

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES DE
LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL PARA EL
PERIODO 2009 – 2020”**

EXAMEN DE GRADO (COMPLEXIVO)

Previa a la obtención del grado de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

MARIO ALBERTO REINOSO LÓPEZ

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2015

AGRADECIMIENTO

Mis más sinceros agradecimientos a al cuerpo docente de la ESPOL-FIEC que de alguna manera contribuyeron con mi formación académica y profesional, en particular a quienes me ayudaron y apoyaron para llevar a feliz término el examen complejo previo a la obtención del título.

También, a los ingenieros de la Empresa Eléctrica de Guayaquil quienes colaboraron conmigo proporcionándome la información requerida, y especialmente al Ing. Efraín Véliz Arreaga quien me dio su aval, para la elaboración del presente documento.

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mi esposa y a mi hijo, por su amor, paciencia y comprensión.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Fernando Vaca

PROFESOR DELEGADO

POR LA UNIDAD ACADÉMICA FIEC

Ing. Jonathan Moncada

PROFESOR DELEGADO

POR LA UNIDAD ACADÉMICA FIEC

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en este Informe me corresponde exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

Mario Alberto Reinoso López

RESUMEN

El presente documento constituye un informe del proyecto profesional relativo al “PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL PARA EL PERIODO 2009 – 2020”

Dicho plan fue elaborado con la finalidad de reducir las pérdidas de energía de la Empresa Eléctrica de Guayaquil, en aquel entonces empresa de carácter privado denominada Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, CATEG, desde un valor de 21,10% registrado en Diciembre del 2008 hasta un valor de 13,5% al final del año 2020.

Para el efecto, el Plan se centró en las pérdidas no técnicas o negras, las mismas que a finales del mencionado año 2008 representaban el 60% de las pérdidas totales y tomó en consideración las inversiones que la Empresa estaba en posibilidad de hacer en el período proyectado así como las acciones que debería realizar para lograr el objetivo propuesto.

Los resultados obtenidos al aplicar las acciones propuestas en el Plan superaron las expectativas debido principalmente a los siguientes factores: 1) A partir de Junio del 2009 la Empresa fue declarada empresa pública; 2) En calidad de empresa pública, la Empresa ha podido realizar mayores inversiones que las proyectadas; 3) El porcentaje de las pérdidas se vio afectado por el reingreso de los denominados Grandes Consumidores a la facturación de la Empresa.

En todo caso, los planes anuales que elabora la Empresa Eléctrica hasta la presente fecha se siguen basando, con algunas variaciones debido a los avances tecnológicos, en las acciones descritas en el referido Plan.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
TRIBUNAL DE SUSTENTACION.....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA.....	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xii
INTRODUCCIÓN.....	xiii
CAPÍTULO 1.....	1
METODOLOGÍA O SOLUCIÓN TECNOLÓGICA IMPLEMENTADA..	1
1.1 Línea base del Proyecto.....	1
1.2 Marco legal.....	2
1.3 Determinación del porcentaje de pérdidas por grupos de consumidores.....	3
1.3.1 Consumidores de zonas masivas.....	3

1.3.2	Grandes Clientes.....	5
1.4	Acciones propuestas para reducir las pérdidas.....	5
1.5	Medios de verificación y control.....	8
1.6	Personal, equipos y materiales.....	9
1.6.1	Personal.....	9
1.6.2	Equipos.....	10
1.6.3	Materiales.....	10
1.7	Cronograma de ejecución del Proyecto.....	10
CAPÍTULO 2.....		12
RESULTADOS OBTENIDOS.....		12
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		18
BIBLIOGRAFÍA.....		22

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Comparación entre los porcentajes de pérdidas obtenidos con los
proyectados.....13

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla #1: Porcentajes de pérdidas Proyectados Vs. Obtenidos.....13

Tabla #2: Disminución promedio mensual de la Energía entregada a Terceros.....17

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: Balance de Energía-Metodología aprobada por el CONELEC para medir gestión de empresas distribuidoras.....	24
ANEXO 2: Cronograma de reducción de pérdidas esperado.....	27
ANEXO 3: Cronograma de inversiones.....	28
ANEXO 4: Relación entre las principales acciones tomadas con los porcentajes de pérdidas obtenidos.....	29

INTRODUCCION

El problema de las pérdidas de energía de la Empresa Eléctrica de Guayaquil, ahora CNEL-UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL, data desde los años 1980 en adelante, y fue motivado principalmente por: 1) El hecho de que la antigua Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., concesionaria de la distribución y comercialización de la energía en la ciudad de Guayaquil tuviera una rentabilidad fija garantizada que orientaba a la Empresa, más hacia dar un buen servicio al consumidor que hacia disminuir y controlar las pérdidas de energía; 2) la inestabilidad administrativa de la Empresa a la que se vio sometida particularmente desde el año 1982 cuando el gobierno ecuatoriano anunció su intención de terminar el contrato de concesión con la distribuidora y que continuó hasta que tomó control a partir del año 2009; dicha inestabilidad ocasionó frecuentes cambios en los más altos cargos de responsabilidad afectando la operación normal; 3) el crecimiento sin planificación de los sectores marginales de la ciudad debido a las invasiones de terrenos, que ocasionó que los usuarios se conectaran directamente, sin el respectivo medidor, a las redes de la Empresa; 4) El incremento paulatino de las tarifas de la energía eléctrica que ha encarecido las facturas por consumo de energía eléctrica; este punto fue un buen incentivo particularmente para que los consumidores de mayor consumo, entre ellos los de carácter comercial e industrial se dieran modos de alterar los equipos de medición.

Por supuesto también se suma a dichos factores la corrupción manifiesta en cierto personal de la Distribuidora que se presta para alterar los equipos de medición de los consumidores o realizar conexiones clandestinas.

Con el fin de dar solución a este problema que hacía ineficiente a la Empresa Eléctrica de Guayaquil, y ante el apremio del organismo de control CONELEC, se elaboró el proyecto denominado "PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL PARA EL PERIODO 2009 - 2020"

En dicho Plan se establece como objetivo el de reducir las pérdidas totales ponderadas a doce meses, según la metodología de cálculo del organismo de control, desde un valor de 21,10% que se registró en Diciembre del 2008 hasta 13,5% al final del año 2020 en consideración de la inversiones que la Empresa estaba en condiciones hacer. Dado que las pérdidas no técnicas resultaban ser del orden del 60% de las pérdidas totales, el plan está orientado principalmente a la reducción y control de aquellas.

En el capítulo 1 del presente documento se describe la metodología propuesta en el Plan que incluye: Las herramientas tecnológicas, básicamente de información, para identificar las pérdidas por sectores; el procedimiento para localizar y corregir las irregularidades detectadas que influyen en las pérdidas, las unidades de campo requeridas, así como los medios de monitoreo y control.

En el capítulo 2, se compara los resultados proyectados con los resultados obtenidos hasta Diciembre del 2014, 6 años después del inicio del Plan. De dicha comparación se infiere que: 1) Los resultados superan las expectativas del Plan, y 2) Las acciones propuestas en el Plan tuvieron el efecto deseado, a saber, que se reduzcan las pérdidas.

En este capítulo también se explica las razones por las cuales se dieron estos resultados tan positivos, que tienen que ver principalmente con las inversiones realizadas.

Como parte final del documento se hacen varias conclusiones y recomendaciones referentes al tema tratado.

CAPÍTULO 1

METODOLOGÍA O SOLUCIÓN TECNOLÓGICA IMPLEMENTADA

Este capítulo describe la metodología propuesta en el Plan que incluye: Las herramientas tecnológicas, básicamente de información, para identificar las pérdidas por sectores; el procedimiento para localizar y corregir las irregularidades detectadas que influyen en las pérdidas, las unidades de campo requeridas, así como los medios de monitoreo y control.

1.1 Línea base del Proyecto

Partiendo de los valores de pérdidas descritos en el Anexo 1 y tomando en cuenta los sectores en los cuales se implantó el Proyecto, éste se definió bajo las siguientes premisas:

- Los trabajos planificados son realizados partiendo de los sectores de la ciudad que presentan mayor consumo promedio y mayores pérdidas de energía.

- Se utiliza la infraestructura existente conformada por los controladores de circuitos.
- La recuperación de las pérdidas está basada en los registros de consumo y estadísticas de la Empresa obtenidos del Sistema de Facturación, en la proyección de la energía que ingresa al área de concesión y en la productividad promedio del personal a cargo de las inspecciones y normalizaciones.
- La Metodología utilizada para evaluar la gestión de recuperación de las pérdidas incluye la energía consumida por los Grandes Consumidores a fin de minimizar la variación que se produce en el porcentaje de pérdidas por su salida o entrada a la Empresa.
- Los sectores son trabajados por contratistas. Los Contratistas proporcionan unidades, cada una equipada y conformada por dos electricistas y una camioneta.
- La Empresa realiza las inversiones requeridas en el personal y los materiales que se necesitan para normalizar los suministros eléctricos, básicamente del porcentaje asignado a la distribuidora correspondiente al Valor Agregado de Distribución (VAD).
- Se establecen los medios de verificación y control para monitorear las pérdidas en los sectores trabajados a fin de que no se vuelvan a producir pérdidas en los mismos.

1.2 Marco legal

El proyecto fue elaborado tomando en consideración las Leyes vigentes relacionadas con el tema, básicamente la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, la Ley de Defensa del Consumidor y la Constitución.

1.3 Determinación del porcentaje de pérdidas por sectores o grupos de consumidores

Para determinar el porcentaje de pérdidas de los sectores debe diferenciarse entre consumidores de zonas masivas y “Grandes Clientes” pues los métodos para dicha determinación difieren.

1.3.1 Consumidores de zonas masivas

La Empresa, desde el año 2003 emprendió la instalación de los Controladores de Circuitos, esto es, medidores de medición indirecta en baja tensión, en cada uno de los transformadores de distribución que alimentan los circuitos secundarios. Para inicios del año 2009 ya habían instalados más de 10.000 de dichos medidores.

Para establecer los porcentajes de pérdidas en el grupo de consumidores masivos se utilizó la información del Sistema Comercial de la Empresa, específicamente del denominado Módulo de Controladores de Circuitos el cual proporciona, por diferencia entre el Controlador y los medidores de los usuarios, las pérdidas de energía del circuito.

Como cada Controlador de Circuito, así como sucede con cada consumidor, es localizado en el Sistema Comercial de la Empresa por una ruta que establece: el ciclo o plan de facturación, la zona geográfica, la subzona, la sección y el orden, y por otra parte, cada medidor de los consumidores se encuentra vinculado al controlador de circuito donde están conectados; identificando y agrupando los circuitos de cada zona, se puede obtener el porcentaje de pérdidas por sectores.

La información disponible a inicios del año 2009 arrojó los siguientes datos:

Zonas de facturación 50, 70, 77, 81, 83, 85, 86, 90, 91: estas zonas representaban 144.948 clientes, el 29.49% del total de clientes de ciclos masivos de la CATEG con el 2,00% de las pérdidas ponderadas; y agrupaban clientes de ciudadelas de clase media y alta.

Zonas de facturación 29, 33, 34, 38, 42, 46, 54, 58, 62, 66: estas zonas representaban 65.353 clientes y el 13.28% del total de clientes de ciclos masivos de la CATEG, con el 2,00% de las pérdidas ponderadas; y agrupaban clientes de sectores formales medio y alto del centro y oeste de la ciudad.

Zonas de facturación 1, 5, 9, 12, 13, 15, 17, 21, 25, 71, 72, 74, 88, 89, 98, 99 : estas zonas representaban 281.662 clientes, el 57.25% del total de clientes de ciclos masivos de la CATEG y el 8.00% de las pérdidas ponderadas; y agrupaban clientes de ciudadelas de clase media y alta.

Representaban los clientes del oeste de la ciudad (suburbio) y los barrios populares (marginales).

1.3.2 Grandes Clientes

En el caso de los grandes clientes, estos estaban agrupados en las zonas de facturación 30, 31, 32, 35, 36, 37, 82, 92, 93, 95: estas zonas representaban 10.896 clientes y el 52,29% de la facturación total de la CATEG. Estos clientes son los industriales y comerciales de la ciudad sumados a clientes que estratégicamente se habían incluido en este grupo. Las pérdidas estimadas no eran mayores que el 1%.

La estimación de las pérdidas en este grupo de consumidores se basó en los datos obtenidos de la energía “recuperada” por concepto de infracciones y otras irregularidades, esto es, debido al hurto de energía por manipulación de los equipos de medición, conexiones clandestinas y daño en los equipos de medición.

1.4 Acciones propuestas para reducir las pérdidas no técnicas

El Plan propuso las siguientes acciones con el fin de reducir las pérdidas:

- **Revinculación de los circuitos.** Esta es una acción previa al proceso de las inspecciones. Permite determinar con mayor exactitud el porcentaje de pérdidas para decidir si es necesario emplear los recursos en determinado circuito.

- **Inspección y normalización de los circuitos con mayores pérdidas, comenzando por las zonas de mayor consumo.** En este punto, el Plan proponía que se empezara por los dos primeros grupos descritos en el subcapítulo anterior, que incluyen los consumidores de nivel medio y alto de la ciudad.

La razón por la cual se decidió iniciar los trabajos de la manera indicada es que para estos grupos de consumidores se requieren menores recursos para su normalización; al tratarse de consumos relativamente altos, la recuperación de la energía es mucho más rápida que si se trabajara con pequeños consumidores. Con el tiempo se abarcaría al resto de consumidores de más bajos consumos incluyendo los sectores marginales.

- **Inspección periódica de los consumidores de mayor consumo con registro de demanda con tarifas Industrial y Comercial (grandes clientes), así como aquellos consumidores de tipo residencial con acometidas en medida tensión, hasta abarcar la totalidad de ellos.** Esta medida es necesaria en vista de que la pérdida de energía, ya sea que se produzca por alguna infracción cometida o por un daño en el equipo de medición, es grande e incide considerablemente en las pérdidas totales de la Empresa.
- **Cambio de medidores obsoletos.** Cabe mencionar que a inicios del año 2009 todavía existían instalados alrededor de 50.000 medidores obsoletos. La identificación de dichos medidores se la hizo tomando en cuenta su numeración, la misma que tiene relación con el año en que fueron instalados.

- **Cambio de los medidores de los grandes clientes con tarifa Industrial y Comercial por otros con registro de “tiempo de uso” TOU y puertos de comunicación.** La meta es tener la posibilidad de registrar el perfil de carga de dichos clientes, ya sea extrayendo la información con una laptop o haciendo uso de las telecomunicaciones. Ya para el año 2009 los consumidores que disponían de mediciones indirectas, en su mayoría tenían medidores de las características propuestas.
- **Contratación de los denominados “Servicios Vivos”.** Dicho servicio se refiere al procedimiento que implementó la Empresa para no retirar los medidores cuando un consumidor solicita la terminación del contrato de suministro. En estos casos, limitados principalmente a los suministros en edificios y centros comerciales, el servicio es suspendido tan solo en el disyuntor principal, de tal manera que cuando un usuario diferente al que originalmente usaba el servicio lo reconecta sin haberlo contratado, esto se refleja en el Sistema Comercial al tiempo en que el lector de la Empresa le toma lectura al medidor y se registra el dato. El Plan considera entonces el monitoreo en el Sistema Comercial de dichos servicios con el fin de regularizar la situación del cliente y cobrar la energía medida y no facturada, evitando la pérdida de energía. Dichos medidores en el sistema de “Servicios Vivos” se lo denomina “Medidor de Control”.
- **Cambio de los conductores aéreos desnudos de la red de baja tensión por conductores preensamblados** en los sectores en los que con mayor frecuencia los usuarios se conectan clandestinamente a la red; estos son principalmente sectores populares y marginales.
- **Ejecución de los proyectos FERUM.** Para el 2009 todavía la Empresa podía ejecutar estos proyectos con fondos provenientes del

Fondo para Electrificación Rural y Urbano-Marginal. El Proyecto considera la realización de dichos proyectos que consisten en instalar las redes eléctricas de distribución para incorporar la cantidad de clientes aprobada en el mismo.

- **Auditoría del Alumbrado Público y otros elementos conectados a la red secundaria de distribución.** Cabe mencionar que aunque la Empresa lleva el control de la cantidad de luminarias y su potencia con el fin de facturar el consumo a través de la tasa correspondiente, hay que considerar que existe la arbitrariedad de algunas personas que instalan luminarias y las conectan a la red sin conocimiento de la Empresa. Lo mismo sucede con las vallas y los letreros luminosos, así como equipos de empresas dedicados a brindar servicios por cable.
- **Registro de las acciones ejecutadas en los operativos.** Todas las acciones y la información pertinente quedan registradas en el Sistema Comercial de la Empresa. Esto permite contar con un historial de los consumidores y prestar mayor atención a los que son reincidentes en cometer infracciones.
- **Liquidación y facturación de infracciones-** Con la información de las infracciones y/o anomalías reportadas en las fichas de inspección, se liquida y factura los valores correspondientes a la energía recuperada y a las sanciones aprobadas en la Ley.

1.5 Medios de verificación y control

El cumplimiento de las acciones y los resultados de la ejecución del Proyecto es controlado y monitoreado por la Empresa por una parte mediante fiscalizadores y por otra con el Módulo de Vinculación de Circuitos y los reportes del Sistema Comercial.

Entre estos últimos, se monitorean los referentes a: 1) los Medidores de Control con consumo (Servicio Vivo); 2) Los clientes con novedades de facturación tales como: Clientes con consumo cero, con consumo promedio o estimado, y consumidores con Medidores fuera del sistema de facturación, esto es, aquellos que aparecen en los listados de los lectores pero no están registrados en el Sistema y; 3) otras novedades que puede determinar un lector por simple observación, tales como: medidor virado, sello roto o alterado, acometida perforada, etc.

Dicho monitoreo y control era realizado hasta el año 2009 por el Area de Control de Consumidores valiéndose de los programas diseñados para este propósito y el Plan para la reducción de pérdidas plantea la continuidad de dichas labores como medio de verificación y control de los resultados de la gestión.

1.6 Personal, equipos y materiales

A continuación se describe en términos generales las consideraciones del personal, los equipos y los materiales tomados en cuenta para la ejecución del Plan.

1.6.1 Personal

El Proyecto contempla un plan de trabajo con la participación de Contratistas a quienes se entrega la concesión de las zonas que deben trabajar.

Se prevé que cada contratista provea las unidades conformadas por vehículos completamente equipados y el personal técnico calificado necesario para cubrir todas las tareas descritas en el presente proyecto y lograr las metas propuestas. Cada unidad es conformada por dos electricistas y una camioneta.

Con el fin de controlar las labores que realicen los contratistas y evaluar el trabajo de campo, la Empresa provee fiscalizadores para cada uno de ellos.

1.6.2 Equipos

Puesto que el personal que realiza las inspecciones es contratado y es supervisado por personal de la Empresa, las unidades contratadas disponen de los equipos y herramientas necesarios para su trabajo, tales como: amperímetro, cronómetro, escaleras, caimanetes, cortadoras, etc. así como de los accesorios de seguridad industrial.

1.6.3 Materiales

Los materiales utilizados en los operativos de cada zona están incluidos en los costos de operación y mantenimiento de la Empresa y los fondos necesarios provienen del VAD que le corresponde a la Empresa.

1.7 Cronograma de ejecución del Proyecto

El Proyecto fue elaborado para ser ejecutado en el lapso comprendido entre los años 2009 y 2020. El Anexo 2 muestra el cronograma de la reducción de las

pérdidas esperada con la aplicación de las acciones descritas en el Proyecto para cada uno de los años y el Anexo 3 muestra el cronograma de inversiones estimadas para llegar al porcentaje de pérdidas propuesto.

CAPÍTULO 2

RESULTADOS OBTENIDOS

La ejecución de las acciones contempladas en el Plan dio como resultado que las pérdidas de energía descendieran desde el 21,10% registradas en Diciembre del 2008 hasta el 11,39% en Diciembre del 2014, esto es seis años después, cuando lo esperado para ese año era 16%. En la Tabla #1 y la Figura 2.1 se compara los resultados obtenidos con los proyectados.

La ejecución de las acciones propuestas en el Plan fue inmediata aunque, al inicio del año 2009 se la hizo de manera parcial, puesto que en realidad eran las operaciones que se venían desarrollando desde el 2006 con la participación de unas pocas unidades contratadas. Los resultados definitivamente fueron positivos como

se puede observar en la curva de las pérdidas de la Figura 2.1 y en la Tabla #1, pero reflejan la poca inversión que la Empresa iba a realizar en el campo de la reducción de las pérdidas para el período proyectado.

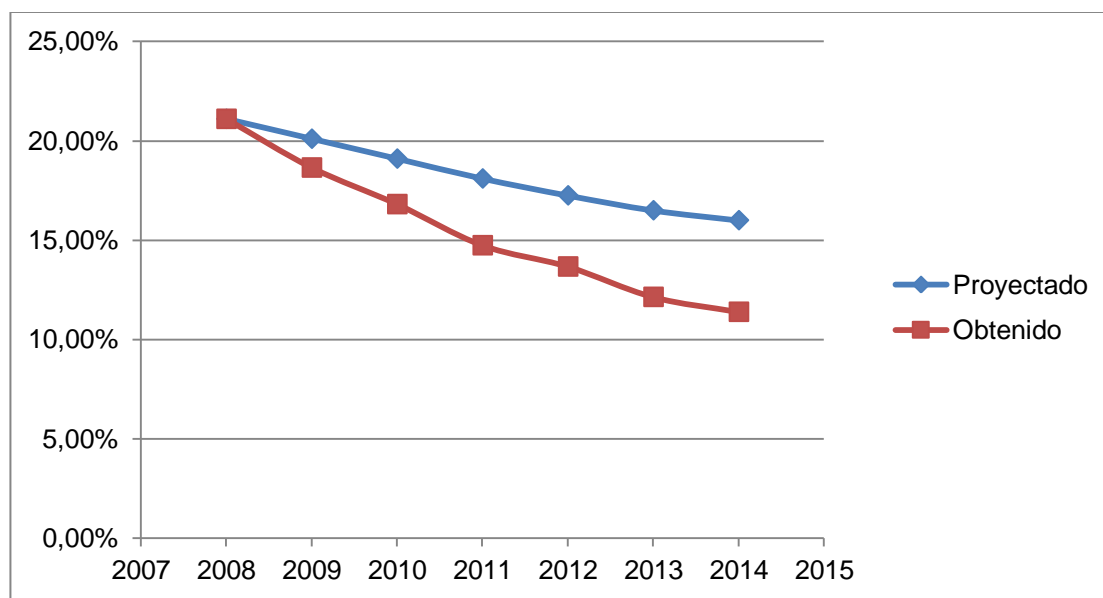


Figura 2.1: Comparación entre los porcentajes de pérdidas obtenidos con los proyectados [1][2]

AÑO	Proyectado	Obtenido
2008	21,10%	21,10%
2009	20,10%	18,65%
2010	19,10%	16,81%
2011	18,10%	14,74%
2012	17,25%	13,67%
2013	16,50%	12,14%
2014	16,00%	11,39%

Tabla #1: Porcentajes de pérdidas Proyectados Vs. Obtenidos [1][2]

En el año 2009, particularmente desde el segundo semestre, la Empresa incrementó considerablemente las unidades contratadas empezando un programa agresivo de reducción y control de las pérdidas no técnicas sacando a licitación la prestación de servicios técnicos especializados para lograr su objetivo. Tal es así que a partir de noviembre del 2010, 105 unidades pertenecientes a contratistas fueron incorporadas al programa que básicamente siguió los mismos lineamientos propuestos en el Plan presentado.

Como se mencionó, los resultados obtenidos superaron las expectativas del Plan por varias razones, a saber:

La Empresa cambió su carácter de “privado” a “público” a mediados del año 2009. Esto hizo posible que pudiera invertir mayor cantidad de recursos para reducir las pérdidas.

Se trabajó con mayor cantidad de unidades que las propuestas en el Plan. Originalmente se planteó que, como la Empresa tenía dificultades para invertir en el Proyecto, se contratarían inicialmente 37 unidades para laborar de manera continua y 60 unidades propias de la Empresa con electricistas calificados que normalmente trabajaban en áreas afines, colaborarían un día a la semana con las unidades contratadas. Pero, con las contrataciones que se iniciaron en noviembre del 2010, la Empresa ha podido contar permanentemente con 105 unidades.

La Empresa pudo normalizar mucho más rápidamente el sistema de medición de los consumidores con medidores obsoletos al contar con mayores recursos.

Utilizar los adelantos tecnológicos a los sistemas de medición de energía contribuyó a que bajaran las pérdidas mucho más rápidamente. Debido a la difícil situación financiera que atravesaba la Empresa como “privada”, y a la inestabilidad que se produjo al cambiar frecuentemente a sus directivos, las inversiones en tecnología para los equipos de medición solo se hacía para los grandes clientes con tarifas Industriales y Comerciales con registros de demanda y tiempo de uso, y esto con limitaciones; pero con la nueva administración pública fue posible invertir también en medidores electrónicos con telemetría y mecanismos de corte y reconexión remotos para unos cincuenta mil consumidores masivos residenciales y comerciales de los sectores de más altos consumos, lo cual ayudó a mejorar el control sobre ellos.

Desde noviembre del 2010 la Empresa intensificó los operativos de cambio de conductores de las redes aéreas desnudas por cables preensamblados, particularmente en los sectores populares y urbano-marginales donde hay mayor número de casos de conexiones directas a la red. Estos trabajos fueron incluidos en los contratos de prestación de servicios para reducir las pérdidas, aunque al tiempo en que se elaboró el Plan, había la insistencia de los directivos de otras áreas técnicas de la Empresa para que dichos trabajos solo fueran ejecutados por el Departamento de Distribución, a sabiendas de que dicho Departamento no tenía el personal suficiente para hacerlo, ni era su prioridad hacerlo. En todo caso, el Plan planteaba como acción, el cambio de los conductores mencionados, lo cual la Empresa sí hizo y con bastante impulso.

También es de tomar en cuenta el hecho de que desde el año 2009 en particular, los llamados “Grandes Consumidores”, esto es, aquellos consumidores que por sus

características estaban en condiciones de negociar contratos de compra venta de energía con los Generadores, así como algunos “Autoproductores”, regresaron a ser clientes de la Distribuidora. Esto obviamente tuvo incidencia en la disminución de las pérdidas dado que estas se calculaban en base a la fórmula:

$$\%Pérdidas = (1 - (\text{Energía Facturada} / \text{Energía disponible del distribuidor})) * 100$$

(2.1)

Si la “Energía disponible del distribuidor” aumenta por el reingreso de aquellos terceros, el porcentaje disminuye. Adicionalmente, la nueva metodología de cálculo considera en la fórmula la “energía disponible del Sistema” en vez de la “energía disponible del Distribuidor”, lo cual mejora el porcentaje calculado.

En la Tabla #2 se muestra cómo varió la energía entregada a terceros desde el año 2006 hasta el 2014.

AÑO	Promedio/mes de Energía entregada a terceros [MWH]
2006	28.451,33
2007	22.050,53
2008	16.365,81
2009	5.185,31
2010	4.658,06
2011	4.883,39
2012	4.760,67
2013	4.715,40
2014	4.105,33

Tabla #2: Disminución promedio mensual de la Energía entregada a Terceros

El resto de acciones descritas en el Capítulo #1 del presente documento y que formaron parte del Plan han sido y están siendo aplicadas por la Empresa para reducir y controlar las pérdidas de energía como se observa en el Anexo 4.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Diseñar y poner en ejecución un Plan para reducir y controlar las pérdidas de energía es indispensable para toda empresa dedicada a la distribución y comercialización de la energía eléctrica. Sin éste, cualquier operativo que se realice tendrá poco éxito pues como lo demuestra el análisis realizado en el presente documento, las acciones sostenidas en el tiempo son las que conducen a los resultados positivos deseados.
2. Antes de diseñar cualquier Proyecto o Plan para reducción y control de pérdidas es necesario identificar plenamente las causas que las motivan; esto con el fin

de direccionar los operativos hacia eliminar la fuente de las pérdidas y no desperdiciar recursos.

3. Trabajar con personal y unidades contratistas debidamente supervisado y fiscalizado, resulta más eficiente con respecto a la ejecución de los operativos destinados a lograr la reducción y control de las pérdidas que trabajar con empleados en relación de dependencia, pues en general como los contratistas facturan sus servicios de acuerdo a las tareas realizadas, buscan ser más productivos; por otra parte se evita distraer al personal de campo en otras actividades que no sean estrictamente las destinadas a reducir y controlar las pérdidas.
4. En todo plan de reducción y control de pérdidas debe incluirse la revisión periódica y permanente de los grandes clientes, aquellos que por sus características son los mayores consumidores de la Empresa, puesto que una falla en uno de los equipos de medición o alguna anomalía generada por el cliente con el fin de que no se registre su consumo puede producir pérdidas muy significativas. Específicamente se trata de los clientes con tarifas Industriales, Comerciales y otras, con registro de Demanda horaria y que obtienen el suministro en media tensión o baja tensión con equipos de medición indirecta.
5. Es indispensable que todo plan de reducción y control de pérdidas cuente con medios de verificación y control. El Plan elaborado para la Eléctrica de Guayaquil cuenta con dichos medios que son proporcionados por las diferentes aplicaciones del Sistema Comercial. Tales medios incluyen listados para

determinar el porcentaje de pérdidas que se producen en los circuitos secundarios de la red de distribución usando el Módulo de Controladores de Circuitos de tal manera que puede conocerse posteriormente si un trabajo de normalización se hizo adecuadamente; también se cuenta con listados para localizar a los clientes que tienen novedades de facturación que inciden en el incremento de las pérdidas, medidores fuera de sistema, medidores de control con consumo, etc.

Recomendaciones

1. Una vez elaborado el plan y haber sido puesto en ejecución, éste debe ser reajustado en la medida que se van desarrollando las acciones y obteniendo resultados; esto debido a que las circunstancias pueden cambiar de un momento a otro como sucedió con la Empresa Eléctrica de Guayaquil, que al cambiar su carácter de privado a público, tuvo mayores recursos para ejecutar el Plan superando las expectativas del mismo; así mismo, al reingresar los grandes consumidores como clientes de la Distribuidora automáticamente mejoró el índice de pérdidas.
2. Si bien es cierto que los resultados obtenidos desde el inicio de la ejecución del Plan propuesto han sido positivos, no es menos cierto que la Empresa debe continuar con el proceso de reducir aún más sus pérdidas negras para luego o simultáneamente dar atención a las pérdidas técnicas, puesto que éstas son reconocidas por el Organismo de Control en el 8,77% para fines del año 2014, un valor relativamente alto para el sistema de distribución de la ciudad de Guayaquil.

3. Dado que, tanto los grandes clientes con tarifas Industrial y Comercial así como en general los consumidores de los estratos medio y alto están siendo muy bien controlados hasta fines del año 2014, es necesario continuar los trabajos descritos en el Plan en los sectores populares y urbanos marginales donde hay todavía bastante informalidad para proveerse del suministro eléctrico, principalmente reemplazando los conductores desnudos de las redes secundarias aéreas por conductores preensamblados y brindando mayores seguridades a los medidores.
4. Como medida coadyuvante es necesario exigir al área de Cortes y Reconexiones que ejecutan estas operaciones para recuperar los valores facturados a los deudores, que dichas operaciones sean realizadas en los puntos de conexión de la acometida con la red pública y no en los medidores. Primero, porque de esa manera se le dificulta al deudor que se reconecte por su cuenta, y segundo porque de ese modo no se afectan los elementos de seguridad colocados en los medidores.
5. Aunque es posible continuar bajando el porcentaje de pérdidas de la Empresa, ésta deberá evaluar hasta qué valor le es rentable hacerlo, puesto que como es obvio, mientras más bajo sea dicho porcentaje mayor inversión habrá que hacer para conseguir tal reducción. En todo caso, si la Empresa decidiera que ha llegado al valor deseado, todavía deberá elaborar planes que contemplen acciones que le permitan controlar las pérdidas lo cual requerirá de los mismos elementos descritos en el Plan propuesto.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Jefatura de Recuperación de Pérdidas Comerciales, CNEL Unidad de Negocio Guayaquil, Balance de Energía-Metodología aprobada por el CONELEC para medir gestión de empresas distribuidoras, Enero 2015

[2] CORPORACIÓN PARA LA ADMINISTRACIÓN TEMPORAL ELECTRICA DE GUAYAQUIL, CATEG, Plan de Reducción de Pérdidas Comerciales de la Empresa Eléctrica de Guayaquil para el período 2009 - 2020, Abril 2009.

[3] CNEL EP-UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAQUIL, Taller Regional Intercambio de Experiencias en la Reducción de Pérdidas Eléctricas – Quito Enero 2015.

ANEXOS

ANEXO 1

**BALANCE DE ENERGÍA – METODOLOGÍA APROBADA
POR EL CONELEC PARA MEDIR GESTIÓN DE EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS [1]**

Año (1)	Mes (2)	Disponible Sistema (MWh)	Disponible Distribuidor (MWh)	Facturada (MWh)	Pérdidas Distribuidor (MWh)	Pérdidas Distribuidor (%)	Pérdidas Distribuidor Ponderadas 12 meses (%) AÑO MOVIL
2008	Dic	381.045	371.785	277.478	94.307	24,75%	21,10%
2009	Ene	372.998	366.346	294.490	71.857	19,26%	20,92%
2009	Feb	342.875	336.905	284.743	52.162	15,21%	20,43%
2009	Mar	398.400	391.609	306.076	85.533	21,47%	20,12%
2009	Abr	390.445	385.470	309.035	76.435	19,58%	19,84%
2009	May	389.946	384.563	310.663	73.900	18,95%	19,82%
2009	Jun	369.283	364.288	302.473	61.815	16,74%	19,57%
2009	Jul	374.470	369.556	297.535	72.021	19,23%	19,16%
2009	Ago	369.707	364.814	297.206	67.608	18,29%	19,05%
2009	Sep	363.464	359.459	288.230	71.230	19,60%	19,12%
2009	Oct	374.916	370.446	307.047	63.398	16,91%	18,88%
2009	Nov	326.724	322.434	280.374	42.061	12,87%	18,69%
2009	Dic	378.059	373.173	281.103	92.071	24,35%	18,65%
2010	Ene	384.525	379.854	298.187	81.667	21,24%	18,82%
2010	Feb	364.819	360.439	312.105	48.334	13,25%	18,64%
2010	Mar	428.188	422.962	323.204	99.758	23,30%	18,83%
2010	Abr	418.394	413.545	348.154	65.391	15,63%	18,48%
2010	May	415.349	410.533	334.507	76.026	18,30%	18,42%
2010	Jun	380.913	376.198	318.428	57.769	15,17%	18,28%
2010	Jul	379.398	374.990	315.144	59.846	15,77%	18,00%
2010	Ago	371.710	367.278	312.243	55.035	14,81%	17,72%
2010	Sep	371.267	366.794	306.183	60.611	16,33%	17,46%
2010	Oct	384.526	380.092	320.122	59.970	15,60%	17,34%
2010	Nov	360.091	355.805	307.512	48.293	13,41%	17,35%
2010	Dic	394.800	389.591	320.065	69.526	17,61%	16,81%

Año (1)	Mes (2)	Disponible Sistema (MWh)	Disponible Distribuidor (MWh)	Facturada (MWh)	Pérdidas Distribuidor (MWh)	Pérdidas Distribuidor (%)	Pérdidas Distribuidor Ponderadas 12 meses (%) AÑO MOVIL
2011	Ene	414.609	409.832	324.386	85.446	20,61%	16,78%
2011	Feb	384.537	380.215	338.135	42.080	10,94%	16,58%
2011	Mar	442.481	437.488	351.746	85.742	19,38%	16,23%
2011	Abr	420.747	415.770	357.204	58.566	13,92%	16,08%
2011	May	431.385	426.326	373.047	53.278	12,35%	15,54%
2011	Jun	399.717	394.785	341.819	52.966	13,25%	15,38%
2011	Jul	392.595	387.623	335.418	52.205	13,30%	15,18%
2011	Ago	386.961	382.042	340.889	41.153	10,63%	14,84%
2011	Sep	380.526	375.849	322.963	52.886	13,90%	14,65%
2011	Oct	384.207	379.357	320.041	59.316	15,44%	14,64%
2011	Nov	383.566	378.829	325.490	53.339	13,91%	14,67%
2011	Dic	429.051	423.667	345.549	78.119	18,21%	14,74%
2012	Ene	409.796	404.803	355.397	49.407	12,06%	14,01%
2012	Feb	381.802	377.342	338.483	38.860	10,18%	13,96%
2012	Mar	446.267	441.463	365.585	75.878	17,00%	13,74%
2012	Abr	436.224	431.683	372.078	59.605	13,66%	13,72%
2012	May	455.123	450.420	389.669	60.751	13,35%	13,80%
2012	Jun	424.331	419.798	373.550	46.248	10,90%	13,60%
2012	Jul	410.032	405.332	339.822	65.510	15,98%	13,82%
2012	Ago	401.975	397.533	358.940	38.593	9,60%	13,73%
2012	Sep	389.738	385.273	319.966	65.307	16,76%	13,95%
2012	Oct	409.904	405.033	348.400	56.632	13,82%	13,83%
2012	Nov	403.865	398.839	344.867	53.972	13,36%	13,78%
2012	Dic	431.204	425.615	352.829	72.785	16,88%	13,67%

Año (1)	Mes (2)	Disponible Sistema (MWh)	Disponible Distribuidor (MWh)	Facturada (MWh)	Pérdidas Distribuidor (MWh)	Pérdidas Distribuidor (%)	Pérdidas Distribuidor Ponderadas 12 meses (%) AÑO MOVIL
2013	Ene	448.919	444.141	386.977	57.164	12,73%	13,72%
2013	Feb	403.403	399.101	364.677	34.425	8,53%	13,57%
2013	Mar	455.519	450.598	381.994	68.605	15,06%	13,40%
2013	Abr	462.039	457.018	390.334	66.683	14,43%	13,47%
2013	May	445.756	440.540	386.484	54.056	12,13%	13,37%
2013	Jun	398.980	394.700	354.662	40.038	10,04%	13,31%
2013	Jul	402.783	398.574	346.476	52.098	12,93%	13,07%
2013	Ago	415.408	410.786	363.988	46.798	11,27%	13,19%
2013	Sep	409.663	405.170	364.231	40.938	9,99%	12,66%
2013	Oct	428.979	424.261	373.317	50.944	11,88%	12,50%
2013	Nov	423.300	418.408	370.688	47.721	11,27%	12,33%
2013	Dic	455.469	450.337	384.434	65.903	14,47%	12,14%
2014	Ene	465.527	460.941	401.059	59.882	12,86%	12,16%
2014	Feb	425.120	420.882	370.735	50.147	11,80%	12,41%
2014	Mar	481.316	476.242	406.975	69.267	14,39%	12,36%
2014	Abr	478.190	473.127	418.915	54.212	11,34%	12,08%
2014	May	484.749	479.795	424.356	55.439	11,44%	12,02%
2014	Jun	457.605	454.055	408.034	46.021	10,06%	12,00%
2014	Jul	458.125	454.503	400.401	54.101	11,81%	11,91%
2014	Ago	440.263	436.709	398.087	38.621	8,77%	11,71%
2014	Sep	428.134	424.614	379.482	45.133	10,54%	11,75%
2014	Oct	449.543	445.992	393.073	52.920	11,77%	11,74%
2014	Nov	440.286	436.812	398.238	38.574	8,76%	11,53%
2014	Dic	482.170	478.092	416.848	61.245	12,70%	11,39%

ANEXO 2

Cronograma de reducción de Pérdidas esperado [2]

AÑO	ENERGÍA ANUAL DISPONIBLE PARA EL DISTRIBUIDOR (MWH)	PERDIDAS TOTALES %	PORCENTAJE DE RECUPERACIÓN (%)			RECUPERACIÓN DE ENERGÍA (MWH)		
			ZONA FORMAL + INDUSTRIALES (1)	ZONAS CARENCIADAS (2)	TOTAL	ZONA FORMAL + INDUSTRIALES	ZONAS CARENCIADAS (FERUM)	TOTAL
2008	4.041.184	21,10%						
2009	4.649.898	20,10%	0,90%	0,10%	1,00%	41.849,08	4.649,90	46.498,98
2010	4.872.015	19,10%	0,80%	0,20%	1,00%	38.976,12	9.744,03	48.720,15
2011	5.105.406	18,10%	0,75%	0,25%	1,00%	38.290,55	12.763,52	51.054,06
2012	5.350.072	17,25%	0,60%	0,25%	0,85%	32.100,43	13.375,18	45.475,61
2013	5.606.011	16,50%	0,50%	0,25%	0,75%	28.030,06	14.015,03	42.045,09
2014	5.873.225	16,00%	0,25%	0,25%	0,50%	14.683,06	14.683,06	29.366,13
2015	6.151.713	15,50%	0,25%	0,25%	0,50%	15.379,28	15.379,28	30.758,57
2016	6.441.476	15,00%	0,25%	0,25%	0,50%	16.103,69	16.103,69	32.207,38
2017	6.742.512	14,50%	0,25%	0,25%	0,50%	16.856,28	16.856,28	33.712,56
2018	7.054.823	14,00%	0,25%	0,25%	0,50%	17.637,06	17.637,06	35.274,12
2019	7.378.408	13,75%	0,00%	0,25%	0,25%	0,00	18.446,02	18.446,02
2020	7.713.268	13,50%	0,00%	0,25%	0,25%	0,00	19.283,17	19.283,17
TOTAL 2009 - 2020			4,80%	2,80%	7,60%	259.905,62	172.936,22	432.841,83

ANEXO 3

CRONOGRAMA DE INVERSIONES [2]

DESCRIPCIÓN	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Unidades de normalización	37	50	63	76	89	102	115	128	141	154	167	180
Unidades operativas de áreas afines, "1 día por semana"	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Costo de la unidad	1.500,00	1.575,00	1.653,75	1.736,44	1.823,26	1.914,42	2.010,14	2.110,65	2.216,18	2.326,99	2.443,34	2.565,51
Costo mensual unidades	67.500,00	91.350,00	117.416,25	145.860,75	176.856,16	210.586,46	247.247,65	287.048,49	330.211,29	376.972,76	427.584,84	482.315,70
Costo de materiales/mes, adicionales a los costos de operación y mantenimiento ya considerados	76.550,54	71.079,71	71.110,33	71.142,49	71.176,25	71.211,71	71.248,93	71.288,02	71.329,06	71.372,15	71.417,40	71.464,91
Inversión mensual (\$)	144.050,54	162.429,71	188.526,58	217.003,24	248.032,41	281.798,16	318.496,58	358.336,50	401.540,35	448.344,91	499.002,24	553.780,61
Inversión anual (\$)	1.728.606,50	1.949.156,50	2.262.319,00	2.604.038,88	2.976.388,96	3.381.577,96	3.821.958,92	4.300.038,04	4.818.484,19	5.380.138,88	5.988.026,84	6.645.367,26

ANEXO 4

Relación entre las principales acciones tomadas con los porcentajes de pérdidas obtenidos [3]

