

NUEVOS METODOS DE EVALUACION DE PERDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Ing. Santiago Grijalva S.

Centro Nacional de Control de Energía / INECEL

Abstract

This paper represents an important advance in losses issues, as it introduces a complete methodology design to perform technical and non-technical losses assessment at primary feeder level. The philosophy of this study is based on knowing more about the characteristics of customer's load. It shows how to face the problem in a systematic way, making it possible to establish selective controls in the most critical phases of the energy distribution process.

Resumen

El trabajo intenta dar un paso importante en la problemática de pérdidas, al poner en consideración un diseño metodológico completo para la evaluación de pérdidas técnicas y no-técnicas a nivel de alimentadores primarios. La filosofía del estudio se basa en conocer con mayor profundidad las características y localización de la demanda del consumidor y de esta manera poder atacar el problema en forma sistemática, y establecer controles selectivos en las fases más críticas del proceso de comercialización de energía.

1. Introducción

Las pérdidas de energía eléctrica son un concepto de ingeniería que se refiere a dos cosas: la disipación de energía en los componentes de un sistema debido a fenómenos físicos y electromagnéticos, y la existencia de errores en los sistemas de recaudo de los ingresos correspondientes a la venta de energía. La primera se conoce como pérdidas técnicas o físicas y la segunda como pérdidas no-técnicas o negras. Las empresas eléctricas conocen el monto de sus pérdidas al realizar un balance que establece la diferencia entre la energía total suministrada a un sistema y la energía total facturada.

Las pérdidas en los sistemas eléctricos determinadas según las estadísticas, se puede decir son como un sumatorio de las ineficiencias, que a lo largo del tiempo se van produciendo y que revelan poco a poco las consecuencias de una serie de errores en los criterios aplicados en todas las fases del sistema, desde su conceptualización y su diseño, hasta su operación y administración, las cuales se vuelven más complicadas, a medida que aumenta el tamaño y la complejidad de los sistemas de distribución.

La evaluación de pérdidas es más complicada en los sistemas de distribución; en primer lugar, debido a la falta de información sobre las características del sistema eléctrico y en segundo lugar, porque es aquí donde se presentan las pérdidas negras. En el problema se hallan inmersas gran cantidad de variables que se relacionan en forma dinámica, y en donde intervienen casi todas las áreas organizativas de una empresa eléctrica, e incluso grupos y presiones externas a ella.

En el Ecuador, la mayoría de las Empresas Eléctricas presentan pérdidas mayores al 15%, respecto al 4% recomendado por los organismos internacionales. Frente a esto, se hace prioritaria la implementación de programas de evaluación y reducción de pérdidas que apunten al uso óptimo de los recursos energéticos.

Actualmente, los organismos internacionales y las empresas eléctricas trabajan en la temática de pérdidas en dos frentes: la obtención de diagnósticos globales de pérdidas, y, la inspección de abonados infractores de elevado consumo, en los cuales se puede obtener grandes recuperaciones de energía. El enfoque tiene el inconveniente de que la inspección de los abonados más grandes (tarifa de demanda), deja de lado el problema de que el monto mayor de pérdidas suman los consumidores más pequeños (tarifa de energía) y por otro lado, que no suministra suficiente información sobre la ubicación física de las pérdidas.

2. Diseño Metodológico

2.1 Tipo de Estudio

La presente metodología consiste en un conjunto de pasos y procesos para la obtención y tratamiento detallado de información, cuyo resultado es un cuadro que corresponde al balance energético completo de las transferencias de energía entre los componentes de un determinado alimentador. Una metodología para este tipo de estudios depende completamente de la información disponible o de las posibilidades de adquisición de la misma al interior de la Empresa Eléctrica.

El presente estudio se basa en la disponibilidad actual de información al interior de la EEQSA. La metodología corresponde a un estudio de caso, que se encarga del análisis de las pérdidas en un alimentador específico, sobre el cual

- Determinar los límites aproximados del alimentador primario, ubicando los de los circuitos secundarios.
- Desarrollar en base geográfica lotizada, un mapa que discrimine los usuarios del alimentador, recorriendo en campo los límites de los circuitos secundarios e identificando los lotes que se hallan dentro y fuera de la influencia de los circuitos, como en la Figura No 1.
- Obtener las rutas de lectura de medidores en la zona del alimentador y aledañas.
- Contrastar las rutas de lectura con los límites eléctricos del alimentador y determinar qué usuarios pertenecen al circuito. Con esto se determina que rutas son internas (están totalmente dentro del alimentador), externas (están completamente fuera del alimentador), o mixtas (tienen usuarios dentro y fuera del alimentador). Para determinar el consumo total, se suman los consumos de todos los usuarios de las rutas internas y una parte de los consumos de las rutas mixtas.
- Discriminar qué usuarios de cada ruta mixta pertenecen al alimentador, para lo cual es necesario acceder a la base de datos e identificar los usuarios limítrofes.
- Sumar los consumos de los usuarios. En la base de datos, los usuarios se localizan en registros en la misma secuencia en que se realiza la lectura de sus medidores en campo. Para sumar los consumos, se utilizan banderas en la base de datos aplicadas a los usuarios limítrofes. Existen dos tipos de banderas: la bandera de inicio, que se coloca en el primer usuario de la ruta de lectura que se encuentra dentro del alimentador cuando la ruta ingresa al primario; y, la bandera de fin que se coloca en el último usuario de la ruta que está dentro del alimentador, cuando la ruta sale del primario. Debido a que la ruta es direccional, únicamente se requiere solicitar que en la base de datos se sumen los consumos desde la bandera de inicio hasta la bandera de fin. Al sumar todos los consumos de todas las rutas en cuestión, se obtiene E_R . El procedimiento para determinar E_R se describe en la Figura No 2.

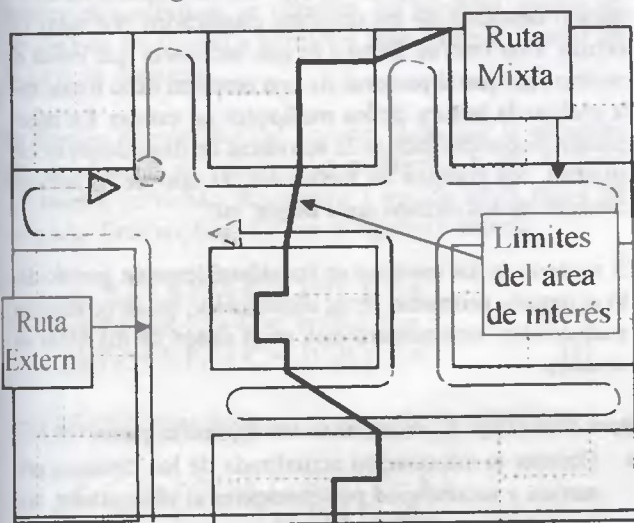


Figura No 1: Límites del Alimentador

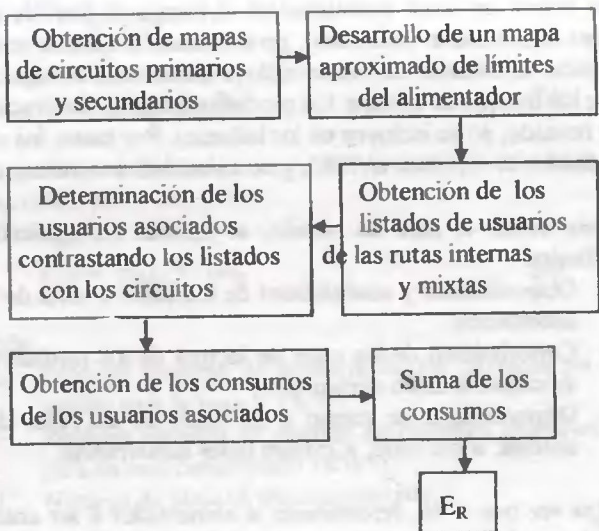


Figura No 2: Obtención de la Energía Registrada

2.4 Pérdidas Técnicas

Para determinar las pérdidas técnicas, se deben sumar las contribuciones de los valores de:

- Pérdidas en circuitos primarios, L_{TP} .
- Pérdidas en transformadores de distribución, L_{TT} .
- Pérdidas en circuitos secundarios, L_{TS} .
- Pérdidas en otros componentes, que incluye:
 - Consumo en alumbrado público, L_{TAP} .
 - Pérdidas en acometidas, L_{TAC} .
 - Pérdidas en contadores, L_{TCO} .

Circuitos Primarios: Las pérdidas en circuitos primarios se encuentran mediante *método exacto*, el cual requiere la determinación de una función de pérdidas de potencia activa por fase en función de la potencia activa de entrada al circuito primario (potencia de salida de la subestación, o curva de carga del día equivalente a nivel de la subestación). La función de tipo cuadrático, se encuentra al correr flujos para circuitos primarios al menos en tres ocasiones, utilizando como puntos de carga a los transformadores de distribución. La función de pérdidas de potencia activa en primarios es de la forma

$$W_{1j}(P_j) = A \cdot P_j^2 + B \cdot P_j + C \quad (3)$$

donde:

$W_{1j}(P_j)$: Pérdidas de potencia activa del circuito primario para la hora j .

P_j : Potencia activa de entrada al alimentador en el instante j , o potencia que entrega la subestación al alimentador (día equivalente).

A, B, C : Constantes de la función cuadrática.

Antes de correr los flujos se requiere:

- Obtener los parámetros eléctricos del circuito
- Obtener el valor de la demanda a nivel de transformadores de distribución.

se realiza un corte transversal en el tiempo al final de un mes seleccionado (mes base), para efectuar el balance energético. El balance resultante incluye únicamente el registro de los montos de energía: los procedimientos de facturación y recaudo, no se incluyen en los balances. Por tanto, los resultados se expresan en KWh y no en unidades monetarias.

Para definir el caso de estudio, se utilizan los siguientes criterios:

- Disponibilidad y confiabilidad de los datos a nivel de la subestación.
- Conocimiento de las rutas de lectura de los medidores asociados a dicho alimentador.
- Disponibilidad de acceso a los datos de las redes del sistema, sobre todo, si existen redes subterráneas.

Una vez que se ha determinado el alimentador a ser analizado, se define un mes base, para el cual se realizará el balance de energía. Durante este mes se realizarán las mediciones y se obtendrá la información correspondiente.

Para realizar el balance global del pérdidas del alimentador, se requiere resolver la ecuación:

$$L = E - E_R \quad (1)$$

donde:

- L: Pérdidas de energía totales del subsistema, KWh.
 E: Energía suministrada o disponible, KWh.
 E_R: Energía registrada, KWh.

La discriminación total de pérdidas en un alimentador primario exige por otro lado, resolver la ecuación:

$$E = E_R + L_T + L_{NT} \quad (2)$$

donde:

- L_T: Pérdidas técnicas, KWh.
 L_{NT}: Pérdidas no técnicas, KWh.

Para resolver esta ecuación se requiere conocer tres de los cuatro componentes. Si se determinan independientemente los cuatro componentes, es posible calcular el error general del método, que indica la validez o no de la metodología. Esto se logra debido a que por la natural presencia de errores en el método, la ecuación no cuadrará para los cuatro valores determinados.

En este estudio se determinan los cuatro componentes de la ecuación, de la siguiente manera. La energía suministrada, E, se determina a través de medición directa. La energía registrada E_R se determina mediante la suma de los consumos de los usuarios del alimentador. Las pérdidas técnicas, L_T, se determinan mediante la simulación de los componentes eléctricos del sistema. Las pérdidas no técnicas, L_{NT}, se encuentran mediante muestreo y análisis estadístico.

2.2 Energía Suministrada

Para la obtención de E se instalan medidores de energía a nivel de la subestación, los cuales registran la información durante todo el mes base. Adicionalmente, se instalan analizadores de carga AEMC 3950, para registrar la curva de potencia. Debido a la disponibilidad de equipo, no es posible instalar los analizadores durante todo el mes; las mediciones se realizan durante una semana, lo cual permite conocer el comportamiento general de la curva de demanda. Las mediciones, en todos los casos se realizan por fase.

El paso siguiente es determinar la curva de carga de un *dia equivalente* o promedio del mes, para lo cual se realizan los siguientes cálculos:

- Dividir la energía total para el número de días del mes, con lo cual se obtendría la energía diaria promedio.
- Obtener una curva de carga horaria para el día equivalente, que se denominará *curva de carga equivalente*. Esto se realiza obteniendo el promedio hora a hora, a partir de las curvas de carga de los 7 días analizados. La curva de carga obtenida (equivalente) tiene gran importancia, pues permite realizar la simulación del alimentador, como se explicará posteriormente.
- Escalar la curva de carga equivalente, de tal forma que su integral sea igual al valor de la energía del día equivalente.

2.3 Energía Registrada

Para determinar E_R, es necesario sumar los consumos del mes base de todos los usuarios asociados al alimentador, es decir, conectados eléctricamente al mismo y que reciben suministro eléctrico a través de sus circuitos. Es claro que primeramente se requiere identificar cuáles son estos usuarios.

Al interior de la Empresas Eléctricas se dispone de información detallada de los usuarios clasificados por rutas de lectura. Una *ruta de lectura* es una secuencia que indica el camino real que el personal de una empresa debe tomar para realizar la lectura de los medidores en campo. La información disponible incluye la secuencia de direcciones de los usuarios, los códigos de medidores, el tipo de usuario, el consumo de los últimos doce meses, etc.

El número de los usuarios es considerablemente grande dado el tamaño promedio de un alimentador; en alimentadores residenciales, este número está en el orden de los miles de usuarios.

Para determinar E_R se efectúan los siguientes pasos:

- Obtener la información actualizada de los circuitos primarios y secundarios pertenecientes al alimentador, sobre la base geográfica catastral.

Los datos del circuito se obtienen a través de la información de base de datos del Proyecto de Inventario y Avalúo de la EEQSA. Esta información incluye el diagrama de los circuitos primarios y secundarios en la base geográfica a escala, número de nodos y tramos del circuito, número de fases por tramo, nodos de los transformadores de distribución, tipo de conductor y calibre en cada tramo, presencia de reguladores de tensión y la presencia y característica de capacitores.

La estimación de la demanda en los transformadores es uno de los puntos más difíciles e importantes del presente estudio. Debido a las enormes dificultades que implica el determinar estos valores mediante mediciones, se utiliza un método similar al usado para determinar E_R a nivel del alimentador: se identifican los usuarios asociados a cada transformador de distribución utilizando banderas de inicio, fin y un campo del número del transformador en cuestión, con lo cual se suman los consumos de los usuarios de cada transformador para el mes base.

El valor del consumo de energía de los usuarios de cada transformador se divide para el número de días de mes y para 24 horas del día, con lo que se obtiene un valor inicial de la demanda de cada transformador para el día equivalente. Estos valores se ingresan como valores iniciales al programa de flujos de potencia. Con esto se logra una excelente aproximación a las distribución de carga real en el alimentador primario.

Al correr el flujo para una condición determinada, se deben igualar los requerimientos de potencia del circuito, con la potencia que entrega la subestación. Si la suma de las pérdidas totales de potencia más la potencia de la carga (potencia suministrada en el flujo), no es igual a la potencia real entregada al alimentador, se modifica la demanda de todos los puntos, mediante un factor de escalamiento, hasta obtener un error adecuado. El proceso finaliza cuando el balance es correcto y se obtienen las pérdidas totales de potencia en los circuitos primarios para cualquier punto de la curva de demanda.

La función de pérdidas del circuito, dada por la ecuación (3), se soluciona al encontrar las constantes A, B y C. Esto se resuelve corriendo flujos para 3 puntos de la curva de demanda. Esto implica resolver el siguiente sistema:

$$\begin{aligned} A \cdot P_x^2 + B \cdot P_x + C &= W(P_x) = x \\ A \cdot P_y^2 + B \cdot P_y + C &= W(P_y) = y \\ A \cdot P_z^2 + B \cdot P_z + C &= W(P_z) = x \end{aligned} \quad (4)$$

cuya solución viene dada por el conjunto de ecuaciones:

$$A = \frac{z-x + (x-y)(P_z - P_x) / (P_y - P_x)}{(P_z^2 - P_x^2) - (P_y + P_x)(P_z - P_x)}$$

$$B = \frac{y-x}{P_y - P_x} - A(P_y + P_x)$$

$$C = x - A \cdot P_x^2 - B \cdot P_x \quad (5)$$

Las pérdidas técnicas de energía en los circuitos primarios están dadas por:

$$L_{TP} = Nd \cdot \sum_{k=1}^{24} W_{Pj} \quad (6)$$

donde:

W_{Pj} : Pérdidas técnicas de potencia de los circuitos primarios para la hora k, {KW}.

L_{TP} : Pérdidas técnicas de energía en circuitos primarios para en mes considerado {KWh}.

Nd: Número de días del mes considerado.

Nótese que se ha considerado intervalos de medición de una hora. Se podría fácilmente considerar intervalos menores.

Transformadores de Distribución: La determinación de las pérdidas de energía en los transformadores, se obtiene al calcular la integral de su curva de pérdidas de potencia. La integral contiene dos componentes: pérdidas en vacío y pérdidas dependientes de la carga. Las pérdidas totales de energía en transformadores de distribución, se calculan mediante la ecuación:

$$L_{TT} = Nd \cdot \sum_{i=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{24} (W_{T^v_i} + W_{T^c_{ij}}) \quad (7)$$

donde:

L_{TT} : Pérdidas técnicas de energía en transformadores de distribución.

$W_{T^v_i}$: Pérdidas técnicas de potencia en vacío del transformador i.

$W_{T^c_{ij}}$: Pérdidas técnicas de potencia con carga, en el transformador i, a la hora k.

N_t : Número de transformadores del alimentador.

Nd: Número de días del mes base.

Además,

$$W_{T^v_i}(P_{n_i}) = t_1 \cdot P_{n_i}^2 + t_2 \cdot P_{n_i} + t_3 \quad (8)$$

$$W_{T^c_{ij}}(P_{n_i}, P_{Tij}) = (P_{Tij} / P_{n_i})^2 \cdot (t_4 \cdot P_{n_i}^2 + t_5 \cdot P_{n_i} + t_6) \quad (9)$$

donde:

P_{n_i} : Potencia nominal del transformador i.

P_{Tij} : Potencia activa de entrada al transformador de distribución i, a la hora j.

$t_1, t_2, t_3, t_4, t_5, t_6$: Constantes de proporcionalidad

Nótese que en la ecuación (9) se utiliza el término P_{Tij} , el cual se obtiene de la siguiente forma: partiendo de la demanda a nivel de subestación para el día equivalente, en una

hora determinada j , P_j , se evalúa la ecuación (3) para obtener las pérdidas en circuitos primarios a esa hora, W_{Pj} . Al restar la potencia de entrada al primario, menos sus pérdidas, se obtiene la potencia total de entrada a los transformadores a la hora j . La potencia de entrada a cada transformador i , a la hora j , P_{Tij} se obtiene proporcionalmente a la energía consumida en el mes base por sus usuarios. Con estos valores se evalúa las ecuaciones (8) y (9). La ecuación (7) proporciona el monto total de las pérdidas de energía en los transformadores del circuito. De igual forma, en esta ecuación se ha considerado a la hora como intervalo de integración.

Circuitos Secundarios: Para la evaluación de las pérdidas en secundarios, se utiliza un procedimiento similar al utilizado en el nivel del circuito primario. En este caso, se corren flujos en cada uno de los circuitos, teniendo como barra oscilante al nodo correspondiente al transformador de distribución. La ubicación de los nodos de carga corresponde a los postes asociados al circuito secundario. El valor de la carga se asigna uniformemente en cada poste del circuito.

Los parámetros de los circuitos secundarios se obtienen de la información disponible en la Empresa, en el Proyecto de Inventario y Avalúo. En la información debe constar la configuración del circuito secundario, la ubicación de los diferentes nodos del circuito, tipo y calibre de conductor.

La idea básica para calcular las pérdidas es encontrar una ecuación de pérdidas en circuitos secundarios (diferente para cada circuito secundario), en función de la potencia de entrada al circuito. Nótese que al disponer de la potencia de entrada al transformador para todas las horas del día equivalente y al tener las pérdidas en cada transformador para cada hora, se obtiene fácilmente la curva de carga de entrada al circuito secundario.

La ecuación de las pérdidas es de la forma:

$$W_{Sij}(P_{ij}) = S1.P_{Sij}^2 + S2.P_{Sij} + S3 \quad (10)$$

donde:

W_{Sij} : Pérdidas de potencia en el circuito secundario i , a la hora j (día equivalente).

P_{Sij} : Potencia de entrada al circuito secundario i , a la hora j .

$S1, S2, S3$: Coeficientes calculados con fórmulas similares a las soluciones (5) para el sistema (4).

Las pérdidas totales para el mes base en circuitos secundarios se calculan con la ecuación:

$$L_{TP} = Nd. \sum_{k=j}^{24} W_{Sj} \quad (11)$$

donde:

W_{Sj} : Pérdidas técnicas de potencia de los circuitos secundarios para la hora k , KW.

L_{TP} : Pérdidas técnicas de energía en circuitos secundarios para en mes considerado, KWh.

Nd : Número de días del mes considerado.

Otros componentes: Consideran las pérdidas en acometidas, alumbrado público y contadores.

Las pérdidas en acometidas se determinan mediante la siguiente ecuación:

$$L_{TAC} = 24Nd.F_{per}.Nu.P.R_{AC}.L/1000.Fc \quad (12)$$

donde

L_{TAC} : Pérdidas técnicas de energía en acometidas, KWh

$24Nd$: Número de horas del mes base.

F_{per} : Factor de pérdidas

Nu : Número de usuarios total del alimentador.

I : Corriente media de un usuario por fase, A.

R_{AC} : Resistencia promedio del conductor de acometida, Ω/m .

L : Longitud promedio de las acometidas, m

Fc : Factor de carga.

El consumo en alumbrado público se calcula en forma exacta, al verificar en campo el número y el tipo de lámparas utilizadas en los circuitos del alimentador. Considerando una curva de carga de alumbrado público constante y un número constante de lámparas durante el mes, el consumo en alumbrado público es igual a:

$$L_{TAP} = Nd. N_h. \sum_{i=1}^{N_l} P_i \quad (13)$$

donde:

L_{TAP} : Pérdidas técnicas de energía en alumbrado público en el mes considerado, KWh.

Nd : Número de días del mes base.

N_h : Número de horas de funcionamiento diario promedio de las lámparas.

P_i : Potencia de la lámpara i , KW.

N_l : Número de lámparas total del alimentador.

Para calcular las pérdidas en contadores de energía, se asume que las pérdidas en los contadores son constantes e iguales a un estándar determinado en las pruebas de calidad de los medidores. En base a esto, las pérdidas en contadores son iguales a:

$$L_{TOC} = 0.024 Nd. Nu. W_{CO} \quad (14)$$

donde:

L_{TOC} : Pérdidas de energía en contadores, KWh

W_{CO} : Consumo interno de potencia en un medidor, W.

Finalmente, las pérdidas técnicas en otros componentes y las pérdidas técnicas totales se calculan con las ecuaciones:

$$L_{TOC} = L_{TAC} + L_{TAP} + L_{TOC} \quad (15)$$

$$L_T = L_{TP} + L_{TT} + L_{TS} + L_{TOC} \quad (16)$$

2.5 Pérdidas No-Técnicas

La evaluación de pérdidas no-técnicas se realiza mediante análisis estadístico. Para la discriminación se utiliza muestreo estratificado a nivel de usuarios, a partir del cual se fundamenta la inferencia sobre los parámetros de la población.

La metodología determina: el monto de las pérdidas negras por fraude, L_{NF} , pérdidas negras por usuarios no suscriptores, L_{NS} , y las pérdidas negras por error en los procesos de registro, L_{NE} .

La metodología para la estimación del consumo fraudulento, basada en la teoría estadística de proporciones, asume los siguientes estadísticos y parámetros sobre muestras y poblaciones de cada estrato:

- x : Estadístico de media de la muestra, igual al número de usuarios fraudulentos de la muestra.
- f : Estadístico de consumo medio fraudulento por usuario fraudulento de la muestra. KWh.
- n : Tamaño de la muestra.
- x/n : Estadístico de probabilidad de usuario fraudulento de la muestra, probabilidad muestral.
- p : Parámetro de probabilidad de usuarios fraudulentos de la población, probabilidad de la población.
- N : Tamaño del estrato.
- X : Número de usuarios fraudulentos de la población.
- $\mu=np$: Media de la desviación muestral.
- $\sigma=\sqrt{np(1-p)}$: Desviación estándar de la distribución muestral.

Se conoce que la distribución binomial puede ser aproximada a la distribución normal. El estadístico

$$z = \frac{x-\mu}{\sigma} = \frac{x-np}{\sqrt{np(1-p)}} \quad (17)$$

tiene aproximadamente la distribución normal estándar. Si se define $z_{\alpha/2}$ como la integral en la cola de la curva gaussiana que abarca una fracción de la probabilidad igual a $\alpha/2$, se puede plantear que, para muestras grandes, el error máximo en la estimación del parámetro p , con una probabilidad de $1-\alpha$ es igual a:

$$E = z_{\alpha/2} \cdot \sqrt{p(1-p)/n} \quad (18)$$

Luego de transformaciones, se deduce la ecuación del tamaño de la muestra para cada estrato:

$$n = \frac{z_{\alpha/2}^2 \cdot p(1-p) \cdot N}{E^2 \cdot (N-1) + z_{\alpha/2}^2 \cdot p(1-p)} \quad (19)$$

El número de usuarios de una muestra estratificada n , depende del número de usuarios de la población del estrato N , del error en fracción que se desee obtener en la estimación, E , de la probabilidad máxima admisible de que el usuario

sea fraudulento p , y del intervalo de confianza o la probabilidad de la hipótesis $1-\alpha$.

Se plantea que: al escoger una muestra n de una población estratificada N , se puede aseverar con una probabilidad $1-\alpha$ que la fracción del número de usuarios fraudulentos de la población está en el intervalo:

$$x/n - E < x/n < x/n + E \quad (20)$$

Se recomienda un intervalo de confianza de 95%, correspondiente a $z_{\alpha/2}=1.96$, un error $E=0.1$ y $p=0.15$.

En el diseño se plantean tres estratos de usuarios: de consumo menor a 150 KWh/mes, de consumo hasta 500 KWh/mes, y de consumo superior a este valor.

Investigación de Campo: Comprende la identificación de los usuarios de la muestra, la verificación de los datos del abonado y del medidor, el registro de información sobre el estado del medidor, revisión de sellos, registro de la lectura del contador, inspección de conexiones externas, y el retiro del medidor.

Investigación de Laboratorio: La investigación de medidores en laboratorio es la parte primordial de la evaluación de pérdidas negras. Del análisis se obtiene información precisa sobre el estado de funcionamiento de los medidores, los errores que produce cada medidor en el registro de la energía y las causas de dichos errores. Todos los medidores que constituyen la muestra son retirados y transportados al laboratorio.

El procedimiento global de investigación incluye los siguientes aspectos: recepción del medidor, revisión general del estado del medidor, chequeo de datos del medidor, apertura y pruebas, detección de causas de error, recalibración, sellado y reinstalación del medidor.

La parte esencial del trabajo en laboratorio es el procedimiento de pruebas en el contrastador múltiple, que incluye:

- Fijación de los medidores en el contrastador.
- Conexión de bobinas de tensión y corriente.
- Preparación de datos de medidores en la consola.
- Pre calentamiento a corriente nominal. Verificación del giro del disco, engranajes, etc.
- Prueba a corriente nominal (15A).
- Prueba a sobrecorriente (60A).
- Prueba a 10% de corriente nominal (1.5A).
- Prueba de arranque, que se realiza a corriente nominal, a 90 y 110% del voltaje nominal.
- Prueba de marcha en vacío, sin corriente, a voltaje nominal.
- Prueba de conteo de energía en tiempo.
- Detección de errores.
- Recalibración a 0.1 o 0.2% del rango.

Pérdidas por Fraude: El fraude se refiere a la alteración del funcionamiento de los equipos de medición por parte del usuario. Las fuentes de error más comunes son: puenteo, conexión invertida, contador acostado o inclinado, intercambio de conductor de fase por el del neutro, contador perforado, freno del disco, alteración del registro, alteración de la bobina de tensión y línea interrumpida. Durante la investigación de campo y de laboratorio, el personal de pérdidas negras está en capacidad de discriminar las diferentes causas del fraude.

Para inferir el monto total de energía perdida por fraude, se debe tener el conocimiento de los valores de los consumos reales y los consumos facturados de todos los usuarios muestreados. Esto se logra al reemplazar el medidor desde el momento del retiro, con un nuevo medidor calibrado, el cual permanece instalado durante una semana. El consumo real se compara con un consumo promedio de los últimos seis meses, con lo cual es fácil determinar el monto del fraude para cada usuario.

La extensión de los valores detectados en la muestra a los valores de la población, se determina relacionando la proporción de la muestra para los usuarios de cada estrato y sumando los valores totales de los estratos.

Conexiones Directas: Las conexiones directas se refieren a los usuarios no suscriptores (contrabando), que son todas aquellas conexiones no autorizadas que extraen el flujo eléctrico de la red. La Empresa no tiene ninguna información respecto a estos usuarios, por lo que cualquier investigación debe ser realizada en campo. En la determinación de las pérdidas negras por usuarios no suscriptores, se utiliza el siguiente procedimiento:

- En cada punto limitrofe de la ruta de lectura con el alimentador, existen dos usuarios: el que está dentro del alimentador y el que está fuera de éste. Para seleccionar la muestra, se toma un número de usuarios igual al número de usuarios limitrofes dividido por dos (número igual al número de usuarios limitrofes internos al alimentador).
- La muestra consiste en los usuarios internos, que corresponden al siguiente usuario que posee conexión eléctrica luego de los usuarios limitrofes.

El número de puntos límites que se debe discriminar es considerable y está repartido uniformemente en toda el área de influencia del alimentador. Su distribución se puede considerar aleatoria. Los usuarios limitrofes de los circuitos secundarios no tienen en esencia ninguna diferencia con los que no se encuentran en los límites y constituyen una muestra probabilística.

Cuando uno de estos usuarios es directo, este no debe estar considerado en la ruta de lectura. Se anota la existencia de este usuario y se contabiliza al final el número de usuarios limitrofes y el número de usuarios directos.

Puesto que la muestra seleccionada de esta forma es significativa, se puede afirmar con alto grado de exactitud que el monto de energía perdida por conexiones directas es proporcional al número de usuarios directos detectados sobre el número de usuarios limitrofes en la muestra.

Dentro de la población, las pérdidas no técnicas por conexiones directas se encuentran aplicando la siguiente ecuación

$$L_{ND} = Nu * E_{med} * N_D / N_L \quad (21)$$

donde:

- L_{ND} : Pérdidas no técnicas por usuarios directos, KWh
 Nu : Número de usuarios totales del alimentador
 E_{med} : Consumo medio mensual de energía de los usuarios del alimentador, KWh.
 N_D : Número de usuarios directos de la muestra
 N_L : Número de usuarios limitrofes

Error en Registro de Consumos: Cuando un medidor instalado no ha sido manipulado, pero se encuentra descalibrado, el monto de energía perdida por este hecho corresponde a un error en el registro que realiza la Empresa. Al contrastar los medidores pertenecientes a la muestra estratificada, se obtiene información muy importante sobre el monto de estas pérdidas.

La Empresa incurre en otros errores como falla en la lectura de la numeración de los medidores, asignación equivocada de consumos, etc. Generalmente estos errores se compensan de mes a mes. Como este tipo de errores se pueden producir simétricamente en exceso o en defecto, en verdad no influyen significativamente sobre el registro total. Aun así, se pueden determinar los usuarios que no fueron registrados durante el mes base, por falta de lectura de su medidor.

3. Resultados del Caso de Estudio

Como estudio de caso se aplicó la metodología al alimentador C9 de la EEQA, tomando como mes base, noviembre de 1993. El alimentador es aéreo, y residencial en un 90%, incluyendo cerca de 5000 usuarios. El voltaje del primario es de 6.3KV. En el alimentador intervienen 27 rutas de lectura entre mixtas e internas y 40 transformadores de los cuales 4 son monofásicos.

Para la evaluación de las pérdidas no técnicas, se determinaron los siguientes tamaños de muestras: para el primer estrato, 4 usuarios de 3527, para el segundo estrato, 28 usuarios de 1115, para el tercer estrato, 15 usuarios de 40. En total, sumando 91 usuarios muestreados, de un total de 4682.

Los resultados de la investigación se presentan en el Cuadro No 1, y los tiempos requeridos para los procesos básicos del estudio se resumen en el Cuadro No 2.

BALANCE DE ENERGIA PARA EL ALIMENTADOR C9, NOVIEMBRE

COMPONENTE O CAUSA, KWh		%
- Acometidas	5727.47	0.8366
+ Alumbrado	18999.00	2.7753
+ Contadores	1508.64	0.2204
= Tot.Otros Component.	26235.11	3.8323
- Secundarios	14436.86	2.1089
+ Transformadores	13432.98	1.9622
+ Primarios	11032.15	1.6115
= Total Pérdidas Técnicas	65137.11	9.5150
Descalibración	7895.40	1.1533
+ Falta Lectura	1474.26	0.2154
= Error en registro	9369.66	1.3687
+ Fraude	10794.00	1.5767
+ Usuarios no Suscrip.	3294.92	0.6389
= Total Pérdidas No Técnicas	23458.58	3.4267
Total Pérdidas	88595.69	12.9418
+ Energía registrada	593481.00	86.6941
= Total E.Sumministrada	682076.69	99.6360
Total E.Sumministrada (medida)	684568.70	100.0000
Diferencia Estim.E.Sumministrada	-2492.01	-0.3640

Cuadro No 1: Balance de Energia.

TIEMPOS DE MOVIMIENTOS Y OPERACIONES

PROCESO Uni.	PERSONAS	Cant.
Levantamiento de Circ.Primarios	1	10 h/Km
Levantamiento de Circ.Secundarios	1	20 h/Km ²
Identificación Limit. del Alimentador	1	18 h
Discriminación de Usuarios en T/D	1	1 h c/u
Ingresos en la base de datos	1	30 s/usr
Evaluación de pérdidas en primarios	1	8 h
Evaluación de pérdidas en secundarios	1	1 h c/u
Retiro de medidores	3	21 días
Pruebas sobre medidores	3	5 h
Verificación de protocolos de prueba	1	2 días

Cuadro No 2: Tiempos de Movimientos y Operaciones

4. Conclusiones

El presente trabajo demuestra que es posible realizar la evaluación y discriminación total de las pérdidas técnicas por componentes y de las pérdidas negras por causas en alimentadores primarios aéreos, lo que significa el poder plantear balances energéticos completos para estos subsistemas.

Al enfocar el tema por componentes, la metodología permite plantear alternativas específicas de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, lo que da la posibilidad de aplicar controles selectivos en cada fase del proceso de distribución de energía.

La metodología de evaluación diseñada puede ser aplicada en forma sistemática a otros alimentadores aéreos del sistema de la EEQSA con un error despreciable.

Referencias

1. Banco Mundial, PDNU: "Programa de Mejoramiento de la Eficiencia del Sector Eléctrico. Reducción de Pérdidas en la Distribución de la Electricidad", Ecuador, 1992.
2. Calabrese J.L., "Metodologías de Evaluación de Pérdidas No Técnicas", Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre de 1988.
3. Céspedes R., "Pérdidas en Sistemas Eléctricos. Clasificación y Definiciones", Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre de 1988.
4. Cruz G., "Estudio para el Mejoramiento del Sector Ecuatoriano de Energía Eléctrica, Programa ESMAP", EEQSA, 1991.
5. Doulliez P., "Preparation of data for use with the Dimensionnement Model", Société de Traction et d'Electricité, Belgique, 1980.
6. Doulliez P., STUBBE M., "Research of Optimal Size of Equipments for an Electric Network with Multivoltage Levels: its Application in a Study on the Effect of Lost Energy Cost", International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Belgium, 1980.
7. EEEB, "Programa de Reducción de Pérdidas Período 1987-1992: Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá", Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Octubre 1988.
8. Freund J. E., "Estadística para la Administración", Ed. Prentice-Hall, México, 1990.
9. Gönen T., "Electric Power Distribution System Engineering", Ed. McGraw-Hill, 1986.
10. Graça G., "Pérdidas por uso no racional de la Energía Eléctrica", Instituto de Electrotécnica da Universidade de Sao Paulo, Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre 1988.
11. Grijalva S. "Pérdidas en Sistemas Eléctricos de Distribución, Aplicación al Sistema Quito", Tesis de Grado, Julio 1994.
12. Guadalupe S., Moreano B., "Implementación del Programa de Control de Pérdidas Negras, EEQSA", XI Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía Eléctrica, Abril 1994.
13. Gutierrez L., "Criterios y Procedimientos para el Analisis Económico de los Proyectos de Reducción de Pérdidas",

- Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre de 1988.
14. Herrera C.A., "Programa de Reducción de Pérdidas Técnicas de Energía de la Electrificadora del Atlántico S.A.", Barranquilla, Colombia, 1989.
 15. Herrera C.A., "Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía de la Electrificadora del Atlántico S.A.", Barranquilla, Colombia, 1989.
 16. Hikcok H.N. "Electric Energy Losses in Power Systems", IEEE Transaction on Industry Applications, Vol 1A-14, no 5, 1978.
 17. López G., "Discriminación Global de Pérdidas de Energía", Empresas Públicas de Medellín, Colombia, 1988.
 18. Manzano J., "Estrategia Organizacional de Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A. para Atacar el Hurto de Energía Eléctrica", Chile, Agosto 1989.
 19. Mazzacán L., "Metodologías de Evaluación y Reducción de Pérdidas Técnicas en un Sistema Eléctrico", CADAPE, Venezuela, 1988.
 20. Medina M., "Programa Interactivo para el Diseño y Operación de Sistemas Radiales de Distribución", Tesis de Grado, E.P.N., Quito, 1992.
 21. Munasinghe M., "Economic Principles and Policy Electricity Loss Reduction", Colombia, Octubre 1988.
 22. Munasinghe M., "The Economics of Power System Reliability and Planning", John Hopkins University Press, Baltimore, MD, 1979.
 23. OLADE, "Empresas Públicas de Medellín: Medidas Remediales para el Control y Recuperación de Pérdidas Negras en el Sistema de EE.PP.M. en el periodo 1987-1990", Medellín, 1990.
 24. OLADE, "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", Vol 1, Diciembre 1993.
 25. OLADE, "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", Vol 2, Diciembre 1993.
 26. Posada A., "Pérdidas en Sistemas Eléctricos: Desarrollo de la Problemática en Colombia", 1988.
 27. Sánchez G., "Contexto Macroeconómico de las Pérdidas en Sistemas Eléctricos", Colombia, 1988.
 28. Soria G., INECEL, "Programa de Control de Pérdidas Negras", Informe No 5, Mayo de 1992.
 29. Veintimilla J., "Evaluación de Pérdidas Negras de Energía", Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, Cuenca-Ecuador, 1989.
 30. Villegas M., "Discriminación Global de Pérdidas de Energía", Empresas Públicas de Medellín, Medellín Colombia, 1988.
 31. Yurasseck J., "Experiencia de Chilectra Metropolitana S.A. en el Control del Hurto de Energía", Simposio Latinoamericano sobre el Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre de 1988.

Biografía

Santiago Grijalva S., Nació en Quito-Ecuador, en Nov-70. Obtuvo el bachillerato en el colegio Benalcázar en Ago-88. Alcanzó el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en Sep-94. Ha realizado diversos cursos sobre energía, ingeniería de sistemas y administración. Sus áreas de interés son el manejo de energía y la operación de sistemas eléctricos. Actualmente labora en el Departamento de Programas, en el CENACE-INECEL.