.78	210%	0.90
70	2,165	\$ 320,526.27	\$ 7,787,708.43	\$ 7,467,182.16	24.30	136%	1.03
71	1,210	\$ 179,139.39	\$ 3,613,396.52	\$ 3,434,257.12	20.17	130%	1.24
63	2,400	\$ 355,317.81	\$ 3,490,895.89	\$ 3,135,578.08	9.82	57%	2.54
76	1,372	\$ 203,123.35	\$ 2,306,369.80	\$ 2,103,246.46	11.35	68%	2.20
86	1,672	\$ 247,538.07	\$ 3,679,464.79	\$ 3,431,926.72	14.86	79%	1.68
57	2,309	\$ 341,845.34	\$ 4,308,421.08	\$ 3,966,575.74	12.60	64%	1.98
60	1,471	\$ 217,780.21	\$ 2,516,906.45	\$ 2,299,126.25	11.56	64%	2.16
79	978	\$ 144,792.01	\$ 1,434,069.59	\$ 1,289,277.59	9.90	59%	2.52
54	1,370	\$ 202,827.25	\$ 2,587,236.52	\$ 2,384,409.27	12.76	68%	1.96
62	1,316	\$ 194,832.60	\$ 2,061,773.36	\$ 1,866,940.76	10.58	59%	2.36
61	1,356	\$ 200,754.56	\$ 1,889,888.05	\$ 1,689,133.49	9.41	54%	2.66
59	1,235	\$ 182,840.62	\$ 1,977,802.77	\$ 1,794,962.15	10.82	59%	2.31
56	1,166	\$ 172,625.23	\$ 2,164,024.85	\$ 1,991,399.61	12.54	66%	1.99
51	1,929	\$ 285,586.69	\$ 2,458,915.22	\$ 2,173,328.53	8.61	46%	2.90
78	1,575	\$ 233,177.31	\$ 1,801,555.98	\$ 1,568,378.67	7.73	44%	3.24
53	1,628	\$ 241,023.91	\$ 2,437,035.78	\$ 2,196,011.87	10.11	53%	2.47
73	1,589	\$ 235,250.00	\$ 2,529,934.07	\$ 2,294,684.07	10.75	55%	2.32
52	1,167	\$ 172,773.28	\$ 1,623,160.95	\$ 1,450,387.67	9.39	51%	2.66
55	1,384	\$ 204,899.94	\$ 1,791,930.88	\$ 1,587,030.94	8.75	47%	2.86
77	1,110	\$ 164,334.49	\$ 1,247,331.48	\$ 1,082,996.99	7.59	42%	3.29
85	1,196	\$ 177,066.71	\$ 969,742.85	\$ 792,676.14	5.48	31%	4.56
58	1,240	\$ 183,580.87	\$ 837,312.95	\$ 653,732.09	4.56	27%	5.48
65	503	\$ 74,468.69	\$ 475,826.32	\$ 401,357.63	6.39	37%	3.91
72	671	\$ 99,340.94	\$ 280,722.01	\$ 181,381.08	2.83	18%	8.85
87	1,125	\$ 166,555.22	\$ 39,328.12	\$ -127,227.11	0.24	#iDIV/0!	105.88
88	740	\$ 109,556.32	\$ 6,472.09	\$ -103,084.24	0.06	#iDIV/0!	423.19
Total	37,035	\$ 5,482,997.90	\$ 61,080,630.77	\$ 55,597,632.87	11.14		2.24

ANEXO 17
PRESTAMO ESTATAL PARA CONSTRUCCIÓN DE REDES
SECTOR URBANO Y RURAL

CALCULO DE F.R.C.

Capital	17,540,584.05
Int/año	6.5%
años	10

Meses	Capital Reducido	Factor	Interes	Cap.	Factor Recuperacion Capital	Mantenim	Cuota Mensual
1	16,240,744.50	0.13910469	1,140,137.96	1,299,839.54	2,439,977.51	-	2,439,977.51
2	14,856,415.39		1,055,648.39	1,384,329.11	2,439,977.51	-	2,439,977.51
3	13,382,104.88		965,667.00	1,474,310.51	2,439,977.51	-	2,439,977.51
4	11,811,964.19		869,836.82	1,570,140.69	2,439,977.51	-	2,439,977.51
5	10,139,764.36		767,777.67	1,672,199.83	2,439,977.51	-	2,439,977.51
6	8,358,871.53		659,084.68	1,780,892.82	2,439,977.51	-	2,439,977.51
7	6,462,220.67		543,326.65	1,896,650.86	2,439,977.51	-	2,439,977.51
8	4,442,287.51		420,044.34	2,019,933.16	2,439,977.51	-	2,439,977.51
9	2,291,058.69		288,748.69	2,151,228.82	2,439,977.51	-	2,439,977.51
10	- 0.00		148,918.81	2,291,058.69	2,439,977.51	-	2,439,977.51

ANEXO 18
PAGO DE OBLIGACIONES POR COMPRA DE ENERGÍA
SECTOR GENERACIÓN

CALCULO DE F.R.C.

Capital	58,264,129.11
Int/año	6.5%
años	20

Meses	Capital Reducido	Factor	Interes	Cap.	Factor Recuperacion Capital	Mantenim	Cuota Mensual
1	56,763,455.17	0.0907564	3,787,168.39	1,500,673.94	5,287,842.34	-	5,287,842.34
2	55,165,237.41		3,689,624.59	1,598,217.75	5,287,842.34	-	5,287,842.34
3	53,463,135.51		3,585,740.43	1,702,101.90	5,287,842.34	-	5,287,842.34
4	51,650,396.98		3,475,103.81	1,812,738.53	5,287,842.34	-	5,287,842.34
5	49,719,830.45		3,357,275.80	1,930,566.53	5,287,842.34	-	5,287,842.34
6	47,663,777.09		3,231,788.98	2,056,053.36	5,287,842.34	-	5,287,842.34
7	45,474,080.26		3,098,145.51	2,189,696.83	5,287,842.34	-	5,287,842.34
8	43,142,053.15		2,955,815.22	2,332,027.12	5,287,842.34	-	5,287,842.34
9	40,658,444.26		2,804,233.45	2,483,608.88	5,287,842.34	-	5,287,842.34
10	38,013,400.80		2,642,798.88	2,645,043.46	5,287,842.34	-	5,287,842.34
11	35,196,429.52		2,470,871.05	2,816,971.28	5,287,842.34	-	5,287,842.34
12	32,196,355.10		2,287,767.92	3,000,074.42	5,287,842.34	-	5,287,842.34
13	29,001,275.85		2,092,763.08	3,195,079.26	5,287,842.34	-	5,287,842.34
14	25,598,516.44		1,885,082.93	3,402,759.41	5,287,842.34	-	5,287,842.34
15	21,974,577.67		1,663,903.57	3,623,938.77	5,287,842.34	-	5,287,842.34
16	18,115,082.88		1,428,347.55	3,859,494.79	5,287,842.34	-	5,287,842.34
17	14,004,720.93		1,177,480.39	4,110,361.95	5,287,842.34	-	5,287,842.34
18	9,627,185.46		910,306.86	4,377,535.48	5,287,842.34	-	5,287,842.34
19	4,965,110.18		625,767.05	4,662,075.28	5,287,842.34	-	5,287,842.34
20	- 0.00		322,732.16	4,965,110.18	5,287,842.34	-	5,287,842.34

ANEXO 19
PAGO DE OTRAS OBLIGACIONES POR COMPRA DE ENERGÍA
SECTOR GENERACIÓN

CALCULO DE F.R.C.

Capital	20,692,816.00
Int/año	6.5%
años	20

Meses	Capital Reducido	Factor	Interes	Cap.	Factor Recuperacion Capital	Mantenim	Cuota Mensual
1	20,159,843.65	0.090756395	1,345,033.04	532,972.35	1,878,005.39	-	1,878,005.39
2	19,592,228.10		1,310,389.84	567,615.55	1,878,005.39	-	1,878,005.39
3	18,987,717.53		1,273,494.83	604,510.56	1,878,005.39	-	1,878,005.39
4	18,343,913.78		1,234,201.64	643,803.75	1,878,005.39	-	1,878,005.39
5	17,658,262.79		1,192,354.40	685,650.99	1,878,005.39	-	1,878,005.39
6	16,928,044.48		1,147,787.08	730,218.31	1,878,005.39	-	1,878,005.39
7	16,150,361.98		1,100,322.89	777,682.50	1,878,005.39	-	1,878,005.39
8	15,322,130.12		1,049,773.53	828,231.86	1,878,005.39	-	1,878,005.39
9	14,440,063.19		995,938.46	882,066.93	1,878,005.39	-	1,878,005.39
10	13,500,661.91		938,604.11	939,401.28	1,878,005.39	-	1,878,005.39
11	12,500,199.54		877,543.02	1,000,462.37	1,878,005.39	-	1,878,005.39
12	11,434,707.12		812,512.97	1,065,492.42	1,878,005.39	-	1,878,005.39
13	10,299,957.69		743,255.96	1,134,749.43	1,878,005.39	-	1,878,005.39
14	9,091,449.55		669,497.25	1,208,508.14	1,878,005.39	-	1,878,005.39
15	7,804,388.38		590,944.22	1,287,061.17	1,878,005.39	-	1,878,005.39
16	6,433,668.24		507,285.24	1,370,720.15	1,878,005.39	-	1,878,005.39
17	4,973,851.28		418,188.44	1,459,816.95	1,878,005.39	-	1,878,005.39
18	3,419,146.23		323,300.33	1,554,705.06	1,878,005.39	-	1,878,005.39
19	1,763,385.34		222,244.50	1,655,760.89	1,878,005.39	-	1,878,005.39
20 -	0.00		114,620.05	1,763,385.34	1,878,005.39	-	1,878,005.39

ANEXO No.20

PROYECCIÓN DE ACTIVOS FLOJOS - PARTE 1

EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES ANTIHURTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Centrales de combustión interna	116,582.17	111,502.46	105,785.69	102,405.64	98,338.55	94,561.96	91,055.12	87,798.78	84,775.03
Terenos y servidumbre	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29
7.14% Instalaciones Electromecánicas	70,393.30	65,365.21	60,695.26	56,360.82	52,335.04	48,596.83	45,125.62	41,902.37	38,909.34
7.14% Depósitos de combustibles	722.58	670.97	623.04	578.54	537.21	498.84	463.21	430.12	399.40
Lineas y Subestaciones de Subtransmisión	16,992,733.01	16,515,450.24	16,051,890.45	15,601,748.18	15,164,717.46	14,740,492.50	14,328,768.49	13,929,242.15	13,541,612.32
Terenos y servidumbre	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23
2.86% Edificios y Estructuras	742,149.63	720,945.35	700,346.92	680,337.07	660,898.80	642,015.98	623,672.67	605,853.45	588,543.35
3.33% Equipos de Subestaciones	10,336,653.30	9,992,110.19	9,659,052.85	9,337,098.42	9,025,876.81	8,725,030.25	8,434,212.91	8,153,090.48	7,881,339.79
3.33% Postes Torres y Accesorios	3,493,397.12	3,378,969.55	3,268,357.23	3,161,432.99	3,058,073.89	2,958,161.09	2,861,579.72	2,768,218.73	2,677,970.78
3.33% Conducciones y Accesorios Aéreos	2,153,994.73	2,156,856.92	2,157,565.22	2,156,311.54	2,153,299.72	2,148,716.95	2,142,734.97	2,135,511.26	2,127,190.17
0.49 Lineas de Distribución	29,381,134.76	43,945,007.53	56,697,467.50	68,530,883.16	80,017,130.43	91,107,590.60	101,372,877.02	110,688,179.34	119,178,743.67
5.00% Postes Torres y Accesorios	14,417,937.32	13,725,968.24	13,066,531.33	12,438,147.60	11,839,401.42	11,288,938.18	10,725,461.90	10,207,732.96	9,714,565.88
4.00% Conducciones y Accesorios Aéreos	7,922,628.32	6,501,863.56	4,521,800.09	2,858,286.27	2,001,409.63	1,768,764.50	1,730,808.77	1,693,097.63	1,655,748.26
6.67% Alumbrado Público	967,122.10	17,553,585.73	32,817,613.55	46,841,693.14	59,703,644.19	71,476,870.00	82,230,595.72	92,030,094.14	100,936,899.64
4.00% Transformadores de distribución y Acc.	6,073,447.02	6,163,590.00	6,291,522.52	6,392,756.16	6,472,675.19	6,593,017.92	6,686,010.64	6,757,254.61	6,871,529.89
Instalaciones y Servicio Abonados	4,457,976.05	16,724,568.70	27,640,389.44	37,531,122.45	46,596,633.16	54,858,306.26	62,280,469.69	68,886,242.41	74,741,090.44
6.67% Acometidas	1,316,638.07	9,161,667.32	16,223,122.29	22,622,585.72	28,444,434.60	33,721,335.62	38,468,173.81	42,714,436.54	46,499,731.35
6.67% Medidores	2,765,527.15	7,212,144.61	11,089,894.16	14,602,988.60	17,867,020.31	20,870,804.27	23,563,863.84	25,938,945.40	28,024,953.97
6.67% Acometidas PORPE	220,652.66	205,942.48	192,212.98	179,398.78	167,438.87	156,276.27	145,857.86	136,134.00	127,059.40
6.67% Medidores PORPE	155,158.17	144,814.29	135,160.01	126,149.34	117,739.38	109,890.09	102,564.08	96,726.48	89,344.71
Instalaciones Generales	1,342,734.72	64,768,134.78	122,692,694.50	175,963,970.79	225,824,745.53	273,043,738.20	318,342,029.96	362,364,232.08	405,739,654.71
Terenos y servidumbre	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25
3.03% Edificios y Estructuras	533,441.26	28,061,069.89	55,373,742.90	82,590,912.98	109,834,871.89	137,231,334.42	164,909,991.87	193,005,107.84	221,681,436.52
10.00% Mobiliarios y Equipos de Oficina	95,491.47	3,128,723.65	6,098,436.53	9,030,347.27	11,949,141.51	14,878,700.14	17,842,313.37	20,862,883.93	23,968,880.52
20.00% Equipos de Transporte	74,593.87	10,348,415.47	18,868,577.45	26,030,746.72	32,154,250.90	37,497,598.60	42,270,772.58	46,645,504.91	50,773,450.16
10.00% Herramientas y Equipos de Taller	183,690.64	174,321.58	156,889.42	141,200.48	127,060.43	114,372.39	102,935.15	92,641.63	83,377.47
10.00% Equipos de Laboratorio e Ingeniería	89,504.42	11,446,979.90	21,323,653.46	29,923,625.50	37,429,493.03	44,004,784.21	49,796,147.36	54,935,320.60	59,546,999.37
10.00% Equipos de Comunicación	131,959.35	5,049,654.71	9,177,142.09	12,615,761.19	15,455,423.67	17,775,857.70	19,647,722.56	21,133,606.71	22,289,366.40
20.00% Equipos de computación	150,195.53	6,391,476.89	11,348,833.66	15,312,022.22	18,513,097.06	21,138,130.35	23,336,591.26	25,228,854.21	26,917,830.18
10.00% Equipos Diversos	28,117.93	121,722.44	199,538.75	263,574.19	315,606.80	357,210.14	389,775.55	414,531.99	432,563.86
Bienes e Instalaciones en Proceso Retiro	7,850,360.70								
Bienes e Instalaciones en Proceso Retiro	7,850,360.70								
Retiros redes antiguas		1,145,477.59	1,759,453.57	1,520,167.89	778,325.96	186,798.23			
Retiros acometidas antiguas		84,506.81	125,196.84	106,005.35	52,767.11	12,312.32			
Retiros medidores antiguos		219,159.38	327,278.00	274,913.52	136,845.84	31,930.70			
Total Activos Fijos	60,141,521.41	142,064,663.71	223,089,127.48	297,720,130.23	367,701,565.12	433,844,689.62	496,415,190.19	555,955,694.76	613,285,876.18

ANEXO No.20

PROYECCIÓN DE ACTIVOS FIJOS - PARTE 2

EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES ANTIHURTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Centrales de combustión interna	81,967.26	79,360.05	76,939.07	74,691.01	72,603.53	70,665.16	68,865.24	67,193.88	65,641.91
Terrenos y servidumbre	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29
Instalaciones Electromecánicas	36,130.10	33,549.38	31,153.00	28,927.78	26,861.51	24,942.83	23,161.20	21,506.83	19,970.63
Depósitos de combustibles	370.87	344.38	319.78	296.94	275.73	256.04	237.75	220.77	205.00
Lineas y Subestaciones de Subtransmisión	13,165,580.46	12,800,851.09	17,144,860.31	16,634,819.73	16,141,707.11	15,664,960.26	15,204,035.71	14,758,408.02	14,327,569.22
Terrenos y servidumbre	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23
Edificios y Estructuras	571,727.83	555,392.74	539,524.38	524,109.40	509,134.84	494,588.13	480,457.04	466,729.70	453,394.57
Equipos de Subestaciones	7,618,648.47	7,364,714.52	8,215,232.05	7,991,300.98	7,775,011.28	7,565,844.24	7,363,649.43	7,168,194.45	6,979,254.64
Postes Torres y Accesorios	2,590,732.08	2,506,402.35	4,946,423.47	4,781,542.68	4,622,157.93	4,468,066.00	4,319,149.80	4,175,178.14	4,036,005.53
Conductores y Accesorios Aéreos	2,117,903.86	2,107,773.25	3,177,112.18	3,071,208.44	2,968,834.82	2,868,873.66	2,774,211.21	2,681,737.50	2,592,346.25
Lineas de Distribución	126,830,333.24	133,702,450.58	58,580,105.47	60,362,174.54	62,366,915.65	64,652,184.72	67,235,259.08	70,135,022.77	73,372,085.24
Postes Torres y Accesorios	9,244,827.19	8,797,433.32	18,723,014.46	19,486,837.32	20,331,467.18	21,279,383.28	22,337,062.74	23,511,590.11	24,810,701.56
Conductores y Accesorios Aéreos	1,618,860.47	1,582,518.65	27,016,026.46	27,543,783.51	28,163,018.16	28,865,162.29	29,746,713.85	30,724,791.99	31,837,182.74
Alumbrado Público	109,009,010.88	116,301,082.82	2,817,346.62	3,042,781.33	3,282,585.24	3,541,754.39	3,821,828.96	4,124,472.79	4,451,483.24
Transformadores de distribución y Acc.	6,957,634.71	7,021,415.79	10,023,717.73	10,288,772.38	10,589,845.08	10,935,894.76	11,329,653.53	11,774,167.88	12,272,717.70
Instalaciones y Servicio Abonados	79,905,680.72	84,436,265.04	11,765,055.13	11,366,425.92	11,021,371.55	10,732,337.38	10,498,230.08	10,318,240.48	10,191,841.58
Acometidas	49,860,807.55	52,831,755.05	5,252,769.74	4,930,891.29	4,632,452.85	4,356,333.31	4,101,238.60	3,856,976.39	3,649,450.64
Medidores	29,842,896.92	31,415,998.84	6,336,341.64	6,271,320.47	6,232,652.15	6,232,955.29	6,232,479.29	6,327,652.70	6,426,066.98
Acometidas PORPE	118,587.84	110,681.98	103,303.18	96,416.31	89,968.55	83,988.32	78,390.03	73,164.03	68,286.42
Medidores PORPE	83,388.40	77,829.17	72,640.56	67,797.86	63,278.00	59,059.47	55,122.17	51,447.36	48,017.53
Instalaciones Generales	449,044,557.73	492,815,271.14	757,226.52	711,869.89	726,812.82	680,810.50	640,943.50	663,595.79	621,562.56
Terrenos y servidumbre	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25
Edificios y Estructuras	251,112,126.98	281,479,776.75	380,262.09	368,738.99	357,565.08	346,729.76	336,222.82	326,034.25	316,154.42
Mobiliarios y Equipos de Oficina	27,188,881.46	30,551,835.76	43,690.02	41,321.02	39,188.92	37,270.03	35,543.02	33,988.72	32,589.85
Equipos de Transporte	54,781,557.72	58,777,528.05	83,140.79	66,512.63	107,907.89	86,326.31	69,061.05	112,681.51	90,145.21
Herramientas y Equipos de Taller	75,039.72	67,539.75	74,073.02	68,602.63	63,679.27	59,248.25	55,260.33	51,671.20	48,440.59
Equipos de Laboratorio e Ingeniería	63,744,241.35	67,630,297.03	28,701.61	25,920.95	23,418.36	21,166.03	19,138.93	17,314.54	15,672.59
Equipos de Comunicación	23,164,482.15	23,802,781.51	50,465.15	46,738.23	43,384.00	40,365.19	37,648.27	35,203.04	33,002.33
Equipos de computación	28,487,621.24	30,007,573.77	40,360.46	38,295.19	36,644.78	35,323.64	34,266.73	33,421.21	32,744.79
Equipos Diversos	444,826.86	452,162.28	10,753.13	9,958.99	9,244.27	8,601.03	8,022.10	7,501.07	7,032.14
Bienes e Instalaciones en Proceso Retiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bienes e Instalaciones en Proceso Retiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiros redes antiguas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiros acometidas antiguas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiros medidores antiguos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Activos Fijos	669,028,119.42	723,834,197.89	88,324,186.49	89,149,981.10	90,329,410.66	91,800,958.03	93,647,333.61	95,942,460.94	98,578,700.51

ANEXO No.20

PROYECCIÓN DE ACTIVOS FIJOS - PARTE 3

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES ANTIHURTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

	18	19	20	21	22	23	24	25
Centrales de combustión interna	64,200.80	62,862.62	61,620.02	60,466.19	59,394.76	58,399.87	57,476.05	56,618.21
Terrenos y servidumbre	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29	45,466.29
Instalaciones Electromecánicas	18,544.15	17,219.57	15,989.60	14,847.49	13,786.95	12,802.17	11,887.73	11,038.61
Depósitos de combustibles	190.35	176.76	164.13	152.41	141.52	131.41	122.03	113.31
Líneas y Subestaciones de Subtransmisión	13,911,028.20	13,508,310.21	13,118,956.22	12,742,522.49	12,378,588.23	12,026,713.99	11,686,523.49	11,357,620.83
Terrenos y servidumbre	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23	266,568.23
Edificios y Estructuras	440,440.44	427,856.42	415,631.95	403,756.76	392,220.85	381,014.54	370,128.41	359,553.31
Equipos de Subestaciones	6,796,612.81	6,620,059.05	6,449,390.42	6,284,410.74	6,124,930.38	5,970,766.03	5,821,740.50	5,677,682.48
Postes Torres y Accesorios	3,901,472.01	3,771,422.95	3,645,708.85	3,524,185.22	3,406,712.38	3,293,155.30	3,183,383.46	3,077,270.68
Conductores y Accesorios Aéreos	2,505,934.71	2,422,403.55	2,341,666.77	2,263,601.54	2,188,148.16	2,115,209.89	2,044,702.89	1,976,546.13
Líneas de Distribución	76,968,909.91	81,018,196.79	85,555,093.48	90,618,155.04	96,249,639.82	102,495,832.40	109,407,396.11	117,039,757.67
Postes Torres y Accesorios	26,242,832.71	27,843,897.26	29,627,097.15	31,606,922.56	33,799,262.93	36,221,528.07	38,892,780.49	41,833,879.89
Conductores y Accesorios Aéreos	33,092,388.45	34,524,968.31	36,148,309.76	37,977,108.16	40,027,480.40	42,317,088.85	44,865,276.64	47,693,215.35
Alumbrado Público	4,804,801.90	5,192,284.98	5,616,888.99	6,081,842.45	6,590,670.04	7,147,219.03	7,755,687.99	8,420,658.20
Transformadores de distribución y Acc.	12,828,886.85	13,457,046.24	14,162,797.59	14,952,281.87	15,832,226.44	16,809,996.46	17,893,650.99	19,092,004.23
Instalaciones y Servicio Abonados	10,118,787.97	10,105,180.83	10,151,968.92	10,260,479.81	10,432,434.44	10,669,964.22	10,975,630.98	11,352,449.74
Acometidas	3,450,656.41	3,269,120.35	3,104,052.39	2,954,747.57	2,820,583.28	2,701,016.98	2,595,584.30	2,503,897.62
Medidores	6,569,581.20	6,734,746.81	6,953,357.10	7,217,476.78	7,529,479.39	7,892,066.93	8,308,291.71	8,781,580.82
Acometidas PORPE	63,734.00	59,485.06	55,519.39	51,818.10	48,363.56	45,139.32	42,130.03	39,321.36
Medidores PORPE	44,816.36	41,828.61	39,040.03	36,437.36	34,008.21	31,740.99	29,624.93	27,649.93
Instalaciones Generales	585,365.34	614,281.44	574,809.31	541,051.10	575,295.05	537,405.26	505,224.36	477,700.33
Terrenos y servidumbre	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25	45,780.25
Edificios y Estructuras	306,573.98	297,283.86	288,275.26	279,539.65	271,068.75	262,854.54	254,889.25	247,165.34
Mobiliarios y Equipos de Oficina	31,330.86	30,197.78	29,178.00	28,260.20	27,434.18	26,690.76	26,021.69	25,419.52
Equipos de Transporte	72,116.17	117,997.24	94,397.79	75,518.23	123,734.10	98,987.28	79,189.83	63,351.86
Herramientas y Equipos de Taller	45,533.80	42,917.32	40,562.50	38,443.15	36,535.75	34,819.08	33,274.08	31,883.57
Equipos de Laboratorio e Ingeniería	14,194.84	12,864.86	11,667.88	10,590.59	9,621.04	8,748.44	7,963.10	7,266.29
Equipos de Comunicación	31,021.69	29,239.11	27,634.79	26,190.91	24,891.41	23,721.86	22,669.27	21,721.94
Equipos de computación	32,203.65	31,770.74	31,424.42	31,147.35	30,925.70	30,748.38	30,606.53	30,493.04
Equipos Diversos	6,610.11	6,230.28	5,888.43	5,580.76	5,303.87	5,054.66	4,830.37	4,628.52
Bienes e Instalaciones en Proceso Retiro								
Bienes e Instalaciones en Proceso Retiro								
Retiros redes antiguas								
Retiros acometidas antiguas								
Retiros medidores antiguos								
Total Activos Fijos	101,648,292.22	105,308,831.88	109,462,447.95	114,222,674.63	119,695,344.07	125,788,315.75	132,632,250.98	140,284,146.77

ANEXO No.21

DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS FIJOS PROYECTADOS - PARTE 1

EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO S.A.

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES ANTIHURTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Centrales de combustión interna	5,077.67	4,714.98	4,378.20	4,065.47	3,775.08	3,505.43	3,255.04	3,022.54	2,806.64
7.14% Instalaciones Electromecánicas	5,026.08	4,667.07	4,333.71	4,024.16	3,736.72	3,469.81	3,221.97	2,991.83	2,778.13
7.14% Depósitos de combustibles	51.59	47.91	44.48	41.31	38.36	35.62	33.07	30.71	28.52
Líneas y Subestaciones de Subtransmisión	565,340.81	592,124.15	574,133.27	650,972.41	631,014.55	611,719.37	593,064.87	654,957.54	634,856.98
2.78% Edificios y Estructuras	20,632.53	20,043.03	19,470.37	18,914.07	18,373.67	17,848.71	17,338.75	16,843.35	16,362.12
3.30% Equipos de Subestaciones	341,347.74	331,620.63	322,217.77	324,686.39	315,514.66	306,648.66	298,078.19	303,497.96	295,032.52
3.77% Postes Torres y Accesorios	131,633.51	154,856.91	149,695.01	166,729.45	190,171.90	183,832.74	177,704.98	213,463.28	206,338.17
3.33% Conductores y Accesorios Aéreos	71,727.03	85,603.58	82,750.13	110,642.50	106,954.41	103,389.27	99,942.96	121,162.95	117,124.18
Líneas de Distribución	1,294,188.54	1,364,866.54	1,418,515.29	1,488,979.91	1,596,406.75	1,734,238.22	2,212,867.83	2,251,818.95	2,297,092.83
4.91% Postes Torres y Accesorios	708,619.40	716,390.95	725,934.04	737,268.11	750,883.33	766,886.60	785,252.28	806,122.42	829,567.02
3.82% Conductores y Accesorios Aéreos	303,025.05	346,647.82	370,687.56	408,916.20	480,651.50	579,213.85	979,706.86	984,763.92	982,334.02
5.11% Alumbrado Público	49,363.95	56,597.86	63,925.26	71,394.15	79,129.50	87,156.40	96,500.94	104,190.41	113,253.27
3.84% Transformadores de distribución y Acc.	233,150.14	245,219.91	257,968.44	271,401.45	285,732.42	301,001.38	352,407.74	366,712.19	361,948.52
Instalaciones y Servicio Abonados	261,351.47	307,006.67	344,995.92	390,103.47	448,765.42	520,452.63	893,979.87	852,105.85	814,086.90
5.98% Acometidas	78,534.15	107,512.87	134,419.53	163,223.71	195,928.45	231,698.92	463,734.05	406,033.60	390,252.76
6.42% Medidores	177,468.89	194,529.93	205,943.45	222,555.68	249,801.16	285,015.96	456,730.19	442,790.98	430,771.63
1.38% Acometidas PORPE	3,004.84	2,804.52	2,617.55	2,443.05	2,280.18	2,128.16	1,986.29	1,853.87	1,730.28
1.48% Medidores PORPE	2,313.59	2,159.35	2,015.39	1,881.03	1,755.63	1,638.59	1,529.35	1,427.39	1,332.23
Instalaciones Generales	106,879.51	99,085.73	88,543.52	79,602.62	75,925.47	68,625.04	62,400.45	61,204.31	55,792.27
2.99% Edificios y Estructuras	15,959.28	15,475.67	15,006.71	14,551.96	14,110.99	13,683.38	13,268.74	12,866.65	12,476.75
10.00% Mobiliarios y Equipos de Oficina	9,549.21	8,794.29	8,114.86	7,503.38	6,953.04	6,457.74	6,011.97	5,610.77	5,249.69
8.33% Equipos de Transporte	6,212.89	8,720.35	6,976.28	5,591.03	8,402.36	6,721.89	5,377.51	8,435.43	6,749.14
9.75% Herramientas y Equipos de Taller	18,866.71	17,186.91	15,657.08	14,280.24	13,041.06	11,925.84	10,922.13	10,018.78	9,205.77
10.14% Equipos de Laboratorio e Ingeniería	9,076.36	8,177.80	7,369.10	6,641.26	5,986.21	5,396.67	4,866.08	4,368.55	3,968.77
9.91% Equipos de Comunicación	13,070.84	11,894.46	10,835.73	9,882.86	9,025.28	8,253.46	7,568.83	6,933.65	6,371.00
21.08% Equipos de computación	31,668.46	26,601.51	22,547.94	19,306.09	16,710.81	14,635.39	12,975.05	11,646.78	10,584.16
8.73% Equipos Diversos	2,455.76	2,234.74	2,035.83	1,856.80	1,685.68	1,550.67	1,420.16	1,302.70	1,195.99
Total Activos Fijos	2,232,838.00	2,367,788.06	2,430,566.21	2,613,723.87	2,756,887.26	2,938,540.70	3,765,568.07	3,823,109.19	3,804,635.63

ANEXO No. 21

DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS FIJOS PROYECTADOS - PARTE 2
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES ANTIHURTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Centrales de combustión interna	2,606.17	2,420.01	2,247.15	2,086.64	1,937.60	1,799.20	1,670.68	1,551.35	1,440.54
Instalaciones Electromecánicas	2,579.69	2,395.42	2,224.32	2,065.44	1,917.91	1,780.92	1,653.71	1,535.59	1,425.90
Depósitos de combustibles	26.48	24.59	22.83	21.20	19.69	18.28	16.97	15.76	14.64
Líneas y Subestaciones de Subtransmisión	615,424.15	596,636.86	578,473.64	560,913.76	543,937.17	527,524.49	511,656.97	496,316.49	481,485.55
Edificios y Estructuras	15,894.63	15,440.49	14,999.34	14,570.79	14,154.48	13,750.06	13,357.20	12,975.57	12,604.84
Equipos de Subestaciones	286,849.25	278,938.76	271,291.96	263,900.04	256,754.53	249,847.19	243,170.11	236,715.59	230,476.22
Postes Torres y Accesorios	199,460.23	192,811.55	186,384.50	180,171.69	174,165.96	168,360.43	162,748.42	157,323.47	152,079.35
Conductores y Accesorios Aéreos	113,220.05	109,446.04	105,797.84	102,271.25	98,862.21	95,566.80	92,381.24	89,301.86	86,325.14
Líneas de Distribución	2,350,342.26	2,411,917.67	2,482,203.09	2,561,618.16	2,650,620.18	2,751,732.38	2,865,706.33	2,993,363.30	3,135,599.39
Postes Torres y Accesorios	856,281.74	886,444.40	920,207.31	957,748.02	999,260.28	1,045,848.90	1,097,632.21	1,155,568.42	1,219,407.75
Conductores y Accesorios Aéreos	1,002,857.74	1,016,475.71	1,033,310.21	1,053,456.89	1,077,180.41	1,105,183.49	1,137,753.67	1,175,163.25	1,217,710.02
Alumbrado Público	122,862.05	133,059.40	143,890.71	155,404.36	167,651.89	180,888.47	195,192.76	210,649.72	227,351.17
Transformadores de distribución y Acc.	368,340.72	375,938.15	384,794.86	394,969.89	406,527.60	419,811.53	434,927.69	451,991.91	471,130.45
Instalaciones y Servicio Abonados	779,917.72	749,433.71	722,487.71	698,949.24	678,703.92	661,916.39	648,524.78	638,484.84	631,769.83
Acometidas	356,280.81	334,003.47	313,314.51	294,115.27	276,314.16	259,844.33	244,628.57	230,595.77	217,680.55
Medidores	420,778.56	412,762.46	406,683.26	402,510.03	400,220.74	400,047.65	402,006.76	406,125.58	412,443.36
Acometidas PORPE	1,614.92	1,507.26	1,406.78	1,312.99	1,225.46	1,143.76	1,067.51	996.35	929.92
Medidores PORPE	1,243.42	1,160.52	1,083.16	1,010.95	943.55	880.65	821.94	767.14	716.00
Instalaciones Generales	51,169.26	51,543.32	47,255.17	43,598.67	45,024.09	41,415.32	38,352.54	40,526.40	37,329.84
Edificios y Estructuras	12,098.67	11,732.04	11,376.53	11,031.78	10,697.49	10,373.32	10,058.98	9,754.16	9,458.58
Mobiliarios y Equipos de Oficina	4,924.73	4,632.26	4,369.03	4,132.13	3,918.92	3,727.03	3,554.33	3,398.89	3,259.01
Equipos de Transporte	5,399.32	8,660.59	6,928.47	5,542.78	8,992.42	7,193.94	5,755.15	9,390.23	7,512.18
Herramientas y Equipos de Taller	8,474.06	7,815.52	7,222.84	6,689.42	6,209.34	5,777.28	5,388.42	5,038.44	4,723.46
Equipos de Laboratorio e Ingeniería	3,571.97	3,223.85	2,910.54	2,628.56	2,374.78	2,146.38	1,940.82	1,755.81	1,589.31
Equipos de Comunicación	5,864.60	5,408.85	4,998.68	4,629.52	4,297.27	3,998.25	3,729.14	3,486.93	3,268.95
Equipos de computación	9,734.07	9,063.99	8,509.93	8,074.68	7,726.49	7,447.93	7,225.08	7,046.80	6,904.18
Equipos Diversos	1,101.85	1,016.22	939.16	869.80	807.38	751.20	700.63	655.13	614.17
Total Activos Fijos	3,799,459.55	3,811,951.57	3,832,666.76	3,867,166.48	3,920,222.96	3,984,387.78	4,065,911.30	4,170,242.38	4,287,625.15

ANEXO No.21

DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS FIJOS PROYECTADOS - PARTE 3

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES ANTIHURTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

	18	19	20	21	22	23	24	25
Centrales de combustión interna	1,337.64	1,242.10	1,153.38	1,070.99	994.49	923.46	857.50	796.25
Instalaciones Electromecánicas	1,324.05	1,229.48	1,141.66	1,060.11	984.39	914.07	848.78	788.16
Depósitos de combustibles	13.59	12.62	11.72	10.88	10.10	9.38	8.71	8.09
Líneas y Subestaciones de Subtransmisión	467,147.21	453,285.09	439,883.38	426,926.78	414,400.49	402,290.22	390,582.14	379,262.89
Edificios y Estructuras	12,244.70	11,894.85	11,555.00	11,224.86	10,904.15	10,592.60	10,289.95	9,995.96
Equipos de Subestaciones	224,444.83	218,614.49	212,978.49	207,530.36	202,263.84	197,172.86	192,251.58	187,494.35
Postes Torres y Accesorios	147,010.04	142,109.71	137,372.72	132,793.63	128,367.17	124,088.27	119,951.99	115,953.59
Conductores y Accesorios Aéreos	83,447.63	80,666.04	77,977.18	75,377.94	72,865.34	70,436.49	68,088.61	65,818.99
Líneas de Distribución	3,293,391.15	3,470,778.41	3,669,288.12	3,890,595.15	4,136,535.15	4,409,118.55	4,710,545.91	5,043,224.56
Postes Torres y Accesorios	1,289,794.79	1,368,484.64	1,456,126.17	1,553,431.53	1,661,181.69	1,780,232.28	1,911,520.22	2,056,070.73
Conductores y Accesorios Aéreos	1,265,719.19	1,320,512.57	1,382,602.20	1,452,550.17	1,530,972.90	1,618,545.95	1,716,009.15	1,824,172.28
Alumbrado Público	245,396.26	285,186.23	286,872.09	310,618.71	336,606.13	365,030.83	396,107.24	430,069.35
Transformadores de distribución y Acc.	492,480.92	516,594.98	543,687.67	573,994.73	607,774.43	645,309.49	686,909.30	732,912.21
Instalaciones y Servicio Abonados	628,370.54	628,682.55	632,772.07	640,729.10	652,668.43	668,730.72	689,083.81	713,924.19
Acometidas	205,822.98	194,994.81	185,148.92	176,243.26	168,240.70	161,108.87	154,820.08	149,351.20
Medidores	421,011.37	432,253.97	446,284.96	463,236.86	483,262.02	506,533.85	533,248.27	563,625.22
Acometidas PORPE	867.93	810.07	756.06	705.66	658.61	614.71	573.73	535.48
Medidores PORPE	668.26	623.71	582.13	543.32	507.10	473.30	441.74	412.29
Instalaciones Generales	34,634.40	37,375.60	34,424.67	31,954.02	35,152.08	32,338.85	29,999.78	28,045.99
Edificios y Estructuras	9,171.96	8,894.02	8,624.50	8,363.15	8,109.73	7,863.98	7,625.67	7,394.59
Mobiliarios y Equipos de Oficina	3,133.11	3,019.80	2,917.82	2,826.04	2,743.44	2,669.09	2,602.19	2,541.97
Equipos de Transporte	6,009.75	9,833.21	7,866.57	6,293.25	10,311.29	8,249.03	6,599.22	5,279.38
Herramientas y Equipos de Taller	4,439.99	4,184.85	3,955.24	3,748.58	3,562.59	3,395.20	3,244.54	3,108.96
Equipos de Laboratorio e Ingeniería	1,439.45	1,304.58	1,183.20	1,073.96	975.64	887.15	807.51	735.84
Equipos de Comunicación	3,072.76	2,896.19	2,737.28	2,594.26	2,465.54	2,349.70	2,245.44	2,151.60
Equipos de computación	6,790.08	6,698.80	6,625.78	6,567.36	6,520.63	6,483.24	6,453.33	6,429.40
Equipos Diversos	577.31	544.14	514.28	487.41	463.23	441.46	421.87	404.24

Total Activos Fijos **4,424,880.94** **4,591,363.76** **4,777,521.63** **4,991,276.05** **5,239,750.64** **5,513,401.80** **5,821,069.14** **6,165,253.86**

ANEXO No.22
ESTADO DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS PROYECTADOS - PARTE 1
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES ANTIHURTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

PERIODO DE ANALISIS (AÑOS)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
COMPRAS KWH	399,111,504	422,119,982	446,454,881	472,192,669	499,414,221	528,205,075	558,655,700	590,861,781	624,924,518
VENTA KWH	200,758,386	243,948,901	287,276,320	332,931,365	381,027,681	431,679,642	481,354,013	530,446,814	561,155,697
PERDIDA KWH	198,353,117.61	178,171,080.56	159,178,560.90	139,261,303.74	118,386,539.99	96,525,432.95	77,101,667.34	60,414,967.15	63,768,821.69
PERDIDA %	0.50	0.42	0.36	0.29	0.24	0.18	0.14	0.10	0.10
Precio de Compra (V)	0.07	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05
Precio de Venta (P)	0.11	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
INGRESOS Y GASTOS DE OPERACIÓN									
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	31,842,809	32,533,200	36,737,160	41,302,235	45,184,313	49,136,499	52,720,806	55,567,306	58,722,525
Venta de energía	21,761,575	23,150,138	26,977,995	31,016,072	35,273,621	39,760,262	44,128,278	46,510,851	49,151,826
Contribución	505,221	535,534	624,084	717,497	815,987	919,777	1,020,823	1,075,939	1,137,033
Subsidio Tercera Edad	264,281	280,137	326,458	375,322	426,843	481,135	533,992	562,823	594,781
Subsidio Tarifa Dignidad	1,085,368	2,604,863	3,035,999	3,469,968	3,969,033	4,473,876	4,965,370	5,233,461	5,530,626
Peaje	557,590	591,046	688,775	791,871	900,570	1,015,118	1,126,638	1,187,467	1,254,894
Recuperación de Cartera Vencida		487,535.145	4,506,089	4,246,804	3,042,317	1,634,236			
Ingresos Operación que no son por venta de energía	468,044		578,160,5418	664,699,8432	755,942,5919	852,094,9956	945,705,1618	996,765,6425	1,053,363,906
INGRESOS no operacionales	7,200,730.96								
MENOS									
COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Y GASTOS OPERACIONALES	39,706,514	35,101,424	37,061,089	39,246,774	41,504,097	43,917,877	49,146,793	51,055,570	52,990,191
Compra de Energía	28,739,740	25,721,973	27,204,825	28,773,163	30,431,914	32,186,291	27,932,785	29,543,089	31,246,226
Mano de Obra	4,057,559	4,179,286	4,304,664	4,433,804	4,566,818	4,703,823	4,844,938	4,990,286	5,139,994
Servicios relacionados con el personal y afines	191,315	195,141	199,044	203,025	207,085	211,227	215,452	219,761	224,156
Compra de energía y Servicios Básicos	308,538	314,709	321,003	327,423	333,972	340,651	347,464	354,414	361,502
Materiales	570,011	587,112	604,725	622,867	641,553	660,799	680,623	701,042	722,073
Contratos y Otros Servicios	1,179,817	1,055,933	1,116,806	1,181,189	1,249,284	1,321,304	1,146,690	1,212,796	1,282,713
Gastos Financieros	80,376.00	80,858	81,343	81,831	82,322	82,816	83,313	83,813	84,316
Pago de Inversiones Propuestas									
Intereses de prestamo	540,627	537,842	202,256	416,648	643,903	884,794	524,135	521,435	518,750
Diversos	2,232,838	2,367,788	2,430,566	2,613,724	2,756,887	2,938,541	3,165,568	3,423,109	3,804,636
Depreciaciones	60,782.6	60,783	60,783	60,783	60,783	60,783	60,783	60,783	60,783
Amortizaciones									
Gastos Ajenos a la Operación	1,744,911								
BENEFICIOS DE LA OPERACIÓN ANTES DE IMPUESTOS (UAI)	-7,863,705	-2,568,224	-323,929	2,055,461	3,680,216	5,218,622	3,574,013	4,511,737	5,732,334
DISTRIBUCION DE UTILIDADES TRABAJADORES (15%)				-308,319.11	-552,032.41	-782,793.32	-536,101.99	-676,760.48	-859,850.08
UTILIDAD DESPUES DE 15% REPART.UTIL.	-7,863,705	-2,568,224	-323,929	2,363,780	4,232,249	6,001,415	4,110,115	5,188,497	6,592,184
IMPUESTOS (25%)				-590,945	-1,058,062	-1,500,354	-1,027,529	-1,297,124	-1,648,046
UTILIDAD DESPUES 25% IMPUESTO RENTA	0	0	0	1,772,835	3,174,186	4,501,062	3,082,586	3,891,373	4,944,138
RESERVA LEGAL 10%				177,283	317,419	450,106	308,259	389,137	494,414
UTILIDADES RETENIDAS PARA LOS ACCIONISTAS				1,595,551	2,856,768	4,050,955	2,774,328	3,502,235	4,449,724
TASA INTERNA DE RETORNO	#/NUM!	#/NUM!	#/NUM!	#/NUM!	-17%	0%	7%	12%	17%

ANEXO No.22
ESTADO DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS PROYECTADOS - PARTE 2
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
PROYECTO DE CONSTRUCCION DE REDES ANTIHUERTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

	9	10	11	12	13	14	15	16	17
PERIODO DE ANALISIS (AÑOS)									
COMPRA KWH	655,977,373	686,395,735	726,149,528	759,561,176	803,970,473	846,011,796	890,292,050	938,282,997	987,879,697
VENTA KWH	590,368,529	617,847,792	653,627,254	683,974,740	723,939,125	761,987,979	802,108,613	844,416,472	889,033,073
PERDIDA KWH	65,608,844.02	68,547,943.62	72,522,274.00	75,586,435.87	80,031,348.04	84,023,917.08	88,183,437.90	93,866,525.78	98,846,623.61
PERDIDA %	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Precio de Compra (V)	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Precio de Venta (P)	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
INGRESOS Y GASTOS DE OPERACIÓN									
INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA	61,745,551	64,614,255	68,289,030	71,456,958	75,568,341	79,490,661	83,636,167	88,006,696	92,614,751
Venta de energía	1,692,154	54,083,312	57,159,166	59,810,813	63,243,712	66,535,135	70,005,000	73,663,213	77,520,238
Contribución	1,195,567	1,251,113	1,322,267	1,383,608	1,463,021	1,539,162	1,619,431	1,704,057	1,793,281
Subsidio Tercera Edad	625,401	654,457	691,677	723,765	756,306	789,123	821,391	854,028	886,865
Subsidio Tarifa Dignidad	5,815,342	6,085,524	6,431,623	6,729,989	7,116,263	7,486,619	7,877,052	8,288,679	8,722,679
Peaje	1,319,496	1,380,800	1,459,329	1,527,029	1,614,674	1,698,707	1,787,296	1,880,694	1,979,167
Recuperación de Cartera Vencida									
Ingresos Operación que no son por venta de energía	11,075,900.908	11,590,499.685	12,249,677.759	12,817,947.737	13,553,664.561	14,259,022.468	15,002,654.507	15,786,663.004	16,613,222.228
INGRESOS NO OPERACIONALES									
MENOS									
COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Y GASTOS OPERACIONALES	54,786,806	56,573,589	51,300,625	52,928,939	55,039,805	57,069,379	59,216,938	59,106,428	61,523,588
Compra de Energía	32,796,869	34,319,787	29,045,961	30,382,447	32,158,819	33,640,472	35,611,662	37,531,320	39,515,788
Mano de Obra	5,294,194	5,453,020	5,616,611	5,785,109	5,958,662	6,137,422	6,321,545	6,511,191	6,706,527
Servicios relacionados con el personal y afines	228,639	233,212	237,876	242,634	247,486	252,436	257,485	262,634	267,887
Compra de energía y Servicios Básicos	368,732	376,107	383,629	391,301	399,127	407,110	415,252	423,557	432,028
Materiales	743,735	766,047	789,029	812,700	837,081	862,193	888,059	914,701	942,142
Contratos y Otros Servicios	1,346,452	1,408,888	1,192,389	1,247,253	1,320,177	1,389,211	1,461,923	1,540,727	1,622,168
Gastos Financieros	84,822	85,331	85,843	86,358	86,876	87,397	87,922	88,449	88,980
Pago de Inversiones Propuestas	9,605,825	9,605,825	9,605,825	9,605,825	9,605,825	9,605,825	9,605,825	9,605,825	9,605,825
Intereses de préstamo									
Diversos	516,078	513,420	510,776	508,146	505,529	502,925	500,335	497,758	495,195
Depreciaciones	3,799,460	3,811,952	3,832,667	3,867,166	3,920,223	3,984,368	4,065,911	4,170,242	4,287,625
Amortizaciones									
Gastos Ajenos a la Operación									
BENEFICIOS DE LA OPERACION ANTES DE IMPUESTOS (UAI)	6,958,745	8,040,666	16,988,405	18,528,059	20,518,536	22,421,281	24,420,229	28,900,288	31,091,163
DISTRIBUCION DE UTILIDADES TRABAJADORES (15%)	-1,043,811.74	-1,206,099.92	-2,548,260.71	-2,779,208.92	-3,077,780.40	-3,363,192.17	-3,663,034.31	-4,335,040.25	-4,663,674.45
UTILIDAD DESPUES DE 15% REPART UTIL.	8,002,557	9,246,766	19,536,665	21,307,268	23,596,316	25,784,473	28,083,263	33,235,309	35,754,837
IMPUESTOS (25%)	-2,000,639	-2,311,692	-4,884,166	-5,326,817	-5,899,079	-6,446,118	-7,020,816	-8,308,827	-8,938,709
UTILIDAD DESPUES 25% IMPUESTO RENTA	6,001,918	6,935,075	14,652,499	15,980,451	17,697,237	19,338,355	21,062,447	24,926,481	26,816,128
RESERVA LEGAL 10%	600,192	693,507	1,465,250	1,598,045	1,769,724	1,933,835	2,106,245	2,492,648	2,681,613
UTILIDADES RETENIDAS PARA LOS ACCIONISTAS	5,401,726	6,241,567	13,187,249	14,382,406	15,927,514	17,404,519	18,956,203	22,433,833	24,134,515
TASA INTERNA DE RETORNO	20%	22%	25%	27%	29%	30%	31%	31%	32%

ANEXO No.22
ESTADO DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS PROYECTADOS - PARTE 3
EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.
PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES ANTIHURTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

PERIODO DE ANALISIS (AÑOS)	18	19	20	21	22	23	24	25
COMPRA KWH	1,040,191,937	1,095,371,894	1,153,580,360	1,214,987,233	1,279,772,039	1,349,572,082	1,420,244,976	1,497,728,987
VENTA KWH	936,086,870	985,713,535	1,038,056,373	1,093,266,748	1,151,504,541	1,214,260,087	1,277,747,410	1,347,387,411
PERDIDA KWH	104,105,067.44	109,658,358.92	115,523,986.85	121,720,485.72	128,267,497.74	135,311,995.46	142,497,566.85	150,341,566.21
PERDIDA %	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Precio de Compra (V)	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Precio de Venta (P)	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
INGRESOS Y GASTOS DE OPERACIÓN								
INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA	97,473,537	102,597,004	107,999,887	113,697,752	119,707,041	125,171,525	132,730,347	139,903,397
Venta de energía	81,587,131	85,875,567	90,397,879	95,167,096	100,196,980	105,607,872	111,097,726	117,101,699
Contribución	1,887,361	1,986,566	2,091,181	2,201,507	2,317,864	2,443,035	2,570,032	2,708,922
Subsidio Tercera Edad	987,278	1,039,172	1,093,896	1,151,607	1,212,474	1,277,950	1,344,382	1,417,036
Subsidio Tarifa Dignidad	9,180,289	9,662,829	10,171,685	10,708,324	11,274,293	11,883,133	12,500,858	13,176,433
Peaje	2,082,999	2,192,487	2,307,946	2,429,709	2,558,127	2,696,272	2,836,433	2,989,721
Recuperación de Cartera Vencida								
Ingresos Operación que no son por venta de energía	1748479.07	1840383.758	1937300.61	2039508.837	2147303.384	2263263.224	2380915.292	2509585.37
INGRESOS MENOS								
COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Y GASTOS OPERACIONALES	64,080,675	66,793,588	69,659,681	72,694,170	75,911,878	79,371,674	82,910,140	86,777,303
Compra de Energía	41,607,677	43,814,876	46,143,214	48,599,489	51,190,882	53,982,883	56,809,799	59,909,160
Mano de Obra	6,907,723	7,114,954	7,328,403	7,548,255	7,774,703	8,007,944	8,248,182	8,495,627
Servicios relacionados con el personal y afines	273,245	278,710	284,284	289,969	295,769	301,684	307,718	313,872
Compra de energía y Servicios Básicos	440,669	449,482	458,472	467,641	476,994	486,534	496,265	506,190
Materiales	970,406	999,518	1,029,504	1,060,389	1,092,201	1,124,967	1,158,716	1,193,477
Contratos y Otros Servicios	1,708,069	1,798,678	1,894,261	1,995,095	2,101,476	2,216,093	2,332,143	2,459,377
Gastos Financieros	89,514	90,051	90,591	91,135	91,682	92,232	92,785	93,342
Pago de Inversiones Propuestas	7,165,848	7,165,848	7,165,848	7,165,848	7,165,848	7,165,848	7,165,848	7,165,848
Intereses de préstamo								
Diversos	492,644	490,107	487,583	485,072	482,574	480,089	477,616	475,156
Depreciaciones	4,424,881	4,591,364	4,777,522	4,991,276	5,239,751	5,513,402	5,821,069	6,165,254
Amortizaciones								
Gastos Ajenos a la Operación								
BENEFICIOS DE LA OPERACION ANTES DE IMPUESTOS (UAI)	33,392,861	35,803,416	38,340,206	41,003,582	43,795,163	46,799,851	49,820,207	53,126,094
DISTRIBUCION DE UTILIDADES TRABAJADORES (15%)	-5,008,929.19	-5,370,512.37	-5,751,030.89	-6,150,537.33	-6,569,274.41	-7,019,977.58	-7,473,031.05	-7,968,914.04
UTILIDAD DESPUES DE 15% REPART.UTIL.	38,401,790	41,173,928	44,091,237	47,154,119	50,364,437	53,819,828	57,293,238	61,095,008
IMPUESTOS (25%)	-9,600,448	-10,293,482	-11,022,809	-11,788,530	-12,591,109	-13,454,957	-14,323,310	-15,273,752
UTILIDAD DESPUES 25% IMPUESTO RENTA	28,801,343	30,880,446	33,068,428	35,365,590	37,773,328	40,364,871	42,969,929	45,821,256
RESERVA LEGAL 10%	2,880,134	3,088,045	3,306,843	3,536,559	3,777,333	4,036,487	4,296,993	4,582,126
UTILIDADES RETENIDAS PARA LOS ACCIONISTAS	25,921,209	27,792,402	29,761,585	31,829,031	33,995,995	36,328,384	38,672,936	41,239,130
TASA INTERNA DE RETORNO	32%	32%	33%	33%	33%	33%	33%	33%

ANEXO No.23
BALANCE GENERAL PROYECTADO - PARTE 1
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES ANTIHURTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

	AÑOS	0	1	2	3	4	5	6
ACTIVO CORRIENTE								
DISPONIBLE								
Caja General		11,839.72	51,035.18	82,673.16	93,857.63	119,258.89	163,006.93	118,533.35
Bancos		801,761.60	3,455,998.29	5,598,457.23	6,355,846.21	8,075,968.20	11,038,495.51	8,026,835.52
Fondos Rotativos		40.00	172.42	279.30	317.09	402.91	550.69	400.44
Inversiones Temporales de Caja		1,181,944.73	5,436,651.56	7,085,523.29	8,968,947.46	10,370,599.51	11,779,934.72	16,912,045.03
EXIGIBLE								
Cuentas por Cobrar Consumidores		29,718,759.13	26,929,132.03	24,305,150.84	21,592,556.95	19,463,878.55	17,829,642.19	
Prov. Acum. Para Clas. Incobrables		-1,115,288.62	-1,864,801.00	-2,057,169.44	-3,630,908.00	-1,034,804.06		
Otras Clas. Por Cobrar		2,611,783.38	3,476,066.33	4,050,831.16	4,657,161.19	5,296,445.51	5,970,128.90	6,626,000.33
Anticipos de Contratos		798,097.15	735,510.61	752,387.91	812,050.98	852,068.50	904,397.55	1,140,330.01
Impuesto a La Renta por Recuperar		166,785.85	153,706.55	157,233.56	169,701.91	178,064.75	189,000.44	238,305.46
REALIZABLE								
Bodegas		1,595,606.04	1,470,479.08	1,504,221.24	1,623,503.42	1,703,508.96	1,808,128.48	2,279,819.50
Compras locales en Transitio		76,028.93	70,066.76	71,674.54	77,358.21	81,170.39	86,155.40	108,630.97
Comisariato		8,501.01						
Provisión x Obsolescencia de Inventario		-189,424.08	-174,569.50	-178,575.24	-192,735.95	-202,233.89	-214,653.91	-270,651.21
OTROS ACTIVOS CORRIENTES								
Seguros Pagados por Anticipado		78,359.97	72,215.00	73,872.08	79,730.01	83,659.07	88,796.91	111,961.59
Beneficios Contratación Colectiva		61,825.54	63,680.31	65,590.72	67,558.44	69,585.19	71,672.75	73,822.93
ACTIVO FIJO								
ACTIVO FIJO TANGIBLE								
Bienes e Instalac. En Servicio		60,141,521.41	55,425,240.93	56,697,049.10	61,193,028.28	64,208,593.96	68,151,909.00	85,930,868.94
Depreciaciones Acumul. De Bienes		-42,949,854.74	-42,735,247.75	-41,897,257.27	-41,569,280.12	-42,757,260.17	-45,303,574.06	-49,069,142.13
Obras en Construcc. De Bienes e Inst.		43,111.19	39,730.42	40,642.09	43,864.94	46,026.59	48,853.27	61,597.74
Obras en Construcc. De Bienes FERUM		3,760.62	3,465.71	3,545.24	3,826.37	4,014.93	4,261.51	5,373.22
ACTIVO FIJO INTANGIBLE								
Intangible		121,849.58	112,294.17	114,870.92	123,979.98	130,089.66	138,079.01	174,100.02
Amortización Acumulada		-46,152.70	-42,533.42	-43,509.41	-46,959.63	-49,273.78	-52,299.88	-65,943.49
OTROS ACTIVOS								
Obras por Clas de Consumidores		405.00	373.24	381.80	412.08	432.39	458.94	578.67
Cuentas por Liquidar		239,212.72	220,453.73	225,512.34	243,395.09	255,389.49	271,074.01	341,789.77
ACTIVO A LARGO PLAZO								
INVERSIONES A LARGO PLAZO								
Otras Inversiones		95,372.00	87,892.96	89,909.78	97,039.47	101,821.53	108,074.82	136,268.57
TOTAL ACTIVO		53,455,845.43	52,987,013.61	56,743,294.94	60,764,252.00	66,997,407.08	73,082,093.17	72,881,525.23
Cuentas de Orden Deudoras								
TOTAL ACTIVO		8,247,037.23	8,174,707.00	8,754,216.91	9,374,560.34	10,336,196.28	11,274,926.78	11,243,983.65
TOTAL ACTIVO		61,702,882.66	61,161,720.62	65,497,511.85	70,138,812.34	77,333,603.36	84,357,019.95	84,125,508.88
PASIVO A CORTO PLAZO								
Proveedores								
Cuentas por pagar		1,766,681.84	2,572,197.28	2,720,482.51	-	-	-	-
Cuentas por pagar a generadoras		58,264,129.11	58,264,129.11	58,264,129.11	58,264,129.11	58,264,129.11	58,264,129.11	56,763,455.17
Cuotas Venc. Por Oblig. A L/Plazo		544,627.19	91,824.96	-	-	-	-	-
Int. Venc. Por Oblig. A l/P		1,300,311.83	219,234.53	-	-	-	-	-
Intereses y Dividendos por pagar		0.00	-	-	-	-	-	-
OBLIGACIONES Y RETENC. FAVOR TERC.								
I.V.A. Facturado por pagar		0.00	-	-	-	-	-	-
Impuesto a la renta por pagar 25%		0.00	-	-	590,945	1,058,062	1,500,354	1,027,529
Obligaciones con el IESS		3,162.22	3,162.22	3,257.09	3,354.80	3,455.44	3,559.11	3,665.88
Obligaciones con los Empleados		205,153.17	211,307.77	217,647.00	224,176.41	230,901.70	237,828.75	244,963.61
Obligaciones a favor de terceros		1,029.39	1,060.27	1,092.08	1,124.84	1,158.59	1,193.35	1,229.15
15% Utilidades trabajadores		-	-	-	308,319.11	552,032.41	782,793.32	536,101.99
OTROS PASIVOS CORRIENTES								
Otros pasivos corrientes		969,345.04	1,031,197.03	1,201,704.65	1,381,576.28	1,571,224.01	1,771,076.45	1,965,644.85
PASIVO A LARGO PLAZO								
Reserva para Jubilacion Patronal								
Reserva para Jubilacion Patronal		2,222,255.30	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96
Otras Obligaciones a Largo Plazo		20,692,816.61	20,692,816.61	20,692,816.61	20,692,816.61	20,692,816.61	20,692,816.61	20,159,843.65
Garantías de Consumidores		1,881,690.65	1,990,168.70	2,104,900.43	2,226,246.35	2,354,587.78	2,490,328.00	2,633,893.53
PASIVOS DIFERIDOS								
Creditos Diferidos por Imp. Facturación								
Creditos Diferidos por Imp. Facturación		4,976,771.93	4,463,199.18	5,255,901.67	6,091,189.55	6,971,142.02	7,897,851.63	8,810,334.73
Notas de Credito de Facturación		225,158.03	201,923.08	237,786.36	275,576.27	315,386.89	357,312.88	398,595.24
Otros Creditos Diferidos		520,548.60	466,831.13	549,744.35	637,111.81	729,151.00	826,080.77	921,522.52
CAPITAL SOCIAL								
Acciones Ordinarias								
Acciones Ordinarias		11,967,257.20	14,536,925.04	16,994,627.59	19,348,362.37	21,605,555.65	23,773,103.26	25,857,408.45
APORTACIONES								
Aportaciones Futuras Capitalización								
Aportaciones Futuras Capitalización		2,569,667.84	2,457,702.55	2,353,734.78	2,257,193.28	2,167,547.60	2,084,305.19	2,007,008.66
Utilidades Retenidas								
Utilidades Retenidas		-	-	-	1,595,551.37	2,856,767.74	4,050,955.44	2,774,327.78
RESERVAS								
Reserva por Revalorizac. Patrimonio								
Reserva por Revalorizac. Patrimonio		95,172.00	115,607.80	135,153.17	153,871.71	171,822.49	189,060.35	205,636.20
Reserva de Capital		69,987.32	85,015.34	99,388.56	177,283.49	317,418.64	450,106.16	308,258.64
Otras Reservas por Donación		3,198,314.76	3,885,072.51	4,541,906.92	5,170,955.38	5,774,202.59	6,353,491.51	6,910,533.44
DONACIONES								
Donaciones y Cont. Recibidas		168,894.47	164,068.91	159,381.23	154,827.48	150,403.84	146,106.59	141,932.11
RESULTADOS								
Resultados Ejercicios Anterios 2002-2006								
Resultados Ejercicios Anterios 2002-2006		-50,323,424.28	-58,187,129.07	-60,755,353.36	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12
Utilidad neta del ejercicio		-7,863,704.79	-2,568,224.29	-323,928.76	-	-	-	-
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		53,455,845.43	52,987,013.62	56,743,294.94	60,764,252.01	66,997,407.08	73,082,093.17	72,881,525.24
Cuentas de Orden Acreedoras								
TOTAL PASIVO Y CAPITAL		8,247,037.23	8,174,707.00	8,754,216.91	9,374,560.34	10,336,196.28	11,274,926.78	11,243,983.65
TOTAL PASIVO Y CAPITAL		61,702,882.66	61,161,720.62	65,497,511.84	70,138,812.35	77,333,603.36	84,357,019.95	84,125,508.89

ANEXO No.23
BALANCE GENERAL PROYECTADO - PARTE 2
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES ANTIHURTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

	AÑOS	7	8	9	10	11	12	13
ACTIVO CORRIENTE								
DISPONIBLE								
Caja General		170,528.64	250,213.56	321,605.32	382,507.92	522,213.10	574,029.92	624,160.11
Bancos	11,547,850.47	16,943,949.76	21,778,453.90	25,902,653.21	35,363,201.95	38,872,131.35	42,266,844.78	
Fondos Rotativos	576.12	845.31	1,086.51	1,292.27	1,764.24	1,939.30	2,108.66	
Inversiones Temporales de Caja	17,678,314.34	18,527,427.84	19,395,257.42	20,200,938.35	25,513,375.17	26,618,592.22	28,027,077.01	
EXIGIBLE								
Cuentas por Cobrar Consumidores								
Prov. Acum. Para Ctas. Incobrables								
Otras Ctas. Por Cobrar	6,983,751.11	7,380,301.88	7,760,238.62	8,120,780.03	8,582,629.23	8,980,782.47	9,496,243.00	
Anticipos de Contratos	1,165,040.46	1,161,121.27	1,160,865.08	1,165,007.68	1,172,090.09	1,183,048.65	1,198,700.06	
Impuesto a La Renta por Recuperar	243,469.44	242,650.41	242,596.87	243,462.59	244,942.66	247,232.78	250,503.60	
REALIZABLE								
Bodegas	2,329,222.19	2,321,386.71	2,320,874.51	2,329,156.65	2,343,316.27	2,365,225.30	2,396,516.58	
Compras locales en Transitó	110,984.96	110,611.61	110,587.20	110,981.84	111,656.53	112,700.47	114,191.47	
Comisariato								
Provisión x Obsolescencia de Inventario	-276,516.11	-275,585.91	-275,525.10	-276,508.33	-278,189.30	-280,790.26	-284,505.03	
OTROS ACTIVOS CORRIENTES								
Seguros Pagados por Anticipado	114,387.75	114,002.95	113,977.79	114,384.53	115,079.91	116,155.86	117,692.56	
Beneficios Contratación Colectiva	76,037.62	78,318.74	80,668.31	83,088.36	85,581.01	88,148.44	90,792.89	
ACTIVO FIJO								
ACTIVO FIJO TANGIBLE								
Bienes e Instalac. En Servicio	87,792,953.22	87,497,618.33	87,478,312.62	87,790,482.70	88,324,186.49	89,149,981.10	90,329,410.66	
Depreciaciones Acumul. De Bienes	-52,892,251.32	-56,696,886.94	-60,496,346.49	-64,308,298.06	-68,140,964.82	-72,008,131.30	-75,928,354.26	
Obras en Construcc. De Bienes e Inst.	62,932.54	62,720.84	62,707.00	62,930.77	63,313.34	63,905.30	64,750.75	
Obras en Construcc. De Bienes FERUM	5,489.65	5,471.18	5,469.98	5,489.50	5,522.87	5,574.50	5,648.25	
ACTIVO FIJO INTANGIBLE								
Intangible	177,872.69	177,274.33	177,235.22	177,867.69	178,949.00	180,622.10	183,011.68	
Amortización Acumulada	-67,372.45	-67,145.81	-67,131.00	-67,370.56	-67,780.12	-68,413.84	-69,318.93	
OTROS ACTIVOS								
Obras por Ctas de Consumidores	591.21	589.22	589.09	591.19	594.79	600.35	608.29	
Cuentas por Liquidar	349,196.21	348,021.51	347,944.72	349,186.38	351,309.19	354,593.78	359,284.96	
ACTIVO A LARGO PLAZO								
INVERSIONES A LARGO PLAZO								
Otras Inversiones	139,221.45	138,753.11	138,722.49	139,217.53	140,063.87	141,373.41	143,243.74	
TOTAL ACTIVO	75,712,280.18	78,321,659.89	80,658,190.04	82,527,842.22	94,632,855.45	96,699,301.90	99,388,610.81	
Cuentas de Orden Deudoras	11,680,705.61	12,083,274.33	12,443,748.50	12,732,193.87	14,599,725.73	14,918,532.04	15,333,432.05	
TOTAL ACTIVO	87,392,985.79	90,404,934.22	93,101,938.54	95,260,036.08	109,232,581.19	111,617,833.94	114,722,042.86	
PASIVO A CORTO PLAZO								
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar a generadoras	55,165,237.41	53,463,135.51	51,650,396.98	49,719,830.45	47,663,777.09	45,474,080.26	43,142,053.15	
Cuotas Venc. Por Oblig. A L/Plazo	-	-	-	-	-	-	-	-
Int. Venc. Por Oblig. A l/P	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses y Dividendos por pagar	-	-	-	-	-	-	-	-
OBLIGACIONES Y RETENC. FAVOR TERC.								
I.V.A. Facturado por pagar	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto a la renta por pagar 25%	1,297,124	1,648,046	2,000,639	2,311,692	4,884,166	5,326,817	5,899,079	
Obligaciones con el IESS	3,775.86	3,889.13	4,005.81	4,125.98	4,249.76	4,377.25	4,508.57	
Obligaciones con los Empleados	252,312.52	259,881.90	267,678.35	275,708.71	283,979.97	292,499.37	301,274.35	
Obligaciones a favor de terceros	1,266.02	1,304.00	1,343.12	1,383.41	1,424.92	1,467.66	1,511.69	
15% Utilidades trabajadoras	676,760.48	859,850.08	1,043,811.74	1,206,099.92	2,548,260.71	2,779,208.92	3,077,780.40	
OTROS PASIVOS CORRIENTES								
Otros pasivos corrientes	2,071,773.88	2,189,413.17	2,302,123.80	2,409,080.69	2,546,091.17	2,664,205.84	2,817,120.46	
PASIVO A LARGO PLAZO								
Reserva para Jubilacion Patronal	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	
Otras Obligaciones a Largo Plazo	19,592,228.10	18,987,717.53	18,343,913.78	17,658,262.79	16,928,044.48	16,150,361.98	15,322,130.12	
Garantias de Consumidores	2,785,735.51	2,946,331.07	3,092,735.93	3,236,149.36	3,423,576.53	3,581,102.40	3,790,478.87	
PASIVOS DIFERIDOS								
Creditos Diferidos por Imp. Facturacion	9,704,859.40	10,266,697.79	10,801,165.01	11,303,915.47	11,958,523.33	12,513,749.75	13,244,923.39	
Notas de Credito de Facturacion	439,065.13	464,483.70	488,663.95	511,409.28	541,024.90	566,144.34	599,223.93	
Otros Creditos Diferidos	1,015,085.89	1,073,851.73	1,129,754.67	1,182,340.17	1,250,809.29	1,308,883.55	1,385,361.12	
CAPITAL SOCIAL								
Acciones Ordinarias	27,864,417.11	29,799,650.42	31,668,235.19	33,474,932.04	35,224,161.53	36,920,028.46	38,566,344.46	
APORTACIONES								
Aportaciones Futuras Capitalizacion	1,935,233.31	1,868,584.77	1,806,696.85	1,749,229.49	1,695,866.94	1,646,316.00	1,600,304.41	
Utilidades Retenidas	3,502,235.49	4,449,724.14	5,401,725.77	6,241,567.09	13,187,249.18	14,382,406.16	15,927,513.57	
RESERVAS								
Reserva por Revalorizac. Patrimonio	221,597.34	236,987.66	251,847.96	266,216.07	280,127.17	293,613.89	306,706.55	
Reserva de Capital	389,137.28	494,413.79	600,191.75	693,507.45	1,465,249.91	1,598,045.13	1,769,723.73	
Otras Reservas por Donacion	7,446,917.45	7,964,119.11	8,463,508.58	8,946,358.17	9,413,849.29	9,867,078.98	10,307,065.91	
DONACIONES								
Donaciones y Cont. Recibidas	137,876.91	133,937.57	130,110.78	126,393.33	122,782.09	119,274.03	115,866.20	
RESULTADOS								
Resultados Ejercicios Anterios 2002-2006	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	75,712,280.18	78,321,659.89	80,658,190.05	82,527,842.22	94,632,855.46	96,699,301.91	99,388,610.81	
Cuentas de Orden Acreedoras	11,680,705.61	12,083,274.33	12,443,748.50	12,732,193.87	14,599,725.73	14,918,532.04	15,333,432.05	
TOTAL PASIVO Y CAPITAL	87,392,985.78	90,404,934.22	93,101,938.54	95,260,036.08	109,232,581.19	111,617,833.95	114,722,042.86	

ANEXO No.23
BALANCE GENERAL PROYECTADO - PARTE 3
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES ANTIHURTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

	AÑOS	14	15	16	17	18	19	20
ACTIVO CORRIENTE								
DISPONIBLE								
Caja General		665,325.05	699,142.19	770,255.25	789,216.39	800,425.68	801,543.12	794,498.91
Bancos	45,054,450.28	47,344,477.76	52,160,108.64	53,444,118.36	54,203,188.28	54,278,858.90	53,801,839.25	
Fondos Rotativos	2,247.73	2,361.97	2,602.22	2,666.28	2,704.15	2,707.92	2,684.13	
Inversiones Temporales de Caja	29,398,131.99	30,852,692.81	32,366,128.98	33,989,936.86	35,709,685.80	37,535,573.02	39,466,859.03	
EXIGIBLE								
Cuentas por Cobrar Consumidores								
Prov. Acum. Para Clas. Incobrables								
Otras Clas. Por Cobrar	9,990,460.66	10,511,471.77	11,060,763.97	11,639,908.58	12,250,565.35	12,894,487.49	13,573,526.92	
Anticipos de Contratos	1,218,227.96	1,242,729.95	1,273,187.02	1,308,170.76	1,348,905.22	1,397,481.75	1,452,601.56	
Impuesto a La Renta por Recuperar	254,584.53	259,704.94	266,069.84	273,380.72	281,893.38	292,044.87	303,563.78	
REALIZABLE								
Bodegas	2,435,557.99	2,484,543.92	2,545,435.61	2,615,377.30	2,696,816.20	2,793,933.45	2,904,132.44	
Compras locales en Tránsito	116,051.75	118,385.87	121,287.30	124,619.95	128,500.42	133,127.96	138,378.82	
Comisariato								
Provisión x Obsolescencia de Inventario	-289,139.88	-294,955.29	-302,184.11	-310,487.32	-320,155.42	-331,684.80	-344,767.19	
OTROS ACTIVOS CORRIENTES								
Seguros Pagados por Anticipado	119,609.88	122,015.57	125,005.96	128,440.78	132,440.23	137,209.65	142,621.50	
Beneficios Contratación Colectiva	93,516.68	96,322.18	99,211.84	102,188.20	105,253.84	108,411.46	111,663.80	
ACTIVO FIJO								
ACTIVO FIJO TANGIBLE								
Bienes e Instalac. En Servicio	91,800,958.03	93,647,333.61	95,942,460.94	98,578,700.51	101,648,292.22	105,308,831.88	109,462,447.95	
Depreciaciones Acumul. De Bienes	-79,912,742.03	-83,978,653.34	-88,148,895.71	-92,436,520.86	-96,861,401.81	-101,452,765.57	-106,230,287.20	
Obras en Construcc. De Bienes e Inst.	65,805.59	67,129.13	68,774.34	70,664.08	72,864.45	75,488.43	78,465.86	
Obras en Construcc. De Bienes FERUM	5,740.27	5,855.72	5,999.24	6,164.08	6,356.02	6,584.91	6,844.63	
ACTIVO FIJO INTANGIBLE								
Intangible	185,993.10	189,733.95	194,383.98	199,725.13	205,944.27	213,360.70	221,776.12	
Amortización Acumulada	-70,448.20	-71,865.11	-73,626.40	-75,649.45	-78,005.06	-80,814.17	-84,001.66	
OTROS ACTIVOS								
Obras por Clas de Consumidores	618.20	630.63	646.09	663.84	684.51	709.16	737.13	
Cuentas por Liquidar	365,138.03	372,481.99	381,610.85	392,096.48	404,305.78	418,865.56	435,386.56	
ACTIVO A LARGO PLAZO								
INVERSIONES A LARGO PLAZO								
Otras Inversiones	145,577.31	148,505.28	152,144.88	156,325.41	161,193.14	166,998.00	173,584.78	
TOTAL ACTIVO	101,645,664.93	103,820,045.51	109,011,370.72	110,999,706.08	112,900,456.67	114,700,953.70	116,412,557.13	
Cuentas de Orden Deudoras	15,681,644.85	16,017,102.97	16,818,007.94	17,124,763.46	17,418,006.62	17,695,782.90	17,959,844.90	
TOTAL ACTIVO	117,327,309.77	119,837,148.48	125,829,378.66	128,124,469.54	130,318,463.28	132,396,736.60	134,372,402.03	
PASIVO A CORTO PLAZO								
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar a generadoras	40,658,444.26	38,013,400.80	35,196,429.52	32,196,355.10	29,001,275.85	25,598,516.44	21,974,577.67	
Cuotas Venc. Por Oblig. A L/Plazo	-	-	-	-	-	-	-	-
Int. Venc. Por Oblig. A l/P	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses y Dividendos por pagar	-	-	-	-	-	-	-	-
OBLIGACIONES Y RETENC. FAVOR TERC.								
I.V.A. Facturado por pagar	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto a la renta por pagar 25%	6,446,118	7,020,816	8,308,827	8,938,709	9,600,448	10,293,482	11,022,809	
Obligaciones con el IESS	4,643.83	4,783.14	4,926.64	5,074.43	5,226.67	5,383.47	5,544.97	
Obligaciones con los Empleados	310,312.58	319,621.95	329,210.61	339,086.93	349,259.54	359,737.33	370,529.45	
Obligaciones a favor de terceros	1,557.04	1,603.76	1,651.87	1,701.42	1,752.47	1,805.04	1,859.19	
15% Utilidades trabajadores	3,363,192.17	3,663,034.31	4,335,040.25	4,663,674.45	5,008,929.19	5,370,512.37	5,751,030.89	
OTROS PASIVOS CORRIENTES								
Otros pasivos corrientes	2,963,733.26	3,118,294.49	3,281,245.49	3,453,052.40	3,634,207.59	3,825,231.16	4,026,672.49	
PASIVO A LARGO PLAZO								
Reserva para Jubilación Patronal	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	
Otras Obligaciones a Largo Plazo	14,440,063.19	13,500,661.91	12,500,199.54	11,434,707.12	10,299,957.69	9,091,449.55	7,804,388.38	
Garantías de Consumidores	3,988,691.06	4,197,459.13	4,423,722.01	4,657,555.52	4,904,191.99	5,164,348.89	5,438,784.29	
PASIVOS DIFERIDOS								
Creditos Diferidos por Imp. Facturación	13,941,049.38	14,675,083.53	15,449,132.53	16,265,421.43	17,126,300.35	18,034,251.53	18,991,896.79	
Notas de Credito de Facturación	630,717.92	663,926.93	698,946.28	735,876.65	774,824.34	815,901.67	859,227.25	
Otros Creditos Diferidos	1,458,172.86	1,534,949.62	1,615,911.76	1,701,292.02	1,791,336.19	1,886,303.92	1,986,469.43	
CAPITAL SOCIAL								
Acciones Ordinarias	40,166,648.87	41,724,228.23	43,242,134.34	44,723,201.00	46,170,059.60	47,585,153.56	48,970,751.80	
APORTACIONES								
Aportaciones Futuras Capitalización	1,557,579.37	1,517,906.11	1,481,066.66	1,446,858.60	1,415,093.97	1,385,598.24	1,358,209.35	
Utilidades Retenidas	17,404,519.48	18,956,202.57	22,433,833.28	24,134,515.29	25,921,208.55	27,792,401.50	29,761,584.86	
RESERVAS								
Reserva por Revalorizac. Patrimonio	319,433.29	331,820.25	343,891.70	355,670.18	367,176.61	378,430.43	389,448.67	
Reserva de Capital	1,933,835.50	2,106,244.73	2,492,648.14	2,681,612.81	2,880,134.28	3,088,044.61	3,306,842.76	
Otras Reservas por Donación	10,734,755.99	11,151,027.57	11,556,896.26	11,952,519.40	12,339,200.25	12,717,391.83	13,087,700.52	
DONACIONES								
Donaciones y Cont. Recibidas	112,555.74	109,339.86	106,215.87	103,181.13	100,233.09	97,369.29	94,587.31	
RESULTADOS								
Resultados Ejercicios Anterios 2002-2006	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	101,645,664.92	103,820,045.51	109,011,370.72	110,999,706.07	112,900,456.67	114,700,953.70	116,412,557.13	
Cuentas de Orden Acreedoras	15,681,644.85	16,017,102.97	16,818,007.94	17,124,763.46	17,418,006.62	17,695,782.90	17,959,844.90	
TOTAL PASIVO Y CAPITAL	117,327,309.77	119,837,148.47	125,829,378.66	128,124,469.53	130,318,463.28	132,396,736.60	134,372,402.02	

ANEXO No.23
BALANCE GENERAL PROYECTADO - PARTE 4
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.
PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES ANTIHURTO, CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

ACTIVO CORRIENTE	21	22	23	24	25
DISPONIBLE					
Caja General	777,614.78	749,441.50	712,860.35	662,949.80	603,081.43
Bancos	52,658,481.47	50,750,644.49	48,273,443.42	44,893,602.76	40,839,439.73
Fondos Rotativos	2,627.08	2,531.91	2,408.32	2,239.71	2,037.43
Inversiones Temporales de Caja	41,513,429.68	43,684,989.73	46,022,250.82	48,414,855.47	51,031,524.05
EXIGIBLE					
Cuentas por Cobrar Consumidores					
Prov. Acum. Para Ctas. Incobrables					
Otras Ctas. Por Cobrar	14,289,639.91	15,044,892.95	15,857,355.41	16,681,674.31	17,583,189.93
Anticipos de Contratos	1,515,771.28	1,588,395.35	1,669,251.03	1,760,072.23	1,861,615.32
Impuesto a La Renta por Recuperar	316,764.95	331,941.88	348,839.05	367,818.81	389,039.22
REALIZABLE					
Bodegas	3,030,425.32	3,175,619.93	3,337,271.68	3,518,847.14	3,721,858.49
Compras locales en Transitio	144,396.54	151,314.91	159,017.44	167,669.32	177,342.60
Comisariato					
Provisión x Obsolescencia de Inventario	-359,760.19	-376,997.12	-396,187.78	-417,743.71	-441,844.42
OTROS ACTIVOS CORRIENTES					
Seguros Pagados por Anticipado	148,823.73	155,954.21	163,892.90	172,810.05	182,779.90
Beneficios Contratación Colectiva	115,013.72	118,464.13	122,018.05	125,678.59	129,448.95
ACTIVO FIJO					
ACTIVO FIJO TANGIBLE					
Bienes e Instalac. En Servicio	114,222,674.63	119,695,344.07	125,788,315.75	132,632,250.98	140,284,146.77
Depreciaciones Acumul. De Bienes	-111,221,563.25	-116,461,313.89	-121,974,715.70	-127,795,784.84	-133,961,038.70
Obras en Construcc. De Bienes e Inst.	81,878.13	85,801.10	90,168.72	95,074.65	100,559.75
Obras en Construcc. De Bienes FERUM	7,142.29	7,484.49	7,865.48	8,293.43	8,771.90
ACTIVO FIJO INTANGIBLE					
Intangible	231,420.57	242,508.45	254,853.10	268,719.24	284,222.35
Amortización Acumulada	-87,654.66	-91,854.40	-96,530.16	-101,782.20	-107,654.28
OTROS ACTIVOS					
Obras por Ctas de Consumidores	769.19	806.04	847.07	893.16	944.69
Cuentas por Liquidar	454,320.34	476,087.87	500,322.65	527,544.38	557,979.77
ACTIVO A LARGO PLAZO					
INVERSIONES A LARGO PLAZO					
Otras Inversiones	181,133.51	189,812.03	199,474.22	210,327.29	222,461.61
TOTAL ACTIVO	118,023,349.02	119,521,869.64	121,043,021.84	122,196,010.57	123,469,906.50
Cuentas de Orden Deudoras	18,208,353.93	18,439,542.03	18,674,221.68	18,852,101.96	19,048,635.51
TOTAL ACTIVO	136,231,702.96	137,961,411.68	139,717,243.51	141,048,112.54	142,518,542.01
PASIVO A CORTO PLAZO					
Proveedores	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar a generadoras	18,115,082.88	14,004,720.93	9,627,185.46	4,965,110.18	-0.00
Cuotas Venc. Por Oblig. A L/Plazo	-	-	-	-	-
Int. Venc. Por Oblig. A I/P	-	-	-	-	-
Intereses y Dividendos por pagar	-	-	-	-	-
OBLIGACIONES Y RETENC. FAVOR TERC.					
I.V.A. Facturado por pagar	-	-	-	-	-
Impuesto a la renta por pagar 25%	11,788,530	12,591,109	13,454,957	14,323,310	15,273,752
Obligaciones con el IESS	5,711.32	5,882.66	6,059.14	6,240.91	6,428.14
Obligaciones con los Empleados	381,645.33	393,094.69	404,887.53	417,034.15	429,545.18
Obligaciones a favor de terceros	1,914.97	1,972.42	2,031.59	2,092.54	2,155.31
15% Utilidades trabajadores	6,150,537.33	6,569,274.41	7,019,977.58	7,473,031.05	7,968,914.04
OTROS PASIVOS CORRIENTES					
Otros pasivos corrientes	4,239,111.93	4,463,162.52	4,704,184.64	4,948,724.04	5,216,164.35
PASIVO A LARGO PLAZO					
Reserva para Jubilacion Patronal	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96	2,288,922.96
Otras Obligaciones a Largo Plazo	6,433,668.24	4,973,851.28	3,419,146.23	1,763,385.34	-0.00
Garantias de Consumidores	5,728,299.22	6,033,740.08	6,362,826.29	6,696,027.72	7,061,341.56
PASIVOS DIFERIDOS					
Creditos Diferidos por Imp. Facturacion	20,002,005.46	21,067,502.66	22,215,654.99	23,377,195.65	24,651,303.44
Notas de Credito de Facturacion	904,926.37	953,131.36	1,005,075.82	1,057,625.99	1,115,268.89
Otros Creditos Diferidos	2,092,122.38	2,203,568.73	2,323,660.45	2,445,152.53	2,578,418.64
CAPITAL SOCIAL					
Acciones Ordinarias	50,328,961.15	51,661,737.96	52,970,898.84	54,258,130.65	55,524,999.73
APORTACIONES					
Aportaciones Futuras Capitalizacion	1,332,776.81	1,309,160.88	1,287,231.80	1,266,869.09	1,247,960.85
Utilidades Retenidas	31,829,030.66	33,995,995.08	36,328,383.97	38,672,935.70	41,239,130.15
RESERVAS					
Reserva por Revalorizac. Patrimonio	400,251.10	410,850.28	421,261.64	431,498.61	441,573.64
Reserva de Capital	3,536,558.96	3,777,332.79	4,036,487.11	4,296,992.86	4,582,125.57
Otras Reservas por Donacion	13,450,689.38	13,806,881.25	14,156,761.64	14,500,781.36	14,839,359.03
DONACIONES					
Donaciones y Cont. Recibidas	91,884.82	89,259.54	86,709.26	84,231.86	81,825.23
RESULTADOS					
Resultados Ejercicios Anterios 2002-2006	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12	-61,079,282.12
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	118,023,349.02	119,521,869.65	121,043,021.84	122,196,010.58	123,469,906.50
Cuentas de Orden Acreedoras	18,208,353.93	18,439,542.03	18,674,221.68	18,852,101.96	19,048,635.51
TOTAL PASIVO Y CAPITAL	136,231,702.96	137,961,411.68	139,717,243.51	141,048,112.54	142,518,542.02