

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA

INFORME SOBRE PROYECTO DE GRADUACIÓN

TÍTULO:

“IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO PARA LA REDUCCIÓN DE PERDIDAS NO TÉCNICAS EN UN ÁREA URBANO-MARGINAL PARTIENDO DE UN ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS”

AUTORES:

Nicolás Eduardo Andrade Laborde¹

Gustavo Enrique Morales Márquez²

Leo Salomón Fash³

¹Ingeniero Eléctrico, especialidad Potencia, 2000.

²Ingeniero Eléctrico, especialidad Potencia, 2000

³Director de Tópico, Ingeniero en Electricidad, especialidad Potencia, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1975. Postgrado EEUU, Universidad de Ressenler en Texas, 1976. Profesor de la ESPOL desde 1980.

RESUMEN

El presente trabajo investigativo tiene por objeto el desarrollo de un proyecto encaminado a la reducción de pérdidas no técnicas de energía de una Empresa Eléctrica de Distribución en su área de servicio partiendo de un análisis de alternativas.

La selección de la alternativa más adecuada se la realizó evaluando varios puntos de vista como el físico, el económico y el legal. Las alternativas propuestas como modelos a ser considerados fueron:

- 1.-) Un sistema de medición de la energía en forma centralizada a través de medidores electrónicos individuales colocados en concentradores y comunicados a los clientes por medio de la acometida propia de cada uno y a la Empresa por medio de un cable de comunicación a un concentrador primario capaz de almacenar los consumos de los abonados.
- 2.-) Un sistema de distribución con cable especial antihurto, acometidas antihurto y medición de la energía por medio de contadores electromecánicos colocados en cajas herméticas especiales para su protección y cuidado.

INTRODUCCIÓN

En el vasto campo del sector eléctrico, la parte concerniente a la Distribución de la energía eléctrica es un componente esencial, ya que a través de ella se logra la recepción de la energía a los consumidores finales o usuarios.

Entre las principales causas de ineficiencia de las Empresas Eléctricas de distribución están las elevadas pérdidas no técnicas de energía que se han incrementado en forma sostenida desde hace algunos años. Este grave inconveniente conlleva a un mayor endeudamiento por parte de las mismas con las Generadoras, y además, a obtener balances energéticos negativos.

Sindicatos, contratos colectivos “muy generosos”, indemnizaciones millonarias y malos administradores son las principales causas de la crítica situación por la que atraviesan las Empresas Eléctricas. Esto causa un gran perjuicio al Estado, ya que, aparte de la deuda que mantienen por compra de energía con las Generadoras (antes INECEL), deben cumplir compromisos, tanto internos, con sus trabajadores para poder mantener la “estabilidad” de la Empresa; como externos, con políticos de turno.

Al privatizar estas empresas se conseguirá emprender una verdadera reestructuración de las mismas en todas sus áreas o departamentos y elaborar planes de trabajo que propendan al normal desenvolvimiento de éstas con políticas claras y sin ningún tipo de trabas que entorpezcan su funcionamiento y eficiencia.

El Consejo Nacional de Modernización (CONAM) es el ente estatal encargado de la venta de las Empresas Eléctricas de distribución. Para poder vender estas empresas se necesitan establecer políticas claras de inversión y de un sinceramiento de las tarifas eléctricas. Será necesario entonces, revisar y reformar el pliego tarifario vigente, establecer tarifas diferenciadas y cambiar los valores por subsidio.

Para mejorar la situación de las Empresas Eléctricas se necesita realizar evaluaciones que determinen el estado actual de las mismas. Es decir, se necesita hacer un diagnóstico íntegro de todas las Empresas encargadas de la distribución para poder darles un tratamiento específico a cada una y así hacerlas atractivas al mercado extranjero.

Finalmente, la tesis aborda temas relacionados con la implementación de modernos sistemas de medición y distribución sobre las bases de un análisis costo-beneficio, necesario para la selección de la mejor alternativa de acuerdo a la zona y a la condición social en donde se sitúan los clientes.

El presente trabajo pretende presentar un punto de partida para implantar futuros proyectos que permitan la reducción de pérdidas energía, y así proponer al país tarifas eléctricas competitivas necesarias en un mundo globalizado.

CONTENIDO

El presente informe presenta una síntesis del proyecto analizando dentro de los capítulos las partes más importantes y exponiendo los resultados motivo de este estudio.

Se analizará el estado de las pérdidas **NO TÉCNICAS** de una Empresa Eléctrica de Distribución que en este caso es EMELGUR y se plantearán las conclusiones más importantes si se implementara el proyecto.

Se ha considerado dividir el contenido de este resumen en tres partes para una mejor comprensión. La primera abarcará el estado de las pérdidas de energía de EMELGUR S.A.; la segunda consistirá en un análisis del área a implementar el proyecto, una valuación económica de las alternativas planteadas, el funcionamiento de los sistemas de medición, la parte legal de los mismos y finalmente las consideraciones que se deben tener en la selección de la alternativa escogida. La tercera parte consistirá en la construcción del proyecto, su financiamiento y el control que se debe tener sobre el avance y puesta en marcha del proyecto.

PRIMERA PARTE.

ESTADO DE LAS PÉRDIDAS EN LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS-LOS RÍOS S.A. (EMELGUR)

De la información estadística que recopila Emelgur proveniente de sus balances energéticos, sólo para el período 1994-1998, muestra que el porcentaje de pérdidas totales ha alcanzado valores promedios de 19.82%. De estos valores, las pérdidas técnicas resultantes de las mejoras realizadas en el sistema son del orden de 9.41% y las pérdidas no técnicas (negras) o atribuibles a la Comercialización han llegado a valores también promedios del 10.38%.

En la tabla I se presentan los porcentajes de pérdidas de energía para el periodo de 1994-1998.

TABLA I

EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EMELGUR PERÍODO 1994- 1998^[1]

	Unidad	1994	1995	1996	1997	1998
energía disponible	Gwh	434.7	493.8	592.8	685.21	754.8
energía facturada	Gwh	342.8	405.3	494.2	547.3	578.8
Pérdidas totales	Gwh	91.85	88.54	98.52	137.93	175.94
	%	21.13	17.93	16.62	20.13	23.31
Pérdidas técnicas	Gwh	43.47	46.91	55.60	64.27	66.34
	%	10.0	9.50	9.38	9.38	8.79
PÉRDIDAS TÉCNICAS NO	Gwh	48.38	41.62	42.20	73.38	109.59
	%	11.13	8.43	7.12	10.71	14.52

Se observa que hasta 1996 hubo una disminución de un 4.51% en las pérdidas totales, producto de la reducción en pérdidas técnicas y no técnicas; sin embargo debido a estas últimas, el índice aumentó en un 6.69% para situarse finalmente en un 23.31% para el año 98.

COSTO DEL EXCESO DE PÉRDIDAS 1994-1998

año	Pérdidas Obtenidas (Gwh)	Pérdidas Aceptables (gwh)	Exceso de Pérdidas (Gwh)	Precio Venta (s./kwh)	Costo exceso (millones s/.)
1994	91.85	47.81	44.04	130	5,725.10
1995	88.54	54.32	34.22	123	4,209.06
1996	98.52	65.21	33.31	125	4,163.75
1997	137.93	75.37	62.56	262	16,390.72
1998	175.94	83.03	92.91	304	28,244.64
TOTAL			267.04		58,733.27

Como puede apreciarse en los resultados, el perjuicio por exceso de pérdidas es muy considerable (58,733.27 millones de sucres) notándose una tendencia general al crecimiento en los últimos años.

Estado Actual de las Pérdidas en EMELGUR S.A.

Se evaluará el comportamiento de las pérdidas de energía para el año 1999 de una manera técnica y económica, así como también presentar el balance energético de ese año desglosado por etapas.

Evaluación Técnica

En esta evaluación se analizarán las pérdidas técnicas y no técnicas de la Empresa, con sus respectivos cuadros y tablas.

Pérdidas Técnicas

^[1] Fuente: Superintendencia de Planificación y Estadísticas de EMELGUR S.A.

El nivel de pérdidas técnicas se ha mantenido invariable debido a trabajos de mejoramiento en el sistema eléctrico, como por ejemplo: ampliaciones de los sistemas de transmisión y subtransmisión, la puesta en operación de nuevas subestaciones, la adecuada instalación de bancos de capacitores, la reconfiguración en alimentadores primarios, la instalación de equipos de regulación, etc.

La empresa estimó para fines de 1999 que el nivel de sus pérdidas técnicas estaba alrededor de un 10,61% de la energía disponible. Este valor está desglosado por etapa funcional de su sistema eléctrico en:

TABLA II
PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DE EMELGUR EN 1999⁽²⁾

ETAPA FUNCIONAL	PERDIDA (%)
Líneas de Sub-Transmisión	3.09
Transformadores (S/E)	0.49
Alimentadores Primarios	1.95
Transformadores de Distribución	1.94
Redes Secundarias	1.34
Acometidas y Medidores	1.04
Alumbrado Publico	0.76
TOTAL	10.61

Balance Energético de la Empresa

En la siguiente tabla se presenta el balance de energía de Emelgur para el año 1999, considerando datos entregados de los consumos de energía de los clientes y las pérdidas técnicas de la tabla anterior.

TABLA III
BALANCE DE ENERGÍA EMELGUR S.A. 1999

etapas	descripción	Energía		
		Consumo por etapa		REMANENTE (MWH)
		(%)	(MWH)	

⁽³⁾ Fuente: "VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION" Seminario Ecuatoriano de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

Total Sistema	Compra al CENACE + Gen.Propia - Energía de Autoconsumo	100	741.569,76	741.569,76
SUBTRANS	Pérdidas en Líneas de Subtransmisión	3.09	22.914,51	718.655,25
	Pérdidas en Trafos de Potencia	0.49	3.633,659	715.021,56
	Clientes de Subtransmisión	18.58	137.783,66	577.237,90
	Subtotal Subtransmisión	22.16	164.331,86	577.237,90
DISTRIBUCIÓN	Pérdidas Alimentadores Primarios	1.95	14.460,61	562.777,29
	Clientes en Primarios	9.85	73.044,62	489.732,67
	Subtotal Primario	11.80	87.505,23	489.732,67
	Pérdidas en Trafos Distribución	1.94	14.386,45	475.346,22
	Pérdidas en Redes Secundarias	1.34	9.937,03	465.409,18
	Pérdidas Alumbrado Público	0.76	5.635,93	459.773,25
	Clientes Alumbrado Público	4.61	34.186,37	425.586,89
	Pérdidas Acometidas y Medidores	1.04	7.712,33	417.874,56
	Clientes 120/240 V.	39.72	294.551,51	123.323,05
	Subtotal Trafos y Redes Sec.	49.41	366.409,62	123.323,05
BALANCE DE ENERGIA	ENERGÍA DISPONIBLE	Mwh	741.569,76	100%
	ENERGÍA FACTURADA	Mwh	539.566,16	72.76%
	PÉRDIDAS DE ENERGÍA	Mwh	202.003,60	27.24%*
	PÉRDIDAS TÉCNICAS	Mwh	78.680,55	10.61%
	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	Mwh	123.323,05	16.63%

*Considera ECAPAG.

Los valores reales difieren de los oficiales de Emelgur si ECAPAG (Empresa Cantonal de Agua Potable) se excluye del resto de los usuarios. En efecto, como la misma Empresa de acuerdo a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico puede llegar a convertirse en un "gran consumidor", legalmente, la facturación de la misma ya no sería a cargo de Emelgur.

En los resultados del balance energético, la ECAPAG produce un efecto "reductor" de 4 a 6 puntos porcentuales dependiendo del período en que se analicen las cifras.

Considerando esto se concluye que el nivel de las pérdidas de energía para Diciembre de 1999 fue de alrededor de un 33,3% (8,8% técnicas y 24,5% no técnicas).

Pérdidas no Técnicas

Los niveles de pérdidas no técnicas son obtenidos de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas calculadas en los sistemas de subtransmisión y distribución.

Como se vio anteriormente, existen tres diferentes tipos de pérdidas no técnicas. Las producidas por fraude, por robo de energía y por administración.

En la tabla III se observa que las pérdidas no técnicas alcanzan un 16.63% de la energía total disponible.

Participación Porcentual de las Pérdidas Totales

Si las pérdidas totales equivalen al 100%, las pérdidas en cada etapa funcional tendrán su equivalente porcentual y se muestra en el cuadro siguiente:

PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LAS PÉRDIDAS TOTALES

DESCRIPCION	Mwh	%
Pérdidas en Líneas de Subtransmisión	22.914,51	11,34
Pérdidas en Transformadores de Poder	3.633,69	1,80
PÉRDIDAS EN SUBTRANSMISION	26.548,20	13,14
Pérdidas en Alimentadores Primarios	14.460,61	7,16
Pérdidas en Trafos. Distribución	14.386,45	7,12
Pérdidas en Redes Secundarias	9.937,03	4,92
Pérdidas en Alumbrado Público	5.635,93	2,80
Pérdidas en Acometidas y Medidores	7.712,33	3,82
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCION	52.132,37	25,81

PÉRDIDAS TÉCNICAS	78.680,57	38,95
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	123.323,05	61,05
PÉRDIDAS DE ENERGÍA TOTALES	202.003,60	100

De la tabla anterior se puede observar que de ambas clases de pérdidas, las de carácter no técnico -61,05%- tienen más peso en la contribución total que las de origen netamente técnico -38,95%-. Esto nos indica el grave déficit energético que existe y que iría en aumento si no se aplican fuertes medidas de control.

Evaluación Económica

La evaluación económica consiste en cuantificar en unidades monetarias los costos que representaron las pérdidas de energía para el año de análisis. Con el propósito de visualizar de manera disgregada dichos valores, se ha creído conveniente mostrar los costos en cada etapa funcional, desde la Subtransmisión hasta el punto de entrega de energía a los clientes.

El mecanismo utilizado para determinar cuantitativamente el costo que representa evacuar los Mwh desde los puntos de conexión con la empresa Transelectric hasta la comercialización, así como el costo que representan para la Empresa las pérdidas como consecuencia de estos traslados; se lo ha definido sobre la base del cálculo de los valores que le cuesta a la Empresa evacuar etapa por etapa la energía, utilizando los datos que constan en el balance y tomando como inicio el precio referencial y el costo de peaje de transmisión.

COSTO DE LAS PÉRDIDAS AÑO 1999

ETAPA FUNCIONAL	Consumo Clientes	Pérdidas Energía	Energía Remanente	Costo Acumu.	Costo Energía Consum.	Costo De Pérdidas
	(Mwh)	(Mwh)	(Mwh)	(S/Kwh)	(Millones sucres)	(Millones sucres)
Generación		0.00	741.569,76	510,79	0,00	0,00
Líneas Subtrans.	137.783,66	22.914,51	580.871,59	523,15	2.081,52	11.987,73

Subestaciones		3.633,66	577.273,93	533,67	0,00	1.939,17
Alimentadores Primarios	73.044,62	14.460,61	489.732,70	578,86	42.282,60	8.370,67
Transform. Distribución		14.386,45	475.346,25	638,77	0,00	9.189,63
Redes Secundarias		9.937,03	465.409,22	664,58	0,00	6.603,95
Alumbrado Público	34.186,37	5.635,93	425.586,92	672,98	23.006,74	3.792,87
Acometidas y Medidores	294.551,51	7.712,33	123.323,05	726,53	214.000,51	5.603,24
Pérdidas No Técnicas		123.323,05	0.00	726,53	0,00	89.597,89
TOTALES	539.566,16	202.003,60			311.371,37	137.085,15

El valor total de las pérdidas de energía registrada en sures para el año 1999 asciende a la suma de 137.085,15 millones de sures, rubro que representa lo que le cuesta a la EMELGUR tener el 27,24 % con respecto a su energía disponible.

Debido a que las pérdidas de energía en el sistema de distribución (33.560,36 millones de sures) y las pérdidas no técnicas (89.597,89 millones de sures) son las más incidentes en el costo de las pérdidas totales, la Empresa está elaborando políticas concretas para combatir de manera directa las causas de estos problemas.

SEGUNDA PARTE.

ANÁLISIS DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área escogida para implementar el proyecto debía ser una zona donde el hurto de energía era alto y ocasionaba considerables perjuicios económicos a la Empresa.

El Plan Habitacional El RECREO "Un Solo Toque" construida por el MIDUVI (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda) representó para EMELGUR desde sus primeros asentamientos poblacionales en el gobierno del Arq. Sixto Durán Ballen y posteriormente en el programa habitacional masivo mentalizado por el entonces presidente Ab. Abdalá Bucaram Ortiz, un foco de pérdidas de energía debido a que la infraestructura eléctrica de esta ciudadela fue

totalmente concluida y energizada antes de empezar la construcción de las viviendas, motivo por el cual una vez instalados en las casas los adjudicatarios siempre tuvieron la opción más fácil de conectarse de manera directa sin acercarse a la Empresa para solicitar su servicio.

La ciudadela El Recreo consta de 5 etapas plenamente definidas en las afueras del Cantón Durán, en la vía Durán - Yaguachi. Las etapas I, II y III son propiamente "El Recreo" mientras que las etapas IV y V son conocidas como "Un Solo Toque".

De manera general, la ciudadela consta de aproximadamente 300 manzanas las mismas que suman 12.000 villas agrupando cerca de 50.000 habitantes. Los solares son de 72 m² (6 m de frente x 12m de largo).

En el plano # 1 se muestra la ciudadela "El Recreo" con todas sus etapas.

ESTADO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA ZONA DE ESTUDIO

A fin de mostrar el déficit en la facturación dentro de esta ciudadela se consideró obtener el balance energético de la S/E El Recreo para el mes de Enero del año 2000, la misma que cubre la demanda de esta zona.

Se procedió a obtener la medición de la energía de salida en la S/E y también el consumo facturado de las rutas externas a la ciudadela El Recreo, llamándolas así debido a que de la misma subestación se atiende además de la ciudadela El Recreo algunos clientes especiales de consumo industrial (rutas #0120 y #0150) y otras de carácter residencial (rutas # 0145, # 0138, # 0141, # 0185).

Adicionalmente se consiguió la información de los consumos facturados de todas las rutas de la ciudadela El Recreo para así obtener la diferencia entre la energía medida y la energía facturada en esta subestación.

TABLA IV**DÉFICIT DE FACTURACIÓN GLOBAL PARA ENERO-2000**

DESGLOSE		Energía (KWH)	Numero Abonados
Medidor S/E Recreo		4.142.540	8.384
Facturación Rutas Externas	#120	829.768	31
	#138	24.477	155
	#141	24.485	232
	#145	232.555	980
	#150	178.803	29
	#185	68.717	321
Facturación Cdla. El Recreo		640.041	6.636
DEFICIT FACTURACION GLOBAL		2.143.694	

Una vez encontrada la pérdida global de facturación de la energía que sale de la S/E, de ella debemos diferenciar que se encuentra compuesta - como sabemos- de pérdidas técnicas y no técnicas. Así, estimaremos que del global de pérdidas, un 5.5% es debido a pérdidas técnicas y un 94,5% a causas no técnicas.

Pérdidas Totales	Pérdidas Técnicas	Pérdidas No Técnicas
(Kwh/mes)	(Kwh/mes)	(Kwh/mes)
2.143.694	227.840	1.915.854

Se asume este valor de 5.5% debido a que la demanda suministrada es concentrada y sirve a clientes residenciales y urbano-marginales, de tal forma que las alimentadoras no son extensas y no hay distribución a clientes rurales o que estén muy distanciados uno de otro. Por tal motivo las pérdidas técnicas no se las asume más altas.

Las pérdidas en la facturación global provienen de la contribución de la totalidad de consumidores cubiertos en las rutas de lectura. Por tal razón el total de pérdidas no debe ser recargado totalmente a la ciudadela El Recreo, ya que dentro de las rutas industriales y residenciales externas a ella, existirá también robo de energía. No obstante, se ha considerado en un menor grado al producido dentro del área de estudio.

Tomando en cuenta la experiencia de los encargados del control de pérdidas de la Empresa, se presenta el grado de contribución del total de pérdidas no técnicas producidas dentro del área de estudio.

DESCOMPOSICIÓN PORCENTUAL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Desglose	Contribución
Déficit por las Rutas externas	17%
Déficit por la Cdma. El Recreo	83%
Total	100%

Se observa que la contribución de las rutas externas es menor debido a que los consumidores industriales tienen un control más periódico y estricto; en las zonas residenciales externas, por encima de la cantidad de abonados, no existe un comportamiento de robo y hurto de energía como el de los habitantes del Recreo.

Luego de tomar en cuenta las consideraciones anteriores y aplicándolo para obtener las pérdidas en la ciudadela, los resultados se presentan en el siguiente cuadro.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE LA CIUDADELA EL RECREO ENERO-2000

Localización Pérdidas	Pérdidas No Técnicas (Kwh/mes)
Nivel S/E El Recreo	1.915.854
Rutas (#120-138-141-145-150-185)*	325.649
Ciudadela El Recreo	1.590.205

*Estimadas

La II Etapa de El Recreo está constituida de 57 Manzanas (201-257) las cuales reúnen aproximadamente 2.280 viviendas urbano-marginales llegando a un promedio de 40 villas/mz. De estas 57 manzanas se tomaron 11 manzanas de muestra, escogidas aleatoriamente, abarcando distintos sectores del área nombrada que nos servirían para explorar con un mínimo error, al sistema total, el número de infracciones por conexiones directas.

Tomando en cuenta que las manzanas fueron escogidas aleatoriamente y que los habitantes del sector tienen características similares se extrapola el resultado a todo el sistema. Se concluyó que un 45% de las viviendas de esta etapa estaban conectadas directamente a la red secundaria existente.

Esto trae un perjuicio para la Empresa ya que sin cobrar esta energía consumida, sí tiene que pagar al proveedor su costo por disponer de ella. Esto crea un déficit financiero debido a la ausencia de recuperación del gasto realizado.

A continuación se presenta el cuadro de la muestra tomada del sector

MUESTRA DE CONEXIONES DIRECTAS

Numero Mz.: 11
 Viviendas: 460

Mz. Número	Viviendas por Mz.	Conexiones Directas	Porcentaje %
205	30	19	63.3
206	30	9	30.0
207	32	8	25.0
209	32	9	28.1
224	48	24	50.0
230	48	16	33.3
235	48	33	68.8
240	48	21	43.8
247	48	30	62.5
249	48	19	39.6
255	48	19	39.6
Total	460	207	45.0

EXPOLACION AL SISTEMA TOTAL

Numero Total Mz.	Viviendas	% Conexiones Directas	Viviendas con Conex.Directas
57	2,217	45.0	998

Además de la sustracción total de la energía por parte del 45% de los moradores de esta etapa existe un alto porcentaje de abonados que comete fraude en la medición. Esto produce pérdidas comerciales inaceptables en el área analizada

ALTERNATIVAS A CONSIDERAR

Ante los resultados obtenidos era imperioso buscar alternativas idóneas y reales para la reducción de pérdidas no técnicas de esta zona. El proyecto debía ser viable desde el punto de vista físico, es decir, aprovechando la infraestructura existente de la zona y desde el punto de vista económico, investigando en el mercado modernos sistemas de distribución y de medición a precios razonables y que sean confiables.

Se tomaron en consideración dos alternativas de carácter técnico que controlaban las infracciones y permitan una facturación eficiente. Estas alternativas fueron las siguientes:

1. La aplicación de un **SISTEMA DE MEDICIÓN ELECTRÓNICA**
2. Una nueva **RED SECUNDARIA Y ACOMETIDAS CON CABLE ANTIHURTO**

FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS

SISTEMA DE MEDICIÓN ELECTRÓNICA

Aspectos Generales.

El sistema de Medición Centralizado de estado sólido de bajo costo permite obtener una información detallada y confiable de los Kwh (registro de energía) del consumidor de tipo residencial de bajo consumo con barridos programables cada 15, 30 ó 60 minutos. El registro de consumo de energía es realizado por medio de los medidores de estado sólido que emiten pulsos que no pueden ser intervenidos, los cuales se instalan uno por cada consumidor.

Este sistema cuenta con medidores inteligentes y programables, permiten obtener la información (consumo acumulado de energía) de una manera rápida y precisa, así como también en una forma programada y eficaz, suspender servicios individuales por concepto de deudas, o restablecer el servicio en caso de reconexión (pago de deuda), similar al actual sistema telefónico, sin necesidad de desconectar o conectar medidor, retirar e instalar acometida.

La comunicación para el procesamiento de la información de los medidores individuales instalados en cada concentrador secundario y desde estos hacia el microprocesador central localizado en el concentrador primario, se la realiza a través de un cable de comunicación especial cuya distancia no debe ser mayor de 1.500 metros, medida desde el punto donde se localiza el módulo primario, para garantizar que los datos sean recibidos sin ninguna distorsión.

Descripción de los Módulos.

El sistema de medición centralizado consta de los siguientes módulos:

Módulo 1. - Concentrador Primario.

Módulo 2. - Concentrador Secundario.

Módulo 3. - Medidor electrónico de energía activa.

Concentrador Primario.

Este módulo está basado en un sistema microprocesador y es responsable por la obtención de datos de los concentradores secundarios, el procesamiento y almacenaje de información y la interfaz entre la empresa y sus clientes. Las principales funciones son:

1. - Comunicación con los concentradores secundarios.
2. - Procesamiento de la información recibida de cada medidor.
3. - Emisión de informes por consumo solicitados vía teclado y obtenidos por la impresora local o el display alfanumérico.

En la figura # 1 se puede apreciar el concentrador primario

Concentrador Secundario.

El concentrador secundario se compone de una placa de circuito impreso que aloja los componentes y la fuente de alimentación, así como también los circuitos electrónicos de los medidores. Este módulo es colocado en el poste de distribución más próximo a los consumidores a ser atendidos. El concentrador secundario y los medidores están alojados en una caja para instalación a la intemperie.

Sus dimensiones varían de acuerdo a la cantidad de medidores a instalarse, tienen capacidad para alojar de 8 a 16 medidores monofásicos, los medidores son montados en placa de circuito impreso, este equipo recibe los conductores de las fases de la acometida del usuario. Las principales funciones que realiza el concentrador secundario son:

- Comunicación con el concentrador primario.
- Sincronismo horario entre concentrador primario y secundario.
- Datos de control de carga y desconexión remota.
- Envío de los valores registrados por el medidor.
- Estado de operación de los medidores.

En la figura # 2 se muestra el concentrador secundario

Medidor Monofásico (una fase 120V)

El medidor monofásico (circuito impreso) puede ser utilizado en cualquier de los 16 espacios disponibles en la placa de circuito impreso del concentrador secundario, y contiene el circuito electrónico y los sensores de potencial, convirtiendo el producto tensión-corriente en pulsos proporcionales a la potencia que se le aplica. La tarjeta madre integra esos pulsos y posteriormente los envía al concentrador primario para procesamiento.

Un shunt adecuado a la corriente máxima que se desea para el medidor montado fuera de la placa del mismo censa el paso de corriente. El censo de la tensión se hace en la propia placa del medidor por medio de un divisor resistivo.

En la figura # 3 se aprecian los medidores electrónicos
RED SECUNDARIA Y ACOMETIDAS CON CABLE ANTIHURTO

Aspectos Generales.

Esta alternativa se basa principalmente en cambiar la red secundaria existente (aérea de aluminio desnudo) por una red secundaria antihurto. Esta nueva red impedirá la conexión directa a la misma de los usuarios conllevando a la disminución de pérdidas de energía.

Este sistema está conformado por una caja hermética de distribución para derivar desde la red secundaria, la acometida con cable concéntrico y una caja hermética para alojar el medidor.

Descripción de los Equipos.

El sistema de baja tensión para el servicio de los usuarios de la zona se compondrá de los siguientes equipos:

- ❑ Caja de distribución (principal y secundaria).
- ❑ Conductores para la red secundaria y acometidas.
- ❑ Caja hermética para proteger el medidor.

Caja de Distribución

Es una caja metálica construida en plancha galvanizada para intemperie. En ella se alojarán un juego de 3 barras (2 para las fases y 1 para el neutro) las cuales serán energizadas desde los terminales de baja tensión del

transformador (cajas principales) o través de un conductor secundario concéntrico (caja secundaria) y desde donde se derivan las acometidas a los usuarios.

La caja estará diseñada según las necesidades de servicio de usuarios y tendrá una protección tipo Multilock como seguro, para evitar que alguna persona ajena a la empresa tenga acceso y se conecte directamente.

Conductor para Red Secundaria

La red secundaria será la que se utilice para energizar las barras en las cajas de distribución. Para las bajantes de los bornes de baja tensión de los transformadores a la caja principal se utilizará también un conductor antifraude.

Los conductores antifraudes están conformados por dos conductores de aluminio, cada uno de ellos aislados individualmente con material termoplástico (PVC de 75 °C, PE o XLPE) para 600 voltios, dispuestos en paralelo, sobre los cuales se coloca una capa de material termoplástica (normalmente PVC).

Posteriormente sobre este conjunto se aplica un conductor desnudo adicional tipo multi-hilo de cobre y de un calibre inferior, trenzado helicoidalmente sobre él y que hace las veces de neutro colocándose al final la chaqueta externa que será de PVC o PE CARBON BLACK especial para ser usado a la intemperie contra los efectos de los rayos ultravioletas que puedan resquebrajar el aislamiento.

Bajo este concepto de construcción de red secundaria, disminuiría considerablemente la probabilidad de hurto de energía por los usuarios como ocurre con la red convencional usada.

Conductor para Acometida Eléctrica.

La acometida eléctrica está formada por conductores concéntricos de aluminio antifraude tipo *SE estilo U*, formados por uno o dos conductores aislados individualmente con material termoplástico (PVC) para 600 voltios y sobre estos un conductor desnudo tipo multihilo trenzados helicoidalmente como neutro.

Luego sobre el conductor neutro se coloca una cinta de material no higroscópico, para finalmente como aislante una capa termoplástica (PVC); esta acometida partirá desde la caja de distribución del circuito hasta el medidor de cada usuario.

Caja hermética para el medidor.

Esta caja sirve para proteger el medidor de posibles adulteraciones y así evitar el normal funcionamiento del mismo. Evita la violación de sellos de bornera o de calibración en caso de conexiones directas desde los terminales de entrada del medidor.

VALUACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS

El costo por usuario de ambas alternativas se detalla a continuación

ALTERNATIVA NO. 1: Sistema Centralizado de Medición

Costo de Los Equipos.

Descripción	Costo / Cliente
Equipo conformado por: Concentrador Primario Concentrador Secundario Medidores Electrónicos Cable de Comunicación	\$ 100

Fuera de este costo, dentro de un presupuesto de elaboración también tendrá que tomarse en cuenta los gastos de los siguientes rubros:

- ❑ Servicios de supervisión con técnico de la Landis & Gyr.
- ❑ Adecuación de la red de distribución de ser necesaria y respectivos materiales.
- ❑ Materiales correspondiente a las acometidas.
- ❑ Instalación del sistema (Mano de obra y Dirección Técnica).
- ❑ Repuestos, etc.

ALTERNATIVA NO. 2: Red Secundaria y Acometidas Antihurto

Costos de Equipos.

Los costos para la implementación del sistema de red secundaria con conductor concéntrico antihurto y caja hermética se tienen basándose en la información recogida de la experiencia de las áreas de construcción y dirección técnica de la Empresa, así como también de precios referenciales en el mercado. El costo de instalación por usuario sería el siguiente:

Descripción	Costo/Cliente
Equipo conformado por: Cajas de distribución Conductores concéntricos Antihurto Materiales sujeción	\$ 60

Este costo no incluye el valor del medidor electromecánico para la comercialización definitiva de los usuarios, la caja hermética donde iría el medidor ni los rubros de mano de obra por la instalación del sistema.

SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA

Luego de los análisis económicos respectivos de cada alternativa; los cuales no se los analiza en detalle por su extensión y complejidad, se procedió a escoger la alternativa que sería desarrollada como un plan piloto.

Es necesario mencionar que básicamente las dos alternativas planteadas presentaron características de operación y costos similares. Sin embargo, se debía escoger la alternativa que reduzca al mínimo o de ser posible eliminar totalmente el robo directo o por fraude de energía. Adicionalmente se debía escoger una alternativa que asegurara el pago de la energía consumida y así poder pagar la inversión inicial.

La alternativa escogida fue: EL SISTEMA DE MEDICIÓN ELECTRÓNICA CENTRALIZADA. Se escogió esta alternativa por las siguientes causas:

- Este sistema reduce el hurto prácticamente a cero, el otro deja una puerta abierta al robo de energía en la acometida y con un poco de ingenio se llegaría a manipular el medidor.
- Exige al usuario el pago cumplido en las facturas so pena de sufrir el corte del servicio sin previo aviso de manera remota sin tener que estar en el terreno, en el sistema antihurto no se obliga al pago porque el corte del servicio es más *manejable*.
- La medición del sistema es electrónica lo que permite exactitud. El otro sistema mide por medio de medidores electromecánicos.
- Se puede recuperar un porcentaje de medidores retirados y tenerlos como activos de la Empresa.
- No se necesita comprar cable antihurto para las acometidas, se utiliza el cable dúplex # 6 ASC común para toda instalación residencial.
- Ahorra costos de operación en lo que respecta al corte del servicio, no se necesitan cuadrillas de corte. Además reduce el costo de la toma de lectura que actualmente es terciarizado por la Empresa.

ASPECTOS LEGALES A CONSIDERAR

La parte legal de un proyecto involucra ciertos procedimientos que se deben seguir para la implementación del mismo. Los proyectos eléctricos de Distribución deben estar enmarcados dentro de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Hace poco se promulgó la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, la cual protege a los ciudadanos de los servicios que prestan empresas tanto públicas como privadas.

Ningún proyecto puede ser implementado si no tiene una sólida base legal, aunque los indicadores económicos demuestren que es un proyecto muy rentable. El proyecto presentado está dentro de La Ley que lo regula y por tal motivo sí se lo podría llevar adelante. Sin embargo, se recomienda seguir los siguientes pasos para que la implementación del proyecto no tenga inconvenientes en el futuro.

1. - Comunicación por parte del Distribuidor al CONELEC indicándole que está presto a implementar un sistema de medición no convencional en una zona de grandes pérdidas no técnicas y necesita su autorización para continuar con la elaboración del plan de la construcción.

2. - El CONELEC, luego de analizar el mecanismo del sistema de medición y justificar su inversión optará por enviar una comisión para que revise el funcionamiento del equipo de medición en todas sus fases y detalles del mismo y esperar el informe de la comisión o, allanándose al artículo 23 párrafo segundo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad de la Ley de Régimen de Sector Eléctrico emitirá un comunicado en el que autoriza a la Empresa Distribuidora a implementar el sistema de medición en dicha zona y a la vez proseguir con la programación de las actividades para la continuación del proyecto.

3. - Finalmente, luego de recibir la comunicación de aprobación por parte del CONELEC, el Distribuidor enviará una comunicación a la Defensoría del Pueblo donde le indique que está próximo a implementar un moderno sistema de medición no convencional e invitan a las personas que ella considere pertinentes para mostrar el funcionamiento del nuevo sistema de medición.

Adjunto a esta invitación irá una copia del documento aprobatorio por parte del CONELEC.

TERCERA PARTE.

CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO

Se elaborará el proyecto para la implementación del Sistema de Medición Centralizada en la urbanización el Recreo II etapa. La misma que está conformada de 57 manzanas cubriendo un área total de 42,42 Has, abarcando aproximadamente 3.686 habitantes urbano-marginales de bajos ingresos.

El sistema debe atender a un total de 2.217 puntos de medición, divididos en tres sectores denominados A, B Y C.

Especificaciones Para La Readecuación De La Red Eléctrica De Distribución Primaria De La Ciudadela El Recreo II Etapa

Será necesario realizar extensiones de línea monofásica y cambio de postes. Adicionalmente se deberá realizar la fijación de accesorios a los conductores de alta tensión desde el sitio de almacenamiento. Su instalación y sujeción a los postes de distribución deberá efectuarse con las normas de INECEL.

Explicación De La Etapa De Construcción

En esta sección se detallan todas las actividades involucradas en la construcción del proyecto de medición centralizada. Los pasos que deban ser considerados para dejar plenamente operativo este sistema serán citados cronológicamente y de manera puntual.

Al comenzar el montaje del sistema partiremos por el sector “A” que es el más apropiado debido a la similitud de los circuitos y a la configuración de las manzanas.

La segunda parte de la construcción del proyecto se lo efectuará en el sector “B” debido a que en este sector se encuentran circuitos desiguales, las actividades son un tanto complejas y merecen un trato y un tiempo especial. Se deberá hacer cambio de postes, reubicación de transformadores, extensión de línea primaria de alta y otras actividades que serán enumeradas más adelante.

Finalmente, el sector “C” será el último en el cual se implementará el sistema de medición centralizado. La distribución de los circuitos secundarios en este sector es más sencilla que en los dos anteriores debido a que no requiere cambios especiales de ninguna índole y el número de actividades a realizar inclusive es menor que en la primera etapa de construcción. Pensamos que luego de haber pasado por dos etapas, esta tercera etapa será más rápida en la implementación.

Evaluación Técnica y Constructiva de cada sector

Las actividades en los tres sectores son similares salvo aquellas en las cuales se tenga que realizar trabajos adicionales. En el siguiente cuadro se detallan las actividades propias de cada sector y las que son comunes.

Recurso Y Costo De Implementación Del Proyecto

Para llevar a cabo este proyecto es necesario evaluar los gastos que se van a dar previo, durante y después de la construcción del mismo. Los gastos básicos en los que se incurrirán son los de compra de equipos y materiales y la mano de obra que se utilizará para desarrollarlo. Un pequeño porcentaje de gastos con respecto al valor de la inversión será ocupado en la supervisión y control del proyecto mientras se lo está ejecutando. Este proyecto, será evaluado desde el punto de vista económico en costos directos y costos indirectos.

Los costos financieros son incorporados al proyecto para que sean considerados durante el periodo preoperacional. Los costos financieros sirven para pagar intereses anticipados. Depósitos en garantía y para obtener las garantías bancarias durante la realización de algún contrato civil. Cierta tipo de imprevistos puede ser considerado dentro de los costos financieros como son la renovación de garantías por plazos vencidos.

Seguros Durante La Construcción

Existen dos tareas claras que se deben definir antes de establecer los seguros a emplear en un proyecto determinado. La primera consiste en definir qué riesgos se van a cubrir, es decir, cuáles corresponderá asegurar a las empresas de servicio o proveedores y cuáles serán responsabilidad de la propia compañía o Empresa. La segunda está relacionada con el dimensionamiento de los montos para cada riesgo a cubrir durante las diversas etapas o actividades de ejecución. Inclusive, se pueden asegurar beneficios por atraso del proyecto, como el caso de seguro por lucro cesante.

FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO

El financiamiento de proyectos de inversión se puede tornar complejo debido a la dificultad existente para conseguir préstamos a instituciones tanto públicas como privadas. El costo de inversión inicial de un proyecto debe ser en lo

posible ajustado a la realidad existente de la empresa o institución y evitando incrementar costos extras que pueden aumentar el presupuesto inicial.

Si no se realiza un estudio razonable de costos de inversión y costos posteriores indirectos, el financiamiento de un proyecto a menudo requerirá de sacrificios en otras áreas, además de provocar incumplimientos de compromisos adquiridos anteriormente.

Cuando los estudios de factibilidad de un proyecto han concluido se puede pensar en la planificación financiera del proyecto. Una vez determinados los gastos reales de inversión se procede a definir los mecanismos para obtener el financiamiento.

Para el financiamiento de este proyecto se consideró ciertas cuentas dentro de la Empresa que son importantes citar ya que de alguna forma ayudarían directamente a la financiación del mismo.

Capitalización de la Empresa

Pignoración de facturación

Venta de cartera vencida

Préstamos con entidades estatales

Préstamos con organismos internacionales

SECUENCIA DE TIEMPOS POR ACTIVIDAD Y POR SECTOR

La programación de avances de obra por etapas está íntimamente relacionada al tiempo que ocupa cada sector en la implementación del proyecto.

A continuación se muestra el cronograma de todo el proyecto distribuido en los tres sectores tanto en su parte evaluativa como constructiva. Se coloca además la actividad predecesora de cada tarea.

CRONOGRAMA DEL PROYECTO

SECTOR "A"

Etapa evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
X1: Descrip de instalación	3	1 – 3	-----
X2: Planif de actividades	7	4 – 10	X1

Etapa constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
A1: Instalación de C.P.	1	11	X2
A2: Reub de herraj y bastid	12	11 – 22	A1
A3: Inst de conc princ y adi	12	11 – 22	A2
A4: Aliment de cajas adicio	12	11 – 22	A3
A5: Soldad cable comunic	12	11 – 22	A4
A6: Coloc acomet a conce	12	11 – 22	A5
A7: Verif acomet en conce	12	11 – 22	A6
A8: Arreglo de instalación	12	11 – 22	A7
A9: Fiscaliz de actividades	5	11 – 15	X1 y X2

SECTOR "B"

Etapa evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
Y1: Descrip de instalación	2	16 – 17	A9
Y2: Planif de actividades	5	18 – 22	Y1

Etapa constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
B1: Instalación de C.P.	1	23	Y2
B2: Cambio de postes	2	23 – 24	B1
B3: Extensión línea de alta	2	23 – 24	B2
B4: Reubic de transformad	9	23 – 31	B3
B5: Reub de herraj y bastid	25	23 – 47	B4
B6: Inst de conc princ y adi	25	23 – 47	B5
B7: Aliment de cajas adicio	25	23 – 47	B6
B8: Soldad cable comunic	25	23 – 47	B7
B9: Coloc acomet a conce	25	23 – 47	B8
B10: Verif acomet en conce	25	23 – 47	B9
B11: Arreglo de instalación	25	23 – 47	B10
B12: Fiscaliz de actividad	20	23 – 42	Y1 y Y2

SECTOR "C"

Etapa evaluativa

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
Z1: Descrip de instalación	1	43	B12
Z2: Planif de actividades	4	44 – 47	Z1

Etapa constructiva

Actividad	Duración (días)	Avance (días)	Actividad predecesora
C1: Instalación de C.P.	1	48	Z2
C2: Reub de herraj y bastid	15	48 – 62	C1
C3: Inst de conc princ y adi	15	48 – 62	C2
C4: Aliment de cajas adicio	15	48 – 62	C3
C5: Soldad cable comunic	15	48 – 62	C4
C6: Coloc acomet a conce	15	48 – 62	C5
C7: Verif acomet en conce	15	48 – 62	C6
C8: Arreglo de instalación	15	48 – 62	C7
C9: Fiscaliz de actividad	15	48 – 62	Z1 y Z2

Evaluación de Resultados Finales de acuerdo a un Diagrama de Barras

En el siguiente cuadro se muestra el tiempo total de duración de la obra y el tiempo que ocupa cada sector en ser implementado, tanto en su etapa evaluativa como en su parte constructiva. Adicionalmente se muestra una ruta de trabajo de acuerdo a las actividades predecesoras. Como se podrá apreciar en los cuadros, la etapa constructiva de cada sector no puede comenzar antes de su respectiva etapa evaluativa. Se presenta un cuadro resumen de todo el proyecto en sus tres etapas.

CONTROL Y PUESTA EN MARCHA DEL PROYECTO

Dentro del alcance de los trabajos de implementación del proyecto se tendrá la asesoría y supervisión de los técnicos de la Compañía que suministran este tipo de equipos de medición centralizada por un lapso de tiempo, determinado entre ambas partes hasta que el personal responsable por parte de la Empresa esté debidamente capacitado en el manejo, operación de fallas y mantenimiento de este sistema de medición.

El control de la construcción significa cumplir las tareas orientadas a verificar la calidad, el costo y el avance físico de la obra durante todo su desarrollo.

Se debe realizar un control en todas las actividades de la construcción en todos los sectores de la etapa. El control durante la construcción debe estar encaminado hacia todos los puntos, sobre todo en lo concerniente a la supervisión del recurso humano a fin de que no se produzcan errores en el trabajo.

Todas las actividades se las realizan por circuito y es importante establecer el tiempo que tomará cada actividad dentro de todo el proyecto para determinar la cantidad de circuitos que se pueden replantear por día sin tener que presionar al personal de campo. Los ingenieros de campo se encargarán de supervisar al recurso humano y las herramientas que se utilicen. El traslado del material al terreno, embodegar el material que sobre, el reparto de herramientas a los trabajadores son tareas que deberán ser ejecutados por los ingenieros de campo.

La colocación de las acometidas a las cajas y la posterior verificación de la alimentación de la vivienda es una tarea de control que será manejada por el ingeniero de planificación en conjunto con los ingenieros de campo.

Para verificar el servicio de las viviendas se procede de la siguiente manera: antes de colocar las acometidas a los concentradores secundarios se deberán marcar las acometidas de cada una de las casas para no equivocarse en el momento de instalarlas. Se energiza y desenergiza todo el concentrador secundario para constatar que estén correctamente instaladas las acometidas. Luego, desde la ubicación del concentrador primario, se comienza a energizar cada contactor y se verifica que la vivienda tenga servicio encendiendo una carga. Si el medidor energizado corresponde a la vivienda que encendió su carga, entonces está bien colocada la acometida; si no se enciende se procede a verificar qué casa está energizada y se vuelve a realizar la instalación con el correspondiente medidor.

Los imprevistos que se pueden mantener dentro de la construcción del proyecto van en todas las direcciones posibles y deben ser corregidos o manejados en el menor tiempo posible.

Se comparará por un tiempo determinado el funcionamiento de los equipos con los medidores existentes. Para comprobar el normal funcionamiento del equipo de medición y a fin de mostrar al usuario el modo de operar del moderno equipo de medición se dejarán instalados por un determinado lapso de tiempo los medidores electromecánicos. Es una forma de comprobar realmente el funcionamiento de los equipos. Podríamos considerar que este período de monitoreo servirá como una evaluación de la puesta en marcha del proyecto. Este período de constatación se denomina período de prueba.

CONCLUSIONES

Una vez que se concluyó el trabajo investigativo referente a la implementación de un proyecto para la reducción de pérdidas no técnicas se procedió a citar las conclusiones más importantes dentro del mismo.

1. EMELGUR S.A. pierde grandes cantidades de energía y de dinero por no implementar un programa real de reducción de pérdidas de energía. La ciudadela “El Recreo” es un foco de pérdidas de energía que debería

ser tratado de manera diferente al resto de la población. Es importante que se implante un plan piloto de reducción de pérdidas no técnicas o negras, cualquiera que este sea. Más allá de los análisis respectivos es momento de tomar acciones y de manera urgente.

2. El hurto de energía, ya sea de manera directa en usuarios sin medidor o a través de infracciones en los equipos de medición o desvío de la energía, provoca desbalances energéticos que inciden en la facturación de la Empresa. En la subestación que fue analizada se observó un déficit de facturación cercano al 45%. Estos valores reflejan la situación que atraviesa la Empresa y los controles que tienen sus clientes. A nivel de Directorio y administradores debe existir la vocación de cambios ya que con estos índices alguna acción se debería tomar. No en vano el CONELEC le retiró la concesión.
3. Es momento de concientizar el problema por el que atraviesa EMELGUR S.A.. Esta Empresa mantuvo una huelga de trabajo que duró más de dos meses la misma que perjudicó de forma considerable a los abonados que no tenían un lugar donde ir para solicitar algún servicio o reclamo.
4. Los compromisos adquiridos con muchas personas que ayudaron en *la campaña* incrementan de manera desmedida el personal de la Empresa y al final no aportan nada al desarrollo de la misma. Lo único que hacen es elevar los valores que se pagan por sueldos.
5. Con una privatización de la Empresa, ocurrirían cambios estructurales de fondo que modernizarían ciertas áreas claves dentro de la misma como son los procesos comerciales. El nuevo dueño obligadamente tendría que realizar cambios, de lo contrario, la inversión hecha no se justificaría y la Empresa seguiría teniendo pérdidas.
6. Las leyes en este país son confusas y contradictorias. Empantanar todo proceso encaminado al servicio de la comunidad. La legalización de este proyecto no impide la implementación del mismo. No hay políticas

claras y a nadie le importa darlas a conocer. Como ejemplo de lo manifestado se puede notar que en el artículo # 8 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico se habla de la energía eléctrica como un *bien estratégico*, además de citar al Código Civil y la Ley de Seguridad Nacional.

7. La implementación de un plan piloto de reducción de pérdidas genera un ahorro en la compra de energía y promueve una disminución del costo por las pérdidas no técnicas, aparte de percibir un aumento en la recaudación gracias a la facturación no registrada de los usuarios conectados directamente a la red.
8. El sistema de distribución actual está desactualizado. Es necesario realizar un rediseño general de circuitos primarios y secundarios. La postería y los herrajes deberían tener un mantenimiento.

REFERENCIAS

Nicolás Andrade, Gustavo Morales. ***“IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS UN ÁREA URBANO MARGINAL PARTIENDO DE UN ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS”*** (Tesis, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Computación, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2000)