

LA EFICIENCIA EN LAS REDES: NIVELES DE PÉRDIDAS Y REDUCCIÓN DE FRAUDE ENERGÉTICO

RAFAEL DE GRACIA NAVARRO

Director Nacional de Electricidad, Agua y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP, Panamá)

1. Introducción

En un sistema de suministro de energía eléctrica existen tres importantes segmentos de mercado: la generación o producción de la energía, su transporte o transmisión y, finalmente, su distribución (el cual incluye en algunos casos la comercialización) al cliente final.

La generación de energía eléctrica se lleva a cabo mediante equipos que utilizan como fuente de energía primaria los derivados de petróleo: diésel, Bunker C; los recursos renovables: agua, viento, sol, y otras fuentes como el carbón, gas natural o energía atómica.

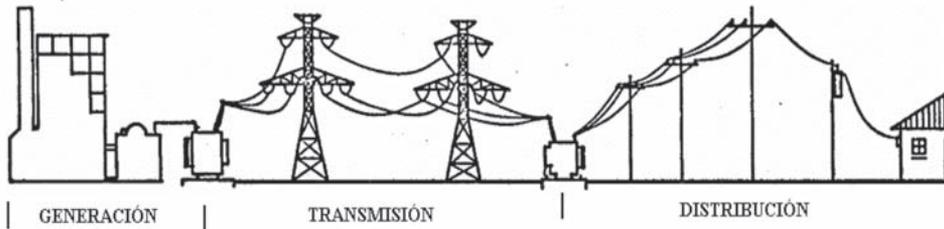
Regularmente, por razones logísticas y ambientales, las plantas de generación o producción de electricidad no se construyen cerca de los clientes que las requieren. La selección de la ubicación de una planta de generación depende en alguna medida de las facilidades de transporte y descarga del combustible primario: puertos, carreteras y vías marítimas. Depende también de la disponibilidad de la fuente natural de la energía primaria como el agua, el viento o el sol. Otro aspecto que ha cobrado gran relevancia en nuestro mundo moderno es el ambiental, que incluye la determinación de los impactos ambientales del proyecto sobre el medio ambiente y el diseño de un plan de acción para eliminar o mitigar tales impactos. El ruido, la contaminación del aire, ríos o mares, el impacto en asentamientos humanos, la alteración de la fauna y flora y hasta la contaminación visual, entre otros, tienen un efecto muy importante en la selección del sitio adecuado para la instalación de una planta de generación. Por tal razón, no es usual que una planta de generación esté enclavada en medio de los centros urbanos.

Para transportar la energía eléctrica a los centros urbanos o comunitarios se requiere de un sistema de líneas eléctricas de alta tensión cuyos niveles de tensión varían entre 110 a 765 kilovoltios. Cabe destacar que también se utilizan líneas de corriente directa de alto voltaje (HVDC) para el transporte de la energía, el cual constituye un sistema un poco más complejo que el sistema tradicional de corriente alterna (AC), pero que tiene una mayor capacidad de transporte. El recorrido de la corriente eléctrica por los equipos y conductores produce calor, con lo cual se va perdiendo parte de la energía producida por las plantas de generación de electricidad.

La empresa de transporte regularmente entrega la energía producida en las plantas de generación en la subestaciones reductoras de las empresas de distribución. Quienes a su vez llevan la energía hasta el cliente final, con lo cual también se producen pérdidas de energía en este segmento de la distribución de la energía.

Usualmente, el nivel de las pérdidas de energía en transmisión debería estar en el rango de 1 a 2%, y las pérdidas en el segmento de distribución deberían variar entre 5 a 6%. En total, las pérdidas en un sistema eficiente de suministro de energía no deberían sobrepasar el 8% de la energía producida (figura 1).

FIGURA 1



Generación	Transmisión	Distribución
Pérdidas de energía	1% - 2%	5% - 6%

Una manera sencilla de calcular las pérdidas de energía en cada segmento de la red eléctrica es la siguiente:

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{\text{Energía entrante} - \text{Energía saliente}}{\text{Energía saliente}} \times 100$$

Generalmente, en una red eléctrica típica, el 60% de las pérdidas son atribuibles a las líneas eléctricas y el 40% a los equipos de transformación. La mayor parte de las pérdidas en transformación se deben a los transformadores del sistema de distribución.

Además de las pérdidas técnicas debido a la operación normal del sistema de transmisión y distribución, existe otro componente de pérdidas vinculado a la comercialización de la energía, y que se debe a la energía no facturada debido principalmente al hurto o fraude energético, y en menor grado a errores en la facturación. Éstas se conocen como pérdidas no técnicas.

2. Pérdidas técnicas

Las pérdidas eléctricas que se manifiestan en las redes de transmisión y distribución de un sistema eléctrico de potencia, se presentan debido al paso de la corriente eléctrica por los componentes de la infraestructura del sistema eléctrico: conduc-

tores, cables, transformadores, interruptores y demás equipos. Están pérdidas se manifiestan físicamente en forma de calor y pueden ser cuantificadas mediante la siguiente fórmula:

$$Pérdidas = I^2 R.$$

Donde I = corriente en amperios que circula por el conductor o equipo.

R = es la resistencia en ohmios.

Un aspecto muy importante en el control de las pérdidas técnicas, lo constituye un buen diseño previo del sistema eléctrico de transmisión o de distribución. En la planificación y diseño de la expansión de la red eléctrica, es primordial tomar en consideración los siguientes parámetros:

- *Selección adecuada del nivel de tensión.* Cuanto mayor sea el nivel de tensión seleccionado para suplir una carga, mayores serán los costos de construcción; sin embargo, con un mayor voltaje (asumiendo que la carga tiene el mismo valor para las diferentes alternativas), la corriente sería menor, por lo cual las pérdidas serían menores. En esencia, la mejor alternativa sería aquella cuya suma anualizada de los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento es la menor entre todas las alternativas.
- *Selección del conductor:* La determinación de la carga, y la capacidad futura que se desea alimentar es un criterio fundamental en la selección del conductor. La resistencia del conductor es importante, porque es directamente proporcional a las pérdidas del sistema. Es recomendable realizar una evaluación económica para la selección del conductor, donde los beneficios serían los ahorros en pérdidas de energía que se obtienen con conductores de mayor capacidad (es decir menor resistencia).
- *Longitud de la línea:* La resistencia del conductor está en función de la longitud del conductor. Por lo cual, es recomendable establecer un equilibrio económico entre el costo, la capacidad del conductor y las pérdidas al momento de seleccionar el tamaño del conductor más adecuado.
- *Transformadores:* La adopción de estándares de pérdidas máximas permisibles en el proceso de adquisición de nuevos transformadores, tanto para el área de transmisión como en distribución, es esencial para un control adecuado de las pérdidas técnicas. Es saludable que dentro del proceso de adquisición o compra de los nuevos transformadores de distribución se establezca un modelo económico de beneficio/costo, que permita evaluar las diferentes ofertas. Los beneficios a calcular serían los ahorros de energía que se obtienen con transformadores más eficientes.
- *Factor de potencia:* El factor de potencia, conocido como $\cos(\Phi)$, se puede definir como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (KVA) y es indicativo de la eficiencia con que se está utilizando la energía eléctrica. Un bajo factor de potencia (varía entre 0 y 1) exige una mayor corriente en las líneas eléctricas con las consecuentes caídas excesivas del nivel de voltaje y mayores pérdidas.

Para incentivar una utilización eficiente de la energía eléctrica, se han establecido cargos o penalizaciones para aquellos agentes del mercado que sean los responsables de que se produzca el bajo factor de potencia. Estos cargos o penalizaciones llegan a ser significativos cuando el valor del factor de potencia está muy

por debajo del valor permisible, por lo que el agente está incentivado a tomar las medidas necesarias para corregirlo o compensarlo.

El origen del bajo factor de potencia son las cargas de naturaleza inductiva, principalmente motores de inducción, luces fluorescentes, equipos electrónicos y formas de onda distorsionadas (armónicas). Si el factor de potencia resulta ser menor a 0.90 es recomendable ejecutar acciones para corregirlo o compensarlo instalando bancos de capacitores cerca de la carga que produce el bajo factor de potencia.

Aunque dentro del proceso de planificación y diseño de las redes de transmisión y distribución se hayan tomado en consideración todos los parámetros antes indicados y se hayan optimizado la redes eléctricas, es recomendable evaluar y analizar periódicamente las líneas eléctricas, dado que es frecuente que cambien las condiciones de diseño, como la carga, el factor de potencia o la longitud o la configuración de las líneas (principalmente en el área de distribución).

2.1. PÉRDIDAS EN LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

En general, cuantificar las pérdidas técnicas en los sistemas de generación y transmisión no constituye un problema, porque regularmente existe un sistema de medición a la entrada y salida de dichos sistemas que permite cuantificar y monitorear las pérdidas. Sin embargo, cuantificar las pérdidas técnicas en un sistema de distribución se vuelve más complejo debido a un mayor número de líneas de distribución, transformadores y demás instalaciones, con lo cual no es económicamente factible instalar medición en todos estos puntos del sistema de distribución.

Regularmente, las empresas de distribución determinan la energía entregada en las subestaciones, para un período de tiempo determinado (por ejemplo para un año calendario), con el total de la energía facturada a sus clientes para el mismo período de tiempo. La diferencia entre los dos totales se considera la «Pérdida Anual de Energía». Por ejemplo, una empresa distribuidora podría tener el siguiente registro de energía para un año:

Energía Total Entregada en las Subestaciones:	700.000 MWH
Ventas Totales de Energía:	630.000 MWH
Diferencia (Pérdidas Estimadas):	70.000 MWH

Las pérdidas estimadas para esta empresa de distribución sería de:

$$Pérdidas = \frac{70.000}{700.000} \times 100 = 10\% \text{ del Total de la Energía Entregada en las Subestaciones}$$

El resultado de esta fórmula incluye las pérdidas técnicas, las pérdidas no técnicas, errores de facturación, amén de la imprecisión en la medida en que los períodos de medición o registro de la energía entrante y las ventas no coinciden exactamente.

Este método produce resultados globales y aunque bastante aproximados, no nos permite identificar el tipo de pérdida ni a qué parte del sistema pertenece. Con el fin de identificar y sectorizar las pérdidas, se sugiere utilizar la siguiente metodología

de análisis, la cual permitirá determinar si las pérdidas se producen en el sistema de media tensión o baja tensión a nivel técnico, o es una energía no registrada:

- Preparar un diagrama unifilar del sistema de distribución. Este diagrama debe contener información del tamaño del conductor, cantidad de fases, capacidad de los transformadores de distribución, capacitores, reguladores y demás equipos.
- Obtener las cargas en kilowatt y kilovar de cada alimentador de media tensión, de cada subestación, a la hora de la máxima carga del sistema.
- Estimar la carga de cada transformador de distribución, utilizando un factor de proporcionalidad con base a la capacidad del transformador y la carga total del circuito de distribución.
- Calcular las caídas de voltaje y las pérdidas técnicas.
- Comparar las demandas estimadas más las pérdidas, con la demanda total de la subestación. Si el margen de error es mayor de 1%, se debe realizar una nueva estimación de la carga por transformador, repitiendo los pasos 2 a 5, hasta lograr que el margen de error sea igual o menor a 1%.

2.2. PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los dos procedimientos más comunes para calcular las cargas en los transformadores de distribución son:

- *Medir directamente la carga.* Este procedimiento se realiza con la instalación de amperímetros con pinzas, en los transformadores de distribución seleccionados durante la temporada de demanda máxima. Otro sistema de medición, es realizar mediciones instantáneas, utilizando un amperímetro. Esto requiere que el personal técnico esté en el área durante la hora de máxima carga.
- *Energía utilizada por los clientes.* Este sistema, conocido también como sistema de Administración de la Carga en los Transformadores, es muy efectivo y es ampliamente utilizado por las empresas distribuidoras. El sistema de Administración de la Carga en los Transformadores o *Transformer Load Management* (TLM) consiste en:
 - En la base de datos de facturación de la empresa distribuidora, cada cliente es vinculado al transformador de distribución que le suministra la energía.
 - Se lleva un registro del consumo de energía de cada cliente, para el mes de la máxima carga y se totaliza para cada transformador de distribución.
 - Con base al consumo de energía total, se estima la demanda máxima de cada transformador. Después de cuantificar la demanda máxima utilizando el procedimiento antes descrito, se deben utilizar las ecuaciones adecuadas para estimar las pérdidas del transformador: sin carga y con carga, en kW y kWh.

2.3. PÉRDIDAS EN LA RED DE BAJA TENSIÓN

El esquema de suministro en Europa es diferente al sistema americano. El europeo se basa en la utilización de transformadores de mayor capacidad, los cuales

alimentan una red secundaria más extensa. El sistema europeo de baja tensión puede suministrar energía a un número de clientes que varía entre 50 a 200.

Los dos procedimientos más comunes para cuantificar las pérdidas técnicas en el sistema secundario o de baja tensión son:

- *Instalar suficientes medidores en diferentes puntos de la red secundaria.* Con este sistema se puede cuantificar la demanda (kW) en el transformador, en la red principal y los ramales del sistema de baja tensión. Cabe destacar que este sistema es costoso y tedioso de ejecutar.
- *Expandir el sistema de Administración de la Carga en los Transformadores, para incluir el sistema secundario:*
 - En la base de datos de facturación de la empresa distribuidora, cada cliente es vinculado al transformador de distribución que le suministra la energía.
 - Se lleva un registro del consumo de energía de cada cliente, para el mes de la máxima carga y se totaliza para cada transformador de distribución.
 - Con base al consumo de energía total, se estima la demanda máxima de cada transformador. Después de cuantificar la demanda máxima utilizando el procedimiento antes descrito, se debe utilizar las ecuaciones adecuadas para estimar las pérdidas del transformador: sin carga y con carga, en kW y kWh.
 - Se distribuye proporcionalmente la carga de cada segmento de línea secundaria, con base al consumo registrado de los clientes. Y se calcula la pérdida correspondiente para cada segmento de línea secundaria.

2.4. CRITERIOS DE DISEÑO PARA REDUCIR PÉRDIDAS

Es muy importante que los criterios de diseño incluyan los costos de las pérdidas. Especialmente en la selección del conductor económico, bajo condiciones de operación normal y de sobrecarga, en el proceso de adquisición de los transformadores, en la operación de los reguladores de voltaje y en el control del factor de potencia. A continuación se indica un procedimiento recomendado para establecer los criterios de diseño para la reducción de las pérdidas técnicas:

- Determinar los rangos probables de demanda y patrones de comportamiento de la carga, en las diferentes secciones del sistema.
- Determinar los costos de la infraestructura del sistema en general, y los costos de operación y mantenimiento, pero tomando en consideración las diferentes clases de conductores.
- Seleccionar un patrón de comportamiento de la carga para diferente condiciones de evaluación de las pérdidas del sistema.
- Calcular el valor presente de todos los costos (instalación, operación, mantenimiento y pérdidas), para las diferentes alternativas, y seleccionar la alternativa más económica que cumpla con los requerimientos a largo plazo.

Es también muy importante que las empresas de transmisión y distribución incluyan en las especificaciones y condiciones para la adquisición de nuevos transformadores de potencia y de distribución, criterios de pérdidas en el proceso de

evaluación. En cada proceso de compra de nuevos transformadores debe contener por lo menos los siguientes criterios:

- Metodología de evaluación y selección.
- Parámetros de carga que se utilizará en la evaluación.
 - Factor de carga.
 - Factor de pérdida.
 - Tasa de crecimiento de la carga.
 - Período de tiempo que se utilizará para la evaluación.
- Costos de instalación y reemplazo.
- Tasa de actualización, que se utilizará para realizar los análisis económicos.
- Identificar si la instalación del transformador es para nuevos usuarios o el reemplazo de un transformador existente.
- Utilizar la curva de carga diaria y la carga máxima de los clientes.
- En general, considerar lo siguiente:
 - Costos de inversión, operación y mantenimiento.
 - Costo de las pérdidas.
 - Tasa de crecimiento de la demanda.
 - Tasa de descuento.
 - Vida útil.
 - Distribución de la carga.

3. Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas se refieren a la energía no facturada o no registrada debido a hurto de energía, errores en la facturación, y a los clientes no registrados por error, en la base de datos de facturación (por ejemplo, el alumbrado público). Dentro del concepto de pérdidas no técnicas, no se incluye el concepto de «morosidad» o no pago de la factura de electricidad, porque dicha energía ha sido registrada y facturada, y porque el procedimiento para solucionar este problema es diferente al que se aplica para solucionar el problema de las pérdidas no técnicas.

Esta sección se refiere particularmente a la reducción y control del fraude o al hurto de la energía eléctrica.

El fraude energético se refiere a la alteración que el cliente hace a los equipos de medición para que no midan correctamente la energía entregada por la empresa distribuidora o comercializadora. Mientras que el hurto de la energía es la conexión directa que realiza el cliente en la red de distribución del concesionario.

Dado que los usuarios de la empresa de transmisión son agentes de mercado que inyectan o retiran energía en bloque, no es común que la empresa de transmisión experimente problemas con las pérdidas no técnicas y mucho menos con el fraude. Por lo tanto, este capítulo se ocupará de las pérdidas no técnicas de la empresa de distribución.

A continuación se presentan algunas de las soluciones sugeridas para el control y reducción del fraude eléctrico:

- *Capacitación del personal.* El personal que toma la lectura de los medidores o contadores constituye la primera línea de defensa de la empresa distribuidora o de comercialización de la energía. Este personal visita periódicamente las instalaciones del cliente, y puede detectar y reportar cualquier anomalía en el sistema de medición del cliente: aspecto físico del medidor, conexiones paralelas a los medidores o líneas intercaladas y estado de los sellos. Es recomendable implementar un sistema de incentivo para aquellos empleados o no empleados de la empresa distribuidora que denuncien el fraude.
- *Inspectores o investigadores de fraude.* Es importante tener un grupo de personal especializado en la investigación del fraude. En muchos países existe la posibilidad que el cliente presente una reclamación a las autoridades correspondientes, debido a un procedimiento de fraude mal tramitado por la empresa distribuidora (o comercial) o debido a pruebas insuficientes, por lo cual a la empresa distribuidora o comercializadora le es conveniente preparar un buen informe del fraude. A continuación una breve guía del procedimiento a seguir en caso de fraude, para lograr que esté correctamente documentado y sustentado:
 - Verificación de las instalaciones del cliente y preparación de un Acta de Inspección, con la firma del inspector y de ser posible, del titular de la cuenta o de un testigo acreditado. La firma del titular de la cuenta o del testigo acreditado no constituye una aceptación tácita del fraude. La firma solamente indica que la persona estaba presente durante el levantamiento del Acta de Inspección.
 - Reemplazo del medidor (en caso de ser necesario por tener señales de alteración). Sería recomendable que en todos los casos de fraude el medidor sea reemplazado, con el fin de descartar que el medidor no ha sido también alterado. En todos los casos que el medidor sea reemplazado, es recomendable que se verifique su estado físico y su nivel de precisión en el laboratorio de medidores, y que este informe se incluya dentro del expediente del cliente.
 - El cálculo del valor del fraude y la recuperación de la energía no facturada es uno de los elementos que más controversia ocasiona, debido a que no existe un modelo, ni criterios únicos para determinar con exactitud el alcance de la energía sustraída ilegalmente. En ciertos casos es posible determinar el valor de la carga no facturada, con lo cual es posible realizar con mayor exactitud una estimación de la energía no facturada. Otro problema que se presenta es la determinación del período de tiempo en el cual estuvo vigente el fraude. Sin embargo, aunque es muy importante la recuperación de la energía sustraída, no debe perderse de vista que es más importante detener el hurto, el cual afecta enormemente las finanzas del prestador del servicio eléctrico.
- *Acción Legal.* En algunos países la conducta de conexión clandestina de los servicios públicos domiciliarios está tipificado en el Código Penal como un hurto. Con esta base legal, las empresas distribuidoras (o comerciales) además de realizar la gestión de recuperar la energía sustraída, están tomando acciones legales contra el cliente con el fin desalentar el fraude eléctrico. Muchos clientes confunden la recuperación que realiza la empresa distribuidora o

comercializadora con acciones legales de penalización. La facturación del fraude es solamente una manera que tiene la empresa de recobrar lo robado. Por tal razón, las acciones legales que se aplican no constituyen una doble penalización por el mismo delito.

- *Procedimientos administrativos básicos.* Es esencial que la empresa distribuidora o comercializadora tenga un buen sistema de control y seguimiento de la facturación:
 - Normas de Servicios y Patrones adecuados para la instalación de los sistemas de medición, debidamente divulgados y que puedan ser exigidas con todo rigor por la empresa en las instalaciones nuevas.
 - Un buen laboratorio de medidores. Por la importancia que representa el medidor para la comercialización, ya que es el instrumento registrador de las ventas, debe recibir un tratamiento muy especial desde la compra hasta la debida instalación del cliente. El laboratorio también debe tener personal técnico bien capacitado, con los instrumentos y equipos debidamente calibrados y certificados.
 - Un sistema informático de registro de los medidores instalados y en almacén.
 - Un sistema informático de registro de los sellos instalados con información de fecha de intalacion y la identificación del operario que hizo la instalación.
 - Sistema de facturación adecuado. Para controlar el ingreso a la base de datos de facturación de los nuevos clientes, los clientes que son dados de baja o que están en situación de corte por morosidad. El sistema informático y administrativo debe operar en forma coordinada, para evitar que el cliente se autoconecte al servicio de electricidad, con lo cual se empeora la situación de este cliente porque pasa a ser un cliente con fraude.
 - Equipos especiales para el control de pérdidas. Muchas empresas de distribución o comercialización están instalando medidores totalizadores en sectores sensitivos con muchos casos de fraude de energía. El medidor o contador totalizador, registra la energía entregada en un sector determinado y ésta se compara con la energía facturada. En caso de presentarse una diferencia significativa, se aplicarían otras medidas para determinar dónde se origina el fraude. Otra medida que están aplicando las empresas distribuidoras o comercializadora es el uso de cables forrados, lo cual contribuye a impedir de cierta forma, que los clientes puedan interconectarse directamente a los conductores desnudos de baja tensión.
- *Algunas formas de fraude:*
 - Alteración de los medidores (figuras 2 y 3). Uso de imanes, retiro y colocación frecuente del medidor para evitar que registre el consumo, barrenado del cristal con el fin acceder a la parte interna del medidor y de esta forma alterar su correcta operación; desconexión de la bobina de voltaje (alteración interna del medidor).
 - Interconexión o puente entre los conectores del medidor (figura 4).
 - Conexiones directa o intercaladas, para que la energía consumida no pueda ser registrada por el medidor o contador
 - Conexiones sin medidor
 - Conexiones directas o telarañas (figura 5).

FIGURA 2. *Parte frontal del medidor con alteración*

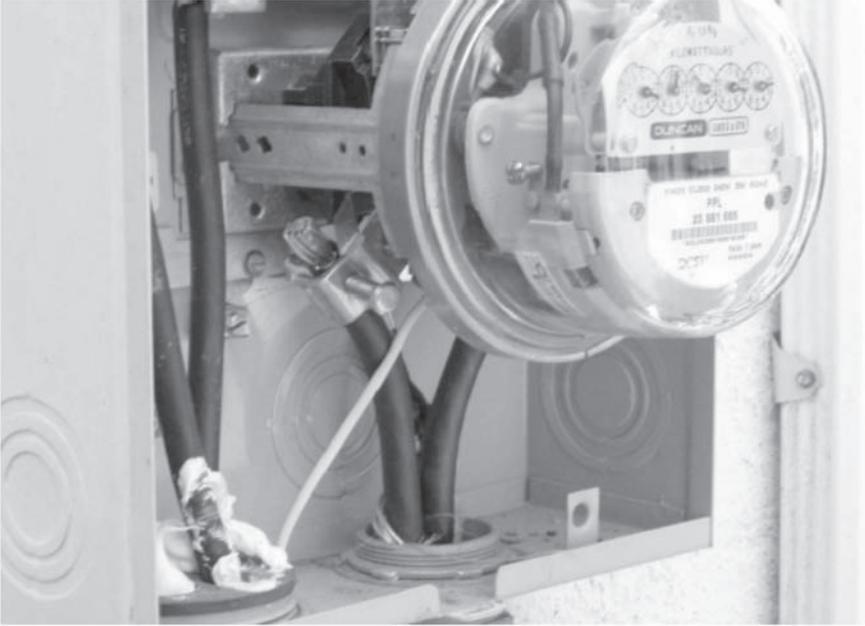


FIGURA 3. *Parte posterior del medidor con alteración*

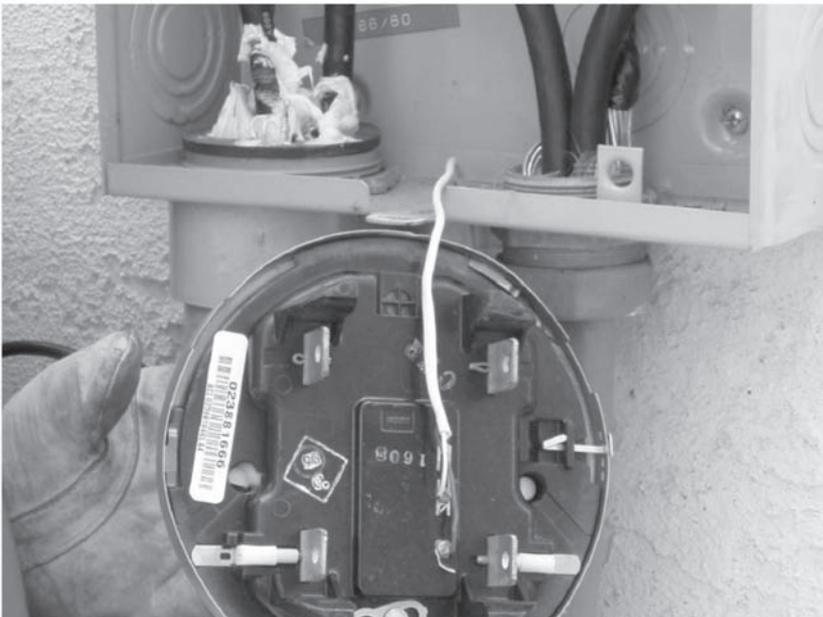


FIGURA 4. *Medidor con puente*

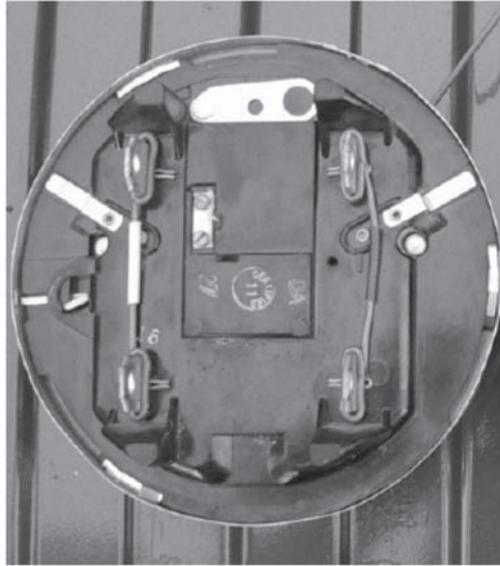


FIGURA 5. *Conexiones directas o telarañas*



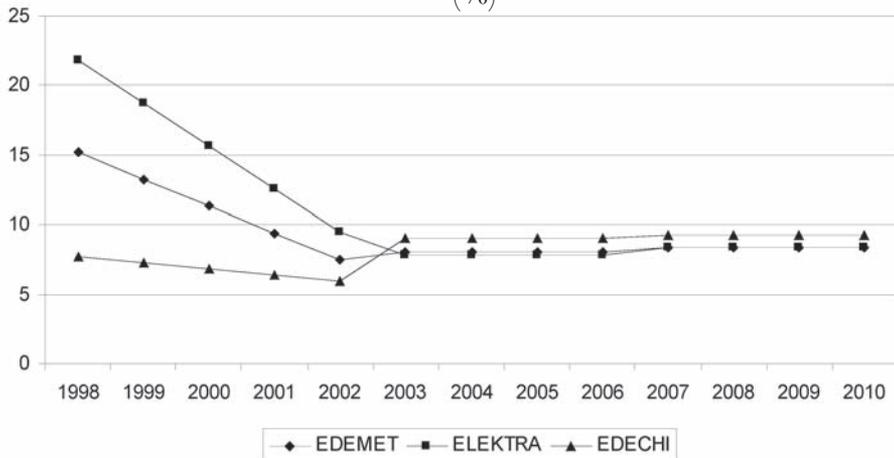
4. Las pérdidas de distribución en las tarifas

En algunos sistemas regulados, las pérdidas eléctricas aceptables para las empresas concesionarias no forman parte de una normativa de calidad, cuyo control y seguimiento se realiza de manera directa. Los criterios de pérdidas máximas permitidas están contenidos en las fórmulas del régimen tarifario. Por lo cual, las pérdidas en distribución reconocidas en las tarifas del sector eléctrico corresponden a las pérdidas eficientes de energía. Este valor de pérdidas eficientes que se establece en las fórmulas tarifarias, es el resultado de un Coeficiente de Pérdidas de energía contenidas en las ecuaciones de eficiencia, determinadas por el comportamiento estadístico de un grupo de empresas comparadoras de reconocido prestigio internacional. Por ejemplo las registradas por la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) de Estados Unidos.

En el gráfico 1 se presentan las pérdidas estándar de distribución reconocidas en las tarifas, correspondientes a las tres empresas distribuidoras de la República de Panamá. En 1998, fecha en que inicia la reestructuración del sector eléctrico, las fórmulas reconocen las pérdidas reales del sistema que tenían las empresas en esa fecha, y se establece una reducción paulatina hasta alcanzar el nivel de pérdidas consideradas eficientes.

GRÁFICO 1. *Pérdidas estándar reconocidas en tarifas*

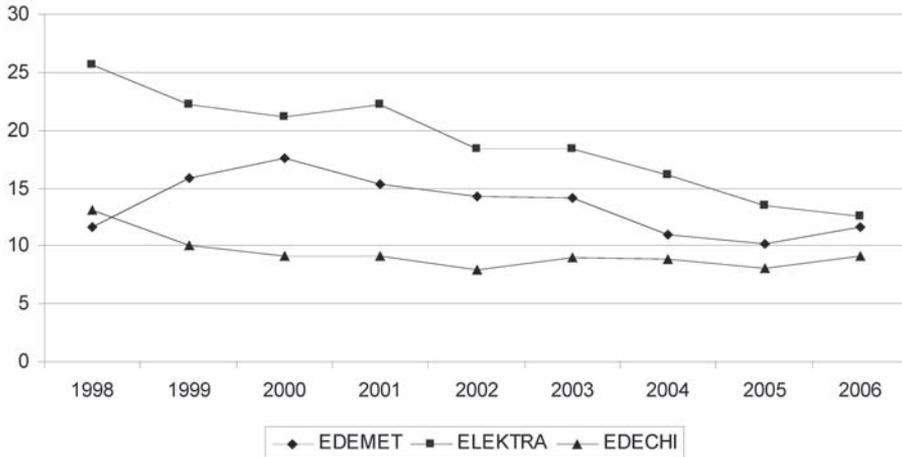
Pérdidas de energía estándar en distribución
(%)



En este procedimiento no se reconocen las pérdidas reales de las empresas, con el fin establecer un incentivo económico para que las distribuidoras alcancen un nivel adecuado de eficiencia en sus operaciones (gráfico 2).

GRÁFICO 2. *Pérdidas de energía reales*

Pérdidas de energía reales en distribución
(%)



5. Resumen

Las pérdidas de energía se pueden clasificar en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas se deben a la corriente eléctrica que circula por los componentes de la infraestructura del sistema eléctrico: conductores, cables, transformadores, interruptores y demás equipos. Estas pérdidas se manifiestan físicamente en forma de calor y se pueden cuantificar mediante la ecuación $Pérdidas = I^2R$.

Un aspecto muy importante en el control de las pérdidas técnicas lo constituye un buen diseño previo del sistema eléctrico de transmisión o de distribución. En la planificación y diseño de la expansión de la red eléctrica, es primordial tomar en consideración los siguientes parámetros:

- Nivel de tensión o voltaje.
- Capacidad del conductor.
- Longitud del circuito.
- Las pérdidas en los transformadores.
- Factor de potencia.

Las pérdidas no técnicas se refieren a la energía no facturada o no registrada debido a hurto de energía, errores en la facturación y a los clientes no registrados por error, en la base de datos de facturación (por ejemplo, el alumbrado público). Dentro del concepto de pérdidas no técnicas no se incluye el concepto de «morosidad» debido al no pago de la factura de electricidad, porque dicha energía ha sido

registrada y facturada, y porque el procedimiento para solucionar este problema es diferente al que se aplica para solucionar el problema de las pérdidas no técnicas.

Las pérdidas no técnicas es un problema fundamentalmente administrativo, orientado al adecuado control en la comercialización de la energía. Muchas veces el problema del fraude de la energía eléctrica se ve agravado por:

- Condiciones de pobreza extrema de ciertas comunidades que surgen sin un ordenamiento urbanístico, lo que impide a la empresa distribuidora o comercializadora legalizar a dichos clientes. Esta situación se ve agravada por los constantes accidentes, sobre todo de niños electrocutados por instalaciones clandestinas construidas por los propios moradores, sin considerar ninguna norma de seguridad. Como una solución temporal, a los clientes que habitan tierras del Estado o privadas de manera ilegal (barriadas marginales), la empresa distribuidora han optado por instalar el cuadro de medidores a la entrada de la comunidad. Sin embargo, dado que la responsabilidad de la empresa distribuidora termina en el punto de entrega o medidor, el cliente en estas comunidades se encarga de hacer la instalación desde el medidor hasta su residencia, sin tomar las medidas de seguridad apropiadas. Con esta medida temporal, que se normaliza cuando el cliente haya legalizado el derecho de propiedad de las tierras que ocupa, las empresas distribuidoras evitan que las personas puedan disfrutar del servicio de electricidad, y así evitar el hurto energético. Si se adoptaran medidas más drásticas, como desconectar el servicio eléctrico, por motivo de la seguridad de las instalaciones de dichos clientes, se presentan cierres de calles, manifestaciones callejeras y alteración del público en estas comunidades marginales (figuras 6 y 7).
- Condiciones culturales y políticas. La comunidad puede adoptar como modo de protesta, el fraude de energía eléctrica.

¿Por qué la reducción y control de las pérdidas técnicas y no técnicas tienen una gran relevancia en la situación mundial actual?

Indudablemente, las pérdidas son un indicador de la eficiencia de la red eléctrica de transmisión y distribución. Su reducción y control tiene los siguientes beneficios para la empresa prestadora del servicio:

- Se difieren las futuras inversiones.
- Se reducen los costos fijos.
- Menores costos operativos.
- Se incrementan las ventas de energía, y por lo tanto mejoran las finanzas.
- Se mejoran los niveles de tensión.

Si alguien roba o sustrae un bien, es porque alguna persona más lo ha perdido y lo está pagando. Las personas que cometen fraude eléctrico lo hacen con el falso principio que esta acción no perjudica a nadie o solamente le roba un poco de ingreso a una empresa que obtiene grandes beneficios de una operación monopólica. Sin embargo, las actividades de fraude energético afectan no solamente a las empresas prestadoras, sino a la comunidad nacional e internacional. Dado que el calentamiento global ya no es solamente una teoría, sino una triste realidad y que el costo del barril de petróleo está cercano a los 100 US dólares por barril, es necesario regular la eficiencia de las redes eléctricas, y establecer las señales regulatorias necesarias para que las empresas de transmisión y distribución o comercialización,

ya sean estatales o privadas, adopten programas concretos para la reducción y control de las pérdidas eléctricas. Estas normas regulatorias permitirán que la sociedad nacional e internacional se beneficien con un medio ambiente más limpio y sobre todo, se estará ahorrando una energía que es escasa y muy costosa de producir.

FIGURA 6. *Cuadro de medidores a la entrada de una barriada marginal*



FIGURA 7. *Alambrado después del medidor sin cumplir medidas de seguridad*



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

MUNASINGHE, MOHAN, y W, WALTER (1982), *Energy efficiency: optimization of electric power distribution system losses*, Final Report of Research Project No. R633, The World Bank, julio.

Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica: Título IV, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), República de Panamá, febrero de 2006.