

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

**METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS Y SU
APLICACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA**

TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA POR

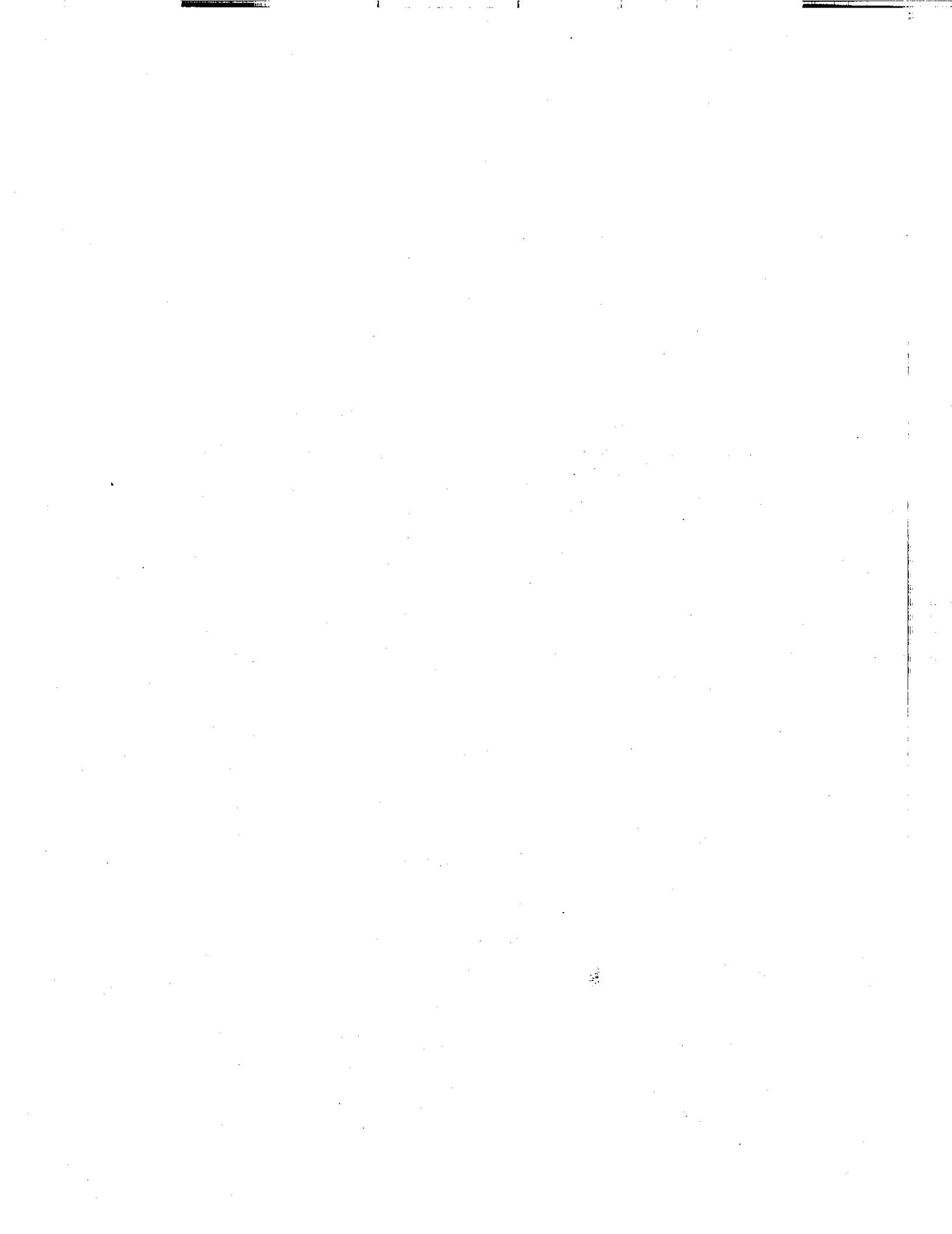
EDGAR NOEL AGUILAR PALMA

AL CONFERIRLE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 1996

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
BIBLIOTECA



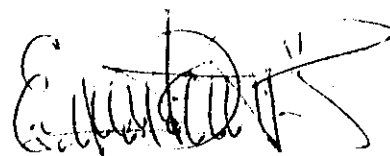
08
T(3863)
C4

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

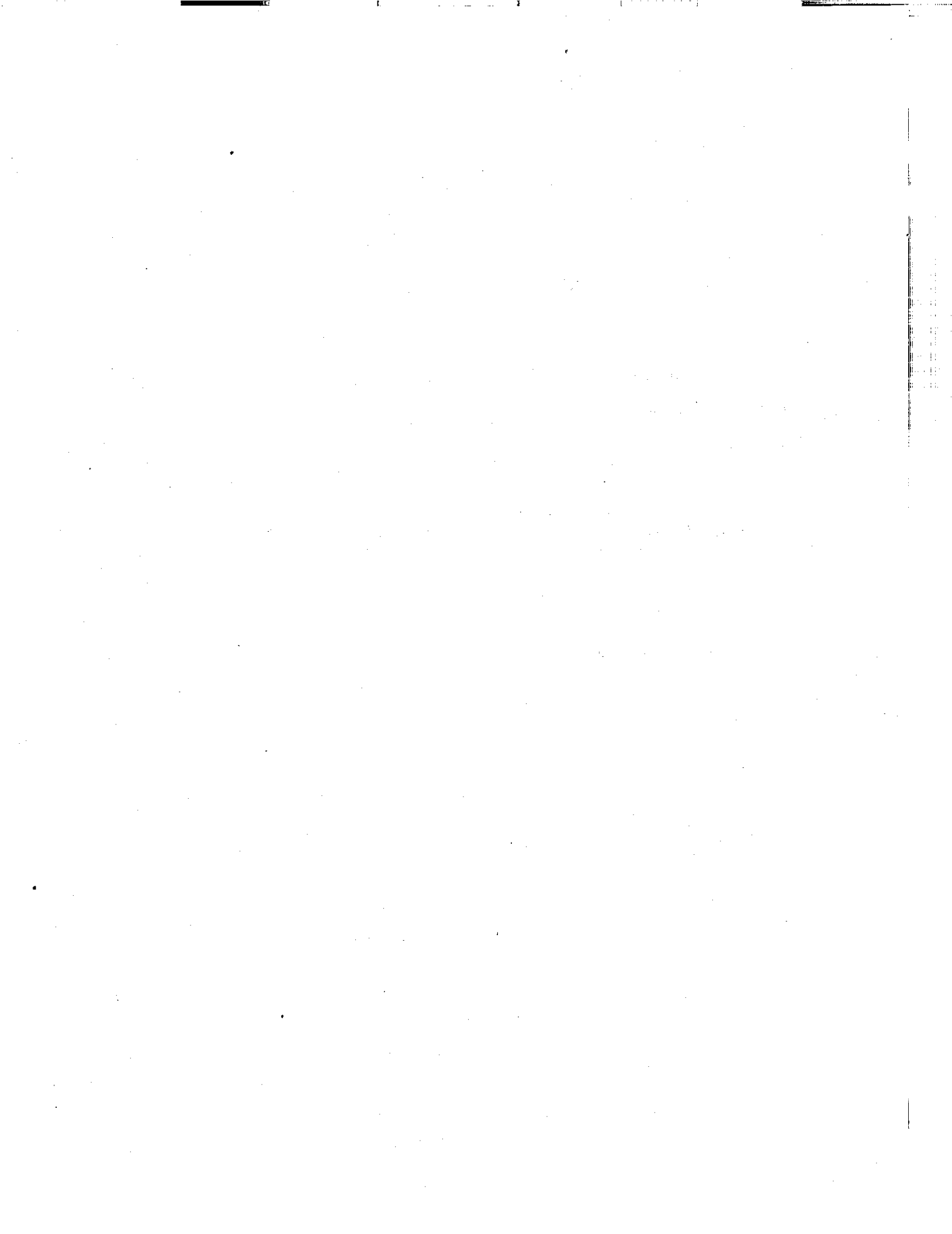
Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

**METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS Y SU
APLICACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.



Edgar Noel Aguilar Palma



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

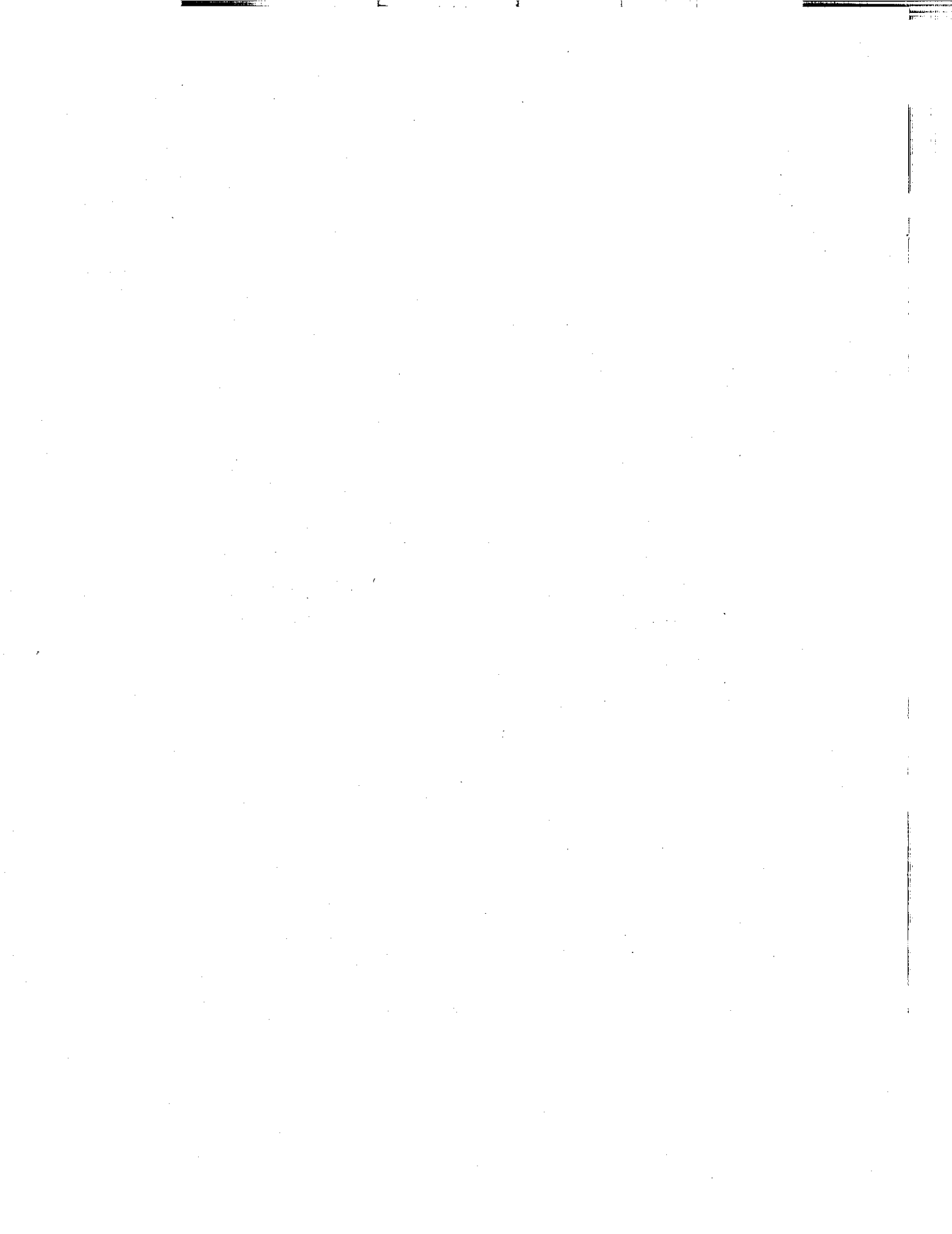
MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO:	ING. JULIO ISMAEL GONZÁLEZ PODSZUECK
VOCAL PRIMERO:	ING. MIGUEL ÁNGEL SÁNCHEZ GUERRA
VOCAL SEGUNDO:	ING. JACK DOUGLAS IBARRA SOLÓRZANO
VOCAL TERCERO:	ING. JUAN ADOLFO ECHEVERRÍA MÉNDEZ
VOCAL CUARTO:	BR. FERNANDO WALDEMAR DE LEÓN CONTRERAS
VOCAL QUINTO:	BR. PEDRO IGNACIO ESCALANTE PASTOR
SECRETARIO:	ING. FRANCISCO JAVIER GONZÁLEZ LÓPEZ

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN

GENERAL PRIVADO

DECANO:	ING. JULIO ISMAEL GONZÁLEZ PODSZUECK
EXAMINADOR:	ING. GUSTAVO BENIGNO OROZCO GODÍNEZ
EXAMINADOR:	ING. MIGUEL ANGEL SÁNCHEZ GUERRA
EXAMINADOR:	ING. JOSÉ LUIS HERRERA GÁLVEZ
SECRETARIO:	ING. FRANCISCO JAVIER GONZÁLEZ LÓPEZ



Guatemala, 14 de marzo de 1996

Ingeniero
Angel de Jesús García Martínez
Coordinador del Area de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Coordinador

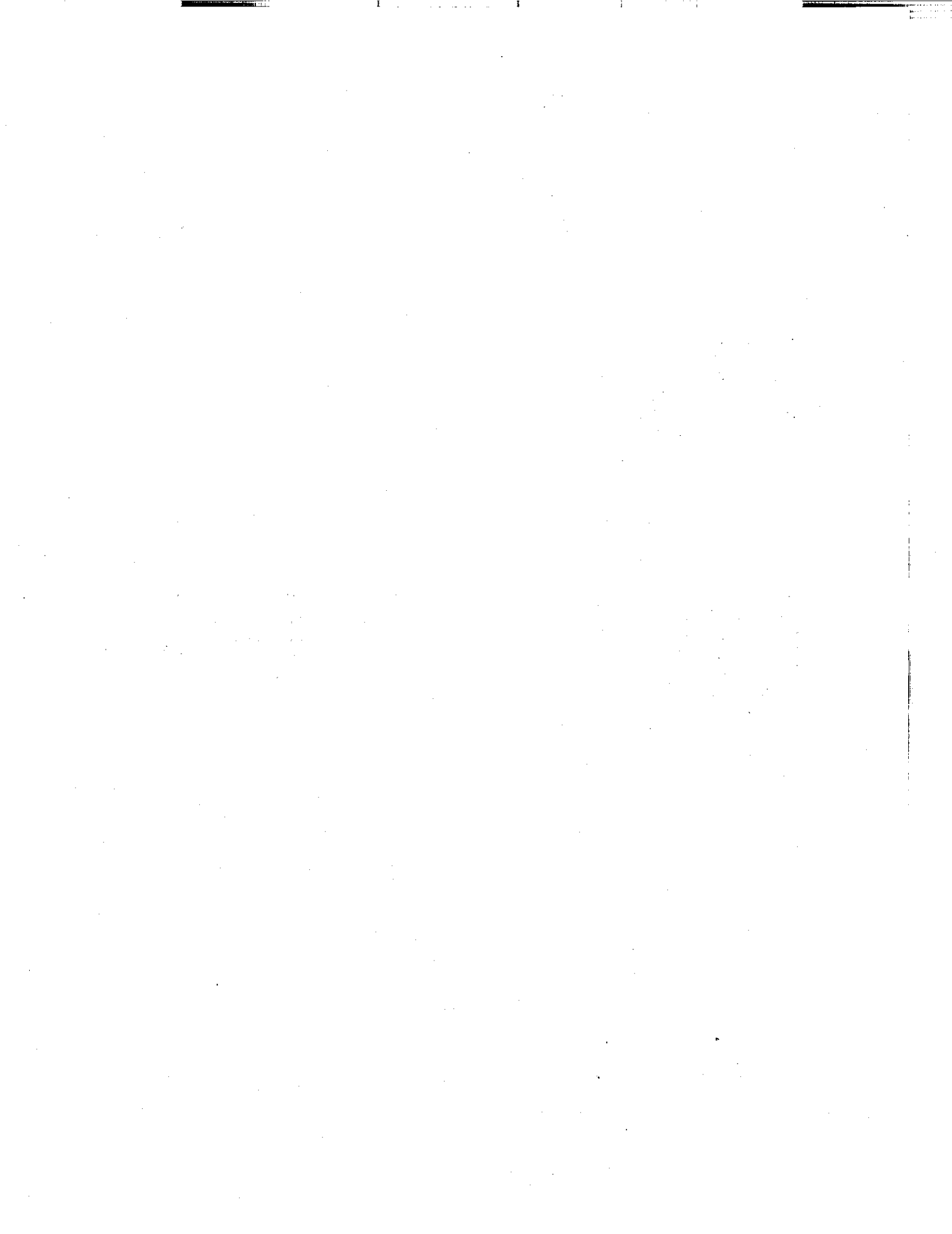
Habiendo asesorado al estudiante EDGAR NOEL AGUILAR PALMA en el desarrollo del trabajo de tesis titulado: **Metodología para la estimación y control de pérdidas eléctricas y su aplicación en el Sistema Eléctrico de Guatemala** y tras haber revisado su contenido final sin encontrar alguna objeción al respecto, doy mi aprobación a dicho trabajo de tesis.

Atentamente,



Ing. Carlos Fernando Rodas
Asesor





UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

Guatemala, 12 de agosto de 1,996

Señor Director
Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director.

Me permito aprobar el trabajo de tesis desarrollado por el señor Edgar Noel Aguilar Palma, titulado: Metodología para la estimación y control de pérdidas eléctricas y su aplicación en el Sistema Eléctrico de Guatemala, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Angel J. García Martínez
Coordinador Area de Potencia

AJGM/sdem.



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA

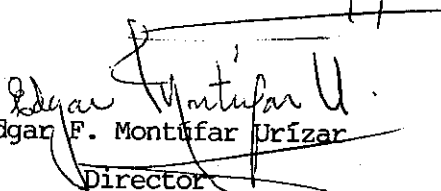


FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

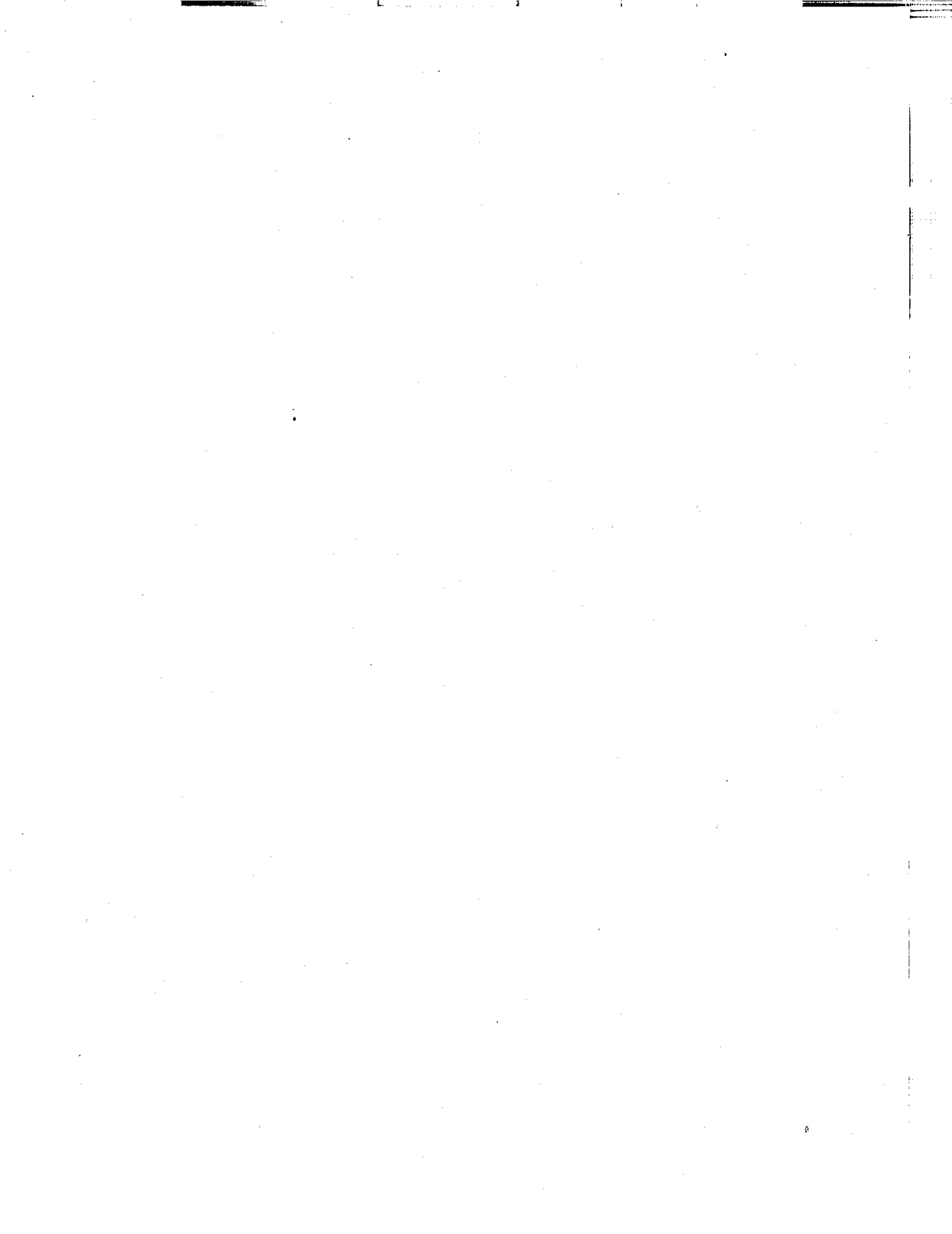
Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante Edgar Noel Aguilar Palma, titulada: Metodología para la estimación y control de pérdidas eléctricas y su aplicación en el Sistema Eléctrico de Guatemala, procede a la autorización del mismo.


Ing. Edgar F. Montufar Urizar
Director

Guatemala, 5 de septiembre de 1,996.





UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica.

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: Metodología para la estimación y control de pérdidas eléctricas y su aplicación en el Sistema Eléctrico de Guatemala, del estudiante Edgar Noel Aguilar Palma, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:

Ing. Julio Ismael González Podszueck

Decano





ACTO QUE DEDICO

A:

Mis padres:

Alicia Palma de Aguilar

Otilio Aguilar Castañeda

Mis hermanas:

Magda Lineth

Alicia Ibeth

Mi esposa:

Frida Eunice

A mis hijos:

Frida Alejandra

Andrea Eunice

Edgard Noel

Mis familiares

Mis amigos y compañeros

A las personas que de una u otra forma colaboraron con la elaboración de este trabajo.



GLOSARIO

A. CONCEPTOS TECNICOS

CARGA: cantidad de potencia dada o recibida en un punto sobre un intervalo de tiempo.

CARGA PICO: es la potencia máxima requerida por los usuarios, en un período de tiempo determinado.

CIRCUITO RADIAL: circuito por el cual la corriente fluye en una sola dirección y tiene un punto único de alimentación.

CENSO DE CARGA: es un valor de potencia asignado a un suscriptor, con base en la cantidad y demanda de potencia de sus aparatos eléctricos.

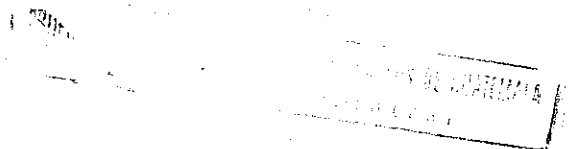
CURVA DE CARGA: es la representación gráfica de la variación de la carga en un período de tiempo determinado.

CURVA DE DEMANDA MAXIMA DIVERSIFICADA: es la gráfica que muestra la demanda simultánea máxima de un grupo de consumidores en función del número de consumidores.

CURVA DE DURACION DE CARGA: es la representación gráfica del conjunto de valores demandados en un intervalo de tiempo, ordenados de mayor a menor y teniendo en cuenta su tiempo de duración.

DEMANDA: es la suma de la carga y las pérdidas de potencia correspondientes en un instante determinado, de un usuario, conjunto de usuarios o de un sistema.

DEMANDA MAXIMA O PICO: es la mayor demanda ocurrida durante un período específico de tiempo. Incluye la potencia de la carga y las pérdidas.



DEMANDA PROMEDIO: es una demanda constante en un período de tiempo determinado y está dada por:

$$\text{Demanda promedio} = \frac{\text{Energía total en un período}}{\text{Duración del período}}$$

EFICIENCIA DE UN SISTEMA: es la relación dada como un porcentaje de la salida de energía de un sistema y la entrada de energía a éste.

$$\text{Eficiencia} = \frac{\sum \text{Energía de salida}}{\sum \text{Energía de entrada}} \times 100$$

ESTRATIFICACION: proceso por el cual una población es dividida en sectores llamados estratos (clases o estamentos sociales)

FACTOR DE CARGA: es la relación entre la carga promedio y la carga pico.

$$F_c = \frac{\text{Carga promedio}}{\text{Carga pico}}$$

FACTOR DE COINCIDENCIA: la relación en porcentaje de la máxima demanda de un grupo, clase o sistema como un todo a la suma de la demanda máxima individual del componente del grupo, clase o sistema. Es el inverso del factor de diversidad.

FACTOR DE DEMANDA: es la relación entre la demanda máxima en el sistema y la carga total conectada en dicho sistema. El factor de demanda da una indicación de la simultaneidad en el uso del equipo instalado.

$$\text{Factor de demanda} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad total conectada}}$$

FACTOR DE DIVERSIDAD: se define como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima total del sistema considerado.

$$\text{Factor de diversidad} = \frac{\sum \text{Demandas máximas individuales}}{\text{Demanda máxima total del sistema}}$$

FACTOR DE PERDIDAS: es la relación entre los kilovatios-hora de pérdidas durante un período y las horas del período por kilovatio pico de pérdidas. Se expresa como:

$$F_p = \frac{\text{Energía perdida durante un período}}{\text{Duración del período} \times \text{Potencia pico de pérdidas}}$$

También puede expresarse como la relación entre las "pérdidas de potencia promedio" y las "pérdidas de potencia en el pico", durante un período de tiempo determinado. Otra forma de cálculo es a partir del factor de carga mediante la fórmula empírica:

$$F_p = C (\text{Factor de carga}) + (1 - C) (\text{Factor de carga})^2$$

Donde C es una constante que depende del sistema; los valores para esta constante recomendados son:

$$C = 0.14 \text{ para transmisión}$$

$$C = 0.30 \text{ para distribución}$$

FACTOR DE PLANTA: es la relación entre la demanda promedio y la capacidad instalada en una planta generadora del sistema.

$$\text{Factor de planta} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Capacidad instalada}}$$

FACTOR DE SIMULTANEIDAD: se define como la relación entre la carga en el instante del pico del sistema sobre la carga pico en el componente del sistema.

$$F_s = \frac{\text{Demanda en el pico del sistema}}{\text{Demanda pico del componente}}$$

FACTOR DE UTILIZACION: es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal instalada en un elemento del sistema (generadores, transformadores, líneas, etc.)

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad nominal instalada}}$$

GENERACION BRUTA: es la energía eléctrica total en bornes de las diferentes plantas generadoras de una misma empresa.

GENERACION NETA: generación bruta menos consumo propio en plantas.

REGULACION DE VOLTAJE: es la relación en porcentaje entre la caída de la tensión en el punto de suministro. Se expresa como:

$$\text{Regulación} = \frac{V_s - V_r}{V_r} * 100$$

donde:

V_s : tensión en el punto de salida

V_r : tensión en el punto receptor

B. CONCEPTOS ECONOMICOS

CAPACIDAD ADMINISTRATIVA DE UNA EMPRESA: es la capacidad que tiene una empresa de planificar, organizar y controlar en forma eficiente los procesos de medición de la energía y recaudación de las ventas correspondientes.

PRECIO SOMBRA: en países en vías de desarrollo se marcan distorsiones en las condiciones de mercado, debido principalmente a subsidios y monopolios, lo cual hace que los precios de bienes y servicios no reflejen verdaderamente su valor económico.

Para lograr la adecuada valoración, es necesario eliminar las distorsiones que presenta el mercado por lo que se utiliza el concepto de precio sombra; este precio intenta reflejar el valor económico de los bienes y servicios, de tal manera que los costos y beneficios del proyecto sean evaluados adecuadamente.

COSTOS MARGINALES: el costo marginal se define como el cambio en los costos totales cuando se presenta un pequeño cambio en la demanda.

Para el caso de la energía eléctrica, por ejemplo, para determinar el costo de adicionar un kilowatio-hora o un kilowatio, ante pequeños cambios de la demanda, se debarán tener en cuenta los costos de las futuras expansiones incluyendo la inversión y los costos de operación y mantenimiento durante la vida útil de los proyectos.

COSTO DE OPORTUNIDAD: se define el costo de oportunidad como el valor de la mejor opción rechazada; por ejemplo, el costo de oportunidad del capital que se invierte en un proyecto de reducción de pérdidas de energía eléctrica puede ser el valor que se obtendría en una inversión distinta, que puede ser la rentabilidad

producida por bonos en el mercado nacional o internacional.

ELASTICIDAD: es una medida de la respuesta de la cantidad demandada de un artículo dado según el cambio de precio de dicho artículo. Se define así:

$$\text{Elasticidad} = \frac{\text{Cambio en \% en la cantidad demandada}}{\text{Cambio en \% en el precio del artículo}} = \frac{dx/x}{dp/p}$$

Este coeficiente presenta un valor negativo, ya que el precio y cantidad tienen relación inversa.

CONSTRUCCION DE LA CURVA DE DEMANDA: como simplificación de la curva de la demanda, se puede utilizar una recta de pendiente negativa, la cual puede identificarse por tres valores: elasticidad, la tarifa y el nivel de consumo para el cual está dada la elasticidad. Esta simplificación restringe el uso de la curva a la vecindad del punto para el cual se da la elasticidad.

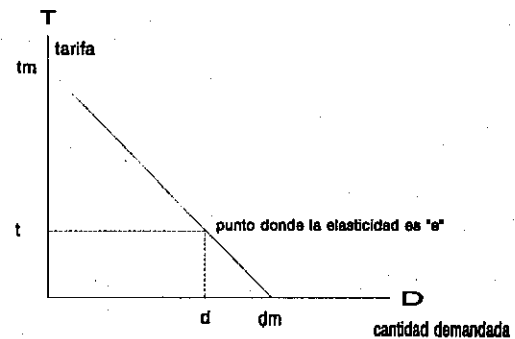


Figura I. Curva de demanda simplificada.

Partiendo de la curva de demanda simplificada como la de la figura I, la ecuación de la recta es:

$$t_m = T - mD \quad (1)$$

donde:

t_m = Tarifa marginal.

T = Tarifa.

D = Cantidad demandada.

m = Pendiente.

siendo

$$m = \frac{\Delta t}{\Delta d} = \frac{t - t_m}{d} \quad (2)$$

si:

$$e = \frac{\Delta d/d}{\Delta t/t} = \frac{\Delta d}{\Delta t} \frac{t}{d} = \frac{\Delta t}{\Delta d} = \frac{t}{ed} \quad (3)$$

igualando 2 y 3, se tiene:

$$\frac{t}{e} = t - t_m \Rightarrow t_m = t \frac{e-1}{e} \quad (4)$$

reemplazando 2 y 4 en 1, se tiene:

$$T = t \frac{e-1}{e} + \frac{tD}{ed} \quad (5)$$

haciendo $T = 0$ en (5) y despejando D como d_m , se tiene:

$$d_m = d(1 - e) \quad (6)$$

SUBSIDIO: en la producción de bienes o servicios a cargo del Estado es muy frecuente que se otorguen precios o tarifas que no siempre reflejan los costos de producción; estas diferencias se denominan subsidios, que se pueden definir como la diferencia entre el precio que los compradores pagan por un bien o servicio y el precio que los productores reciben.

INDICE

	INTRODUCCION.....	1
1	PRESENTACION GENERAL DEL PROBLEMA.....	2
	1.1 Introducci3n.....	2
	1.1.1 El sector el3ctrico y el crecimiento econ3mico.....	2
	1.2 P3rdidas el3ctricas de potencia.....	2
	1.3 Balances de energ3a.....	3
	1.3.1 Consideraciones generales.....	3
	1.3.2 Componentes del balance.....	5
	1.3.3 Balance global.....	7
	1.3.4 Balance por subsistema.....	7
	1.4 An3lisis y diagn3stico de p3rdidas con base en los balances.....	9
	1.4.1 Indices globales relativos a p3rdidas de energ3a.....	9
	1.4.2 An3lisis y diagn3stico por subsistema	10
	1.4.3 Conclusiones de los an3lisis a partir de los balances.....	11
	1.5 Clasificaci3n de p3rdidas en sistemas el3ctricos.....	12
	1.5.1 P3rdidas t3cnicas.....	12
	1.5.2 P3rdidas no-t3cnicas.....	12
	1.5.3 P3rdidas fijas y p3rdidas variables.	12
2	PERDIDAS TECNICAS	13
	2.1 Introducci3n.....	13
	2.2 Clasificaci3n de p3rdidas t3cnicas.....	13
	2.3 Divisi3n del Sistema.....	14
	2.3.1 Subsistema de generaci3n.....	15
	2.3.2 Subsistema de transmisi3n y subtransmisi3n	17
	2.3.3 Subsistema de distribuci3n.....	19
	2.4 Consideraciones b3sicas para la estimaci3n de p3rdidas.....	21
	2.4.1 Estimaci3n de p3rdidas de potencia..	22
	2.4.2 Estimaci3n de p3rdidas de energ3a...	23
	2.4.3 Herramientas utilizadas en la estimaci3n de p3rdidas.....	26
	2.4.4 Informaci3n requerida para la estimaci3n de p3rdidas.....	27
	2.5 Metodolog3as de estimaci3n.....	28
	2.5.1 Subsistema de transmisi3n.....	28
	2.5.2 Subsistema de distribuci3n.....	30
	2.6 Control de p3rdidas t3cnicas.....	35
	2.6.1 Evaluaci3n econ3mica de la reducci3n de p3rdidas.....	36
	2.6.2 Factores que afectan las p3rdidas...	37
	2.6.3 Control de p3rdidas.....	38

2.7	Selección óptima de elementos.....	41
2.7.1	Conductor económico.....	41
2.7.2	Transformador económico.....	43
2.7.3	Capacitor económico.....	44
3	PERDIDAS NO TECNICAS.....	45
3.1	Introducción.....	45
3.2	Presentación de la problemática.....	45
3.2.1	Clasificación de las pérdidas no técnicas.....	46
3.2.2	Pérdidas de energía vrs. pérdidas financieras.....	48
3.2.3	Pérdidas durante el registro de consumos.....	48
3.2.4	Pérdidas durante la facturación.....	49
3.2.5	Pérdidas durante el recaudo.....	50
3.3	Metodología general de estimación.....	51
3.4	Fraude.....	54
3.4.1	Introducción.....	54
3.4.2	Metodología de estimación.....	54
3.4.3	Esquemas de revisión.....	56
3.4.4	Control de pérdidas por fraude.....	56
3.5	Usuarios no suscriptores.....	58
3.5.1	Estimación.....	59
3.5.2	Control de usuarios no suscriptores.	59
3.6	Errores de estimación de los consumos.....	60
3.6.1	Fuentes de error en mediciones.....	60
3.6.2	Pérdidas de energía por descalibración de medidores.....	61
3.6.3	Control de pérdidas por descalibración	64
3.7	Otras fuentes de pérdidas.....	65
3.7.1	Pérdidas en el proceso de registro..	65
3.7.2	Pérdidas en el proceso de facturación	66
4	EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA DE PROYECTOS DE REDUCCION DE PERDIDAS.....	67
4.1	Introducción.....	67
4.2	Evaluación económica - Metodología general..	67
4.3	Costos de inversión.....	70
4.3.1	Distribución de imprevistos.....	70
4.4	Costos de operación y mantenimiento.....	71
4.4.1	Determinación de los costos o..... beneficios de operación y mantenimiento	71
4.5	Beneficios por reducción de pérdidas técnicas	71
4.5.1	Establecimiento de costos marginales	72
4.5.1.1	Consideraciones generales.....	72
4.5.1.2	Costos marginales de generación..	73
4.5.1.2.1	Costos marginales de largo plazo	73
4.5.1.2.2	Costos marginales de corto plazo	74
4.5.1.3	Costo marginal de transmisión....	76
4.5.1.4	Costo marginal de distribución...	76
4.5.1.5	Costos de servicios al consumidor	76
4.5.1.6	Criterios para la determinación de costos marginales.....	77

	4.5.1.7	Determinación de tarifas.....	78
	4.5.1.8	Costo marginal relevante.....	81
	4.5.2	Cálculo del beneficio por reducción de pérdidas técnicas.....	82
	4.5.3	Otros beneficios.....	83
	4.6	Beneficio por reducción de pérdidas no técnicas	84
5		BALANCES REALES DE ENERGIA, CASOS PRACTICOS	91
	5.1	Introducción.....	91
	5.2	Balances globales y por subsistema.....	91
	5.3	Balances en líneas de 69 kV (datos de campo)	93
	5.3.1	Balances iniciales.....	93
	5.3.1.1	Análisis.....	93
	5.3.1.2	Recomendaciones.....	96
	5.3.2	Balances posteriores.....	97
	5.3.2.1	Análisis.....	97
	5.3.2.2	Recomendaciones.....	99
	5.4	Cálculo de beneficios por reducción de pérdidas no técnicas (Ejemplo).....	99
	5.6	Conclusiones.....	103
	5.7	Recomendaciones.....	105
6		BIBLIOGRAFIA.....	107
7		ANEXOS.....	108

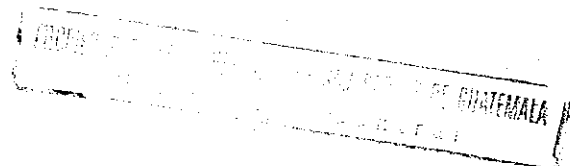


INTRODUCCION

La eficiencia del sector eléctrico de un país es el resultado de adecuadas políticas de expansión y operación de sus sistemas eléctricos. El programa de reducción de pérdidas se puede enmarcar dentro de la concepción moderna del planeamiento energético, en el cual se consideran de suma importancia el tomar medidas para el uso efectivo de la energía, como también la búsqueda de nuevos recursos energéticos.

La reducción de pérdidas en un sistema eléctrico de potencia, que es el tema de este estudio, desembocan en diversos beneficios tales como, tener una mayor disponibilidad de capacidad instalada y tener un sistema más eficiente, lo que implica una eventual disminución de inversiones en el subsector eléctrico.

La disminución de pérdidas libera recursos financieros que, de acuerdo con prioridades del país, pueden ser invertidos en otros renglones de la economía o reinvertirlos en el propio sector eléctrico.





Capítulo 1

PRESENTACIÓN GENERAL DEL PROBLEMA

1.1 Introducción

1.1.1 El sector eléctrico y el crecimiento económico

Para poder definir las políticas energéticas, se debe tener bien claro la influencia de determinado sector en el crecimiento económico. En Guatemala, la afirmación sin mayor discusión de que el motor de la economía es la energía eléctrica, llevó a destinar recursos económicos y financieros muy elevados al sector de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta las consideraciones de la relación del crecimiento económico con el sector de energía, es importante reconocer que el sector eléctrico jugará un papel importante que contribuirá al desarrollo económico y social del país.

La eficiencia económica del sector eléctrico se cumplirá si se cumplen simultáneamente los criterios de eficiencia, tanto productiva, como en la asignación de recursos.

La eficiencia productiva se logrará optimizando la expansión del sistema eléctrico al igual que su operación; dentro de la operación óptima del sistema, debe incluirse el control de pérdidas de energía como un objetivo que tiene una gran potencialidad de ahorro; lo anterior puede ser complementado con políticas de manejo de la demanda y uso eficiente de la energía eléctrica, lo que hará aún más grande el ahorro esperado.

La eficiencia en la asignación de recursos se logrará haciendo una efectiva planificación administrativa y técnica, a corto, mediano y largo plazo, de tal forma que con un grado de certeza elevado, se sepa en qué parte de la estructura de la empresa se necesita asignar más o menos recursos.

1.2 Pérdidas eléctricas de potencia

Un sistema eléctrico está integrado por una serie de elementos encargados de la generación, transformación y transporte de energía eléctrica. En cada elemento y debido a diferentes causas, se producen pérdidas eléctricas que son consecuencia de una eficiencia limitada en la función que realiza cada elemento. Las pérdidas eléctricas se manifiestan en diferentes formas

principalmente calor disipado y como su nombre lo indica, la energía eléctrica que se deriva de ellas y que no se aprovecha, aunque sí forma parte de la energía generada en el sistema.

Las pérdidas en un sistema eléctrico se producen en todo instante de tiempo. Las pérdidas en todos los elementos que se operan en el sistema en ese instante, se denominan pérdidas de potencia. Las pérdidas de potencia sumadas a la demanda instantánea de los usuarios de la energía eléctrica conforman la carga total del sistema que debe ser alimentada con los recursos de generación. Esta carga varía en el tiempo, según las variaciones de la demanda y de las pérdidas.

Es indispensable para propósitos de facturación, estadística, etc., medir cantidades de electricidad en energía. La energía eléctrica medida es igual a la potencia promedio utilizada, que es multiplicada por el tiempo de utilización.

Las pérdidas eléctricas, que en un período de tiempo determinado son contabilizadas en unidades de energía (kilovatios-hora o megavatios-hora, por ejemplo), son las pérdidas de energía del sistema eléctrico considerado. Las pérdidas de energía de un sistema son iguales a la suma de las pérdidas de energía individuales de todos los elementos del sistema en el período considerado.

1.3 Balances de energía

En todo sistema eléctrico, se realizan muchas transferencias de energía en un período de tiempo tanto internas al mismo sistema como con otros sistemas eléctricos. Estas transferencias se deben registrar y llevar a balances de energía, los cuales tienen el propósito de consignar los datos más importantes de la operación del sistema durante el período de tiempo considerado.

El balance debe cumplir con dos condiciones básicas: exactitud y detalle. La exactitud se refiere a que los datos del balance deben estar libres de errores de lectura, procesamiento, etc., que afecten los datos consignados; se debe sin embargo aceptar que la exactitud de un balance de energía está determinada por la precisión derivada de los contadores utilizados en las diferentes mediciones. El detalle del balance se refiere a que éste debe contener suficiente información para responder a las necesidades de reporte, estadística, control, análisis histórico, etc. de cada sistema. Por esa razón y en virtud de la gran diferencia entre sistemas, los balances de energía pueden variar en el grado de detalle que cada subsistema requiera.

1.3.1 Consideraciones generales

Los aspectos que más influyen en los datos que se utilizan en los balances de energía son los siguientes:

Precisión de las medidas de energía. La precisión de los contadores de energía y de los transformadores de corriente y tensión determinan directamente la exactitud de la medida. Teniendo en cuenta que en los sistemas eléctricos las mayores cantidades de energía se miden con pocos contadores, es necesario que éstos tengan la precisión requerida para minimizar errores de medición. La precisión también está determinada por la calibración del contador, la cual debe verificarse periódicamente con un contador patrón, cuya exactitud derive de patrones o estándares internacionalmente aprobados.

Simultaneidad de las lecturas. Las lecturas de los contadores de energía, a partir de los cuales se elabora el balance de energía, deben tomarse en forma simultánea. Esta simultaneidad puede lograrse con mecanismos de lectura automáticos que se hallen instalados en los puntos de interés para el balance, los cuales envíen lecturas periódicas a un computador central. Otra forma de lograr simultaneidad, es teniendo medidores computarizados que registren y almacenen datos en un disco flexible y luego recopilar las mediciones de cada uno de los puntos de interés para un período determinado. Por último, se puede tener una simultaneidad aceptable coordinando personal de forma que se halle una persona en cada punto de lectura, teniendo cada uno de ellos una unidad de comunicación (radio por ejemplo), y verificar la disponibilidad de todos a tomar la lectura manual del contador en un instante determinado.

Periodicidad de las lecturas. El balance debe tener la mayor cantidad de información posible; en otras palabras, las lecturas en los puntos que se requiera deben ser tomadas con una frecuencia mínima de un mes a fin de poder determinar la historia de las pérdidas.

Un balance mensual o bimensual que contenga los datos básicos es conveniente que se complemente con los datos acumulados del año en curso. Además, con el fin de reducir el efecto de la no simultaneidad de las lecturas, se deben tomar los datos acumulados de un año móvil que comprenda el período entre el mes o bimestre último y el mismo mes o bimestre del año inmediatamente anterior. Estos datos son útiles para los análisis estadísticos con mínima influencia estacional, la cual sí afecta los análisis efectuados con base en datos mensuales.

Características del equipo usado. Por ejemplo en EEGSA, se ha implementado el uso de los contadores QUANTUM, los cuales, por sus características, son ideales para apoderar hacer balances de potencia y energía con una simultaneidad de lectura aceptable, ya que mediante la programación adecuada; estos pueden sincronizarse para diferentes puntos de medición. Entre las características más importantes, resaltan:

- Memoria de masa de 64 kBytes, en la cual se pueden almacenar

datos con una periodicidad programada, tales como:

- Energía activa
- Energía reactiva
- Energía aparente
- Potencia real
- Potencia reactiva
- Potencia aparente
- Corriente
- Voltaje
- Factor de potencia

Basados en la experiencia este contador, es capaz de almacenar datos con 3 meses de antigüedad, lo que permite tener los datos de potencia y energía para un período simultáneamente.

1.3.2 Componentes del balance

Con el balance, se quiere reflejar en forma general la operación del sistema eléctrico en un período considerado. El sistema eléctrico para efectos de balance se considera delimitado por una frontera que pasa por todos los puntos donde se efectúa alguna transferencia de energía que da lugar a contabilizar energía que entra o sale del sistema. Los puntos de frontera del sistema se pueden clasificar en los siguientes grupos:

1. Generación: en estos puntos, se contabiliza el aporte de energía de las unidades del sistema. Dado que parte de esta energía se usa directamente en las plantas en el proceso de generación y teniendo en cuenta que esta energía no entra al resto del sistema eléctrico, la generación que debe llevarse al balance está dada por:

$$G_{np} = G_{bp} - C_{pp} \quad (1.1)$$

donde:

G_{np} = Generación neta planta.
 G_{bp} = Generación bruta planta.
 C_{pp} = Consumo propio planta.

y para el sistema total,

$$G_{ns} = \sum_{i=1}^n G_{np}(i) \quad (1.2)$$

donde:

Gns = Generación neta sistema.
Gnp(i) = Generación neta de la planta (i).

2. Intercambio: en estos puntos, se efectúan las transacciones de compra-venta de energía del sistema eléctrico considerado con otros sistemas eléctricos. Las entradas o compras de energía se deben restar en estos puntos de las ventas efectuadas en el mismo lugar; un ejemplo de estos puntos para EEGSA son: Las subestaciones Guatemala-Norte, Guatemala-Sur, Central Térmica de Escuitla. El intercambio neto se calcula de la siguiente forma:

$$Inl = Cel - Vel \quad (1.3)$$

donde:

Inl = Intercambio neto en el lugar.
Cel = Compra de energía en el lugar.
Vel = Venta de energía en el lugar.

y para el sistema total,

$$Ins = \sum_{i=1}^n Inst(i) \quad (1.4)$$

donde:

Ins = Intercambio neto del sistema.
Inst(i) = Intercambio neto en el sitio (i).

3. Venta: estos puntos agrupan los de venta de energía a cualquier tipo de consumidor, grandes y pequeños usuarios del servicio eléctrico, alumbrado público, servicios comunitarios, y en general todos los puntos en donde se efectúe entrega de energía eléctrica, y se incluyen los puntos de consumo propio en auxiliares de subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico mismo o de la empresa que lo administra.

Las ventas totales de un sistema se calculan así:

$$Vs = \sum_{i=1}^n Vl(i) \quad (1.5)$$

donde:

Vs = Ventas sistema.
Vl(i) = Ventas en el lugar (i).

Ejemplo:

Ventas de energía EEGSA 1995

Sector	Mwh
Residencial	668,990
Comercial	590,562
Industrial	828,482
Municipal	140,376
Gobierno	42,635
Alum.Ext.	3,112
Total Sistema	2.274,158

1.3.3 Balance global

Teniendo en cuenta que se considera una frontera cerrada alrededor del sistema eléctrico si se toman en cuenta todos los puntos de transacción de energía, se debe cumplir la ecuación siguiente:

$$Gns + Ins - Vs = Ps \quad (1.6)$$

donde:

Gns = Generación neta del sistema.
Ins = Intercambio neto del sistema.
Vs = Ventas del sistema.
Ps = Pérdidas del sistema.

De esta ecuación, se deduce que los errores que afectan cada uno de los términos del lado izquierdo afectan las pérdidas del sistema, o sea que cualquier error en la contabilización de la generación, los intercambios o las ventas de energía afectarán el valor de las pérdidas de energía.

1.3.4 Balance por subsistema

El balance global, presentado en el numeral anterior, permite determinar la totalidad de la pérdidas pero sin identificar ni su localización geográfica ni el reparto de las mismas en los diferentes componentes del sistema eléctrico.

Con el propósito de obtener información más detallada de pérdidas, entre otros resultados, es necesario efectuar balances por subsistema. Un subsistema eléctrico es una parte del sistema eléctrico completamente identificada en cuanto a sus fronteras con

otros subsistemas y cuenta con mediciones de energía en todas las fronteras.

La figura 1.1 presenta, a manera de ejemplo y en forma esquemática, la división de un sistema eléctrico en subsistemas que se diferencian por los niveles de tensión generalmente encontrados, los cuales son: transmisión, subtransmisión y distribución.

Los componentes del balance por subsistema son los mismos que los identificados para el balance global:

- ◆ Generación
- ◆ Intercambios
- ◆ Ventas

La generación que se inyecta a cada subsistema debe ser identificada y se debe calcular para cada planta su generación neta, igual a la generación bruta menos el consumo propio.

Los intercambios netos de entrada a cada subsistema se contabilizan como la diferencia entre compras y ventas para cada sitio de intercambio. Se deben identificar los siguientes intercambios:

- ◆ Intercambios del subsistema con otras empresas.
- ◆ Intercambios entre subsistemas integrantes del mismo sistema eléctrico.

Las ventas del subsistema se dividen en los siguientes grupos:

- ◆ Ventas del subsistema a diferentes usuarios.
- ◆ Consumo propio en el subsistema.

El balance de energía por subsistema a partir de los datos anteriores puede plantearse con la siguiente ecuación general:

$$G_{nsb} + I_{ne} + I_{nsb} + V_{sb} = P_{sb} \quad (1.7)$$

donde:

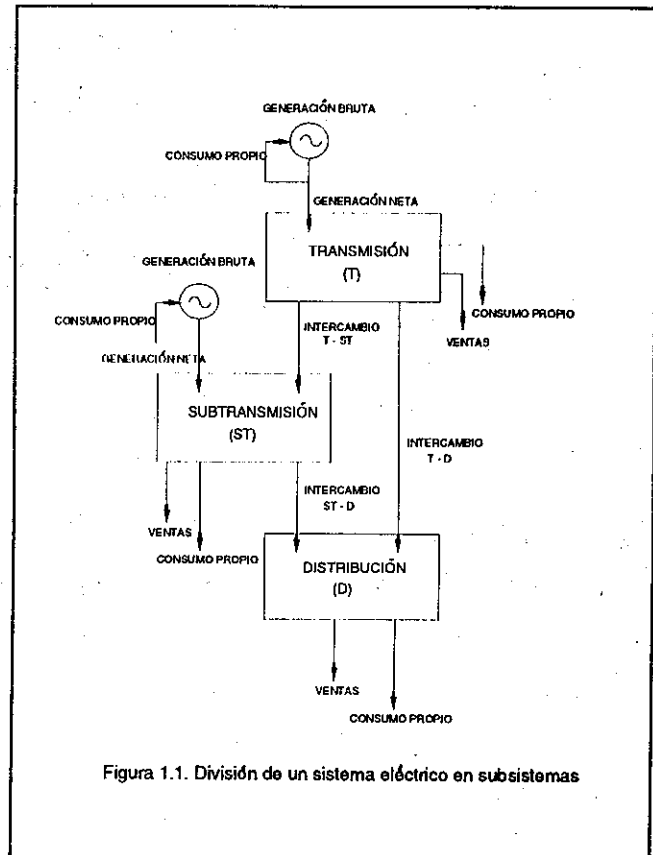


Figura 1.1. División de un sistema eléctrico en subsistemas

Gnsb = Generación neta del subsistema.
 Ine = Intercambio neto con otras empresas.
 Insb = Intercambio neto con otros subsistemas.
 Psb = Pérdidas por subsistema.

1.4 Análisis y diagnóstico de pérdidas con base en los balances

Con base en los balances presentados en el numeral anterior, se pueden efectuar análisis generales y diagnósticos preliminares con respecto al nivel de pérdidas de energía.

1.4.1 Índices globales relativos a pérdidas de energía

A partir del balance global de un sistema eléctrico se pueden calcular entre otros, los siguientes índices:

$$\%PS = \frac{Ps}{Ed} * 100 \quad (1.8)$$

donde:

%Ps = Porcentaje de pérdidas del sistema.
 Ps = Pérdidas del sistema.
 Ed = Energía disponible = Generación neta sistema + Intercambio neto sistema.

y

$$Efs = 100 - \%PS \quad (1.9)$$

donde:

Efs = Eficiencia del sistema.

El porcentaje de pérdidas óptimo es el "óptimo económico", resultado del balance entre el beneficio de minimizar pérdidas y el costo asociado con la reducción de las mismas. Este valor es particular para cada sistema y debe ser el objetivo a largo plazo para la reducción de pérdidas.

A falta de estudios y análisis de cada sistema en particular, se pueden tomar de la literatura técnica los siguientes valores:

Porcentaje de pérdidas excesivo > 10 %
 Porcentaje de pérdidas deseable = 6 % a 8 % ¹

¹ Según Manual Latinoamericano para el control de pérdidas eléctricas, OLADE.

1.4.2 Análisis y diagnóstico por subsistema

Los índices globales presentados anteriormente sólo dan un indicativo general de las pérdidas en forma macroscópica; estos índices pueden ser calculados para cada subsistema, lo cual permite obtener estadísticas complementarias, como se explica a continuación.

1. Energía disponible por subsistema.

La energía disponible para cada subsistema es la base para calcular el porcentaje de pérdidas y es un indicativo de cuánta energía circula por cada uno de los subsistemas analizados.

Si la división en subsistemas se realiza con el criterio de zonas geográficas, la energía disponible para cada zona es indicativa de su demanda de energía. Si esta división se efectúa por niveles de tensión, se puede determinar cómo se reparte la energía por el sistema. El comportamiento de las pérdidas será diferente en un sistema en el cual las ventas de energía se concentran en el nivel de transmisión, comparado con un sistema que tenga pocas ventas a alta tensión y la mayor parte de ellas estén a nivel de distribución. En el primer caso, la energía circula principalmente a un nivel de tensión caracterizado por bajas pérdidas de energía, mientras que en el segundo la energía debe circular por todos los subsistemas antes de llegar al usuario final.

2. Índices para cada subsistema.

Los índices de porcentajes de pérdidas y eficiencia usados para todo el sistema pueden definirse para cada subsistema en la siguiente forma:

$$\%Psb = \frac{Psb}{Edsb} * 100 \quad (1.10)$$

donde:

$\%Psb$ = Porcentaje de pérdidas del subsistema.

Psb = Pérdidas del subsistema.

$Edsb$ = Energía disponible del subsistema.

y

$$Efsb = 100 - Psb \quad (1.11)$$

donde:

$Efsb$ = Eficiencia del subsistema.

3. Niveles óptimos de pérdidas por subsistemas.

Al igual que el sistema eléctrico global, cada subsistema puede caracterizarse por el nivel óptimo de pérdidas, el cual a su vez será el compromiso óptimo económico entre los ahorros logrados al reducir las pérdidas y los costos asociados a esa reducción para el subsistema en cuestión. El cálculo de este óptimo es particular para cada subsistema y por lo tanto no se puede definir un óptimo general.

En la tabla 1.1, se presentan porcentajes de pérdidas deseables por subsistema según la literatura técnica.²

Subsistema	Pérdidas aceptables %
Transmisión	1.4
Subtransmisión	2.0
Distribución	3.2
Total	6.6

Tabla 1.1: Niveles aceptables de pérdidas por subsistema.

1.4.3 Conclusiones de los análisis a partir de los balances

1. Es de vital importancia, para conocer el comportamiento de las pérdidas de energía, disponer de las estadísticas relativas a su monto y variación.
2. La precisión de los datos, a partir de los cuales se calculan los balances, determina los resultados esperados y en particular los valores de pérdidas. Las mediciones de energía deberán realizarse, por lo tanto, con las condiciones que garanticen la precisión necesaria de acuerdo con la cantidad de energía medida.
3. Además de los balances periódicos mensuales, que se deben realizar, es importante para efectos de estadísticas de pérdidas, realizar balances que involucren el acumulado del año

² Según Manual Latinoamericano Para el Control de Pérdidas Eléctricas, OLADE.

en curso y el acumulado de los doce últimos meses.

4. No es suficiente con efectuar balances globales para un sistema eléctrico. Los balances por subsistema dan resultados complementarios para identificar, en primera instancia y con pocos datos adicionales, en qué nivel de tensión o en qué región geográfica se concentran las pérdidas. Dos sistemas con igual porcentaje de pérdidas globales, pueden tener diferentes problemas y requerir soluciones distintas.

1.5 Clasificación de pérdidas en sistema eléctricos

Las pérdidas pueden ser clasificadas por tipo y por causa. Por causa, se dividen en: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Por tipo se dividen en: pérdidas "fijas" y pérdidas "variables".

1.5.1 Pérdidas técnicas

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos son las denominadas pérdidas técnicas del mismo. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica.

1.5.2 Pérdidas No Técnicas

Las pérdidas no técnicas son las calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

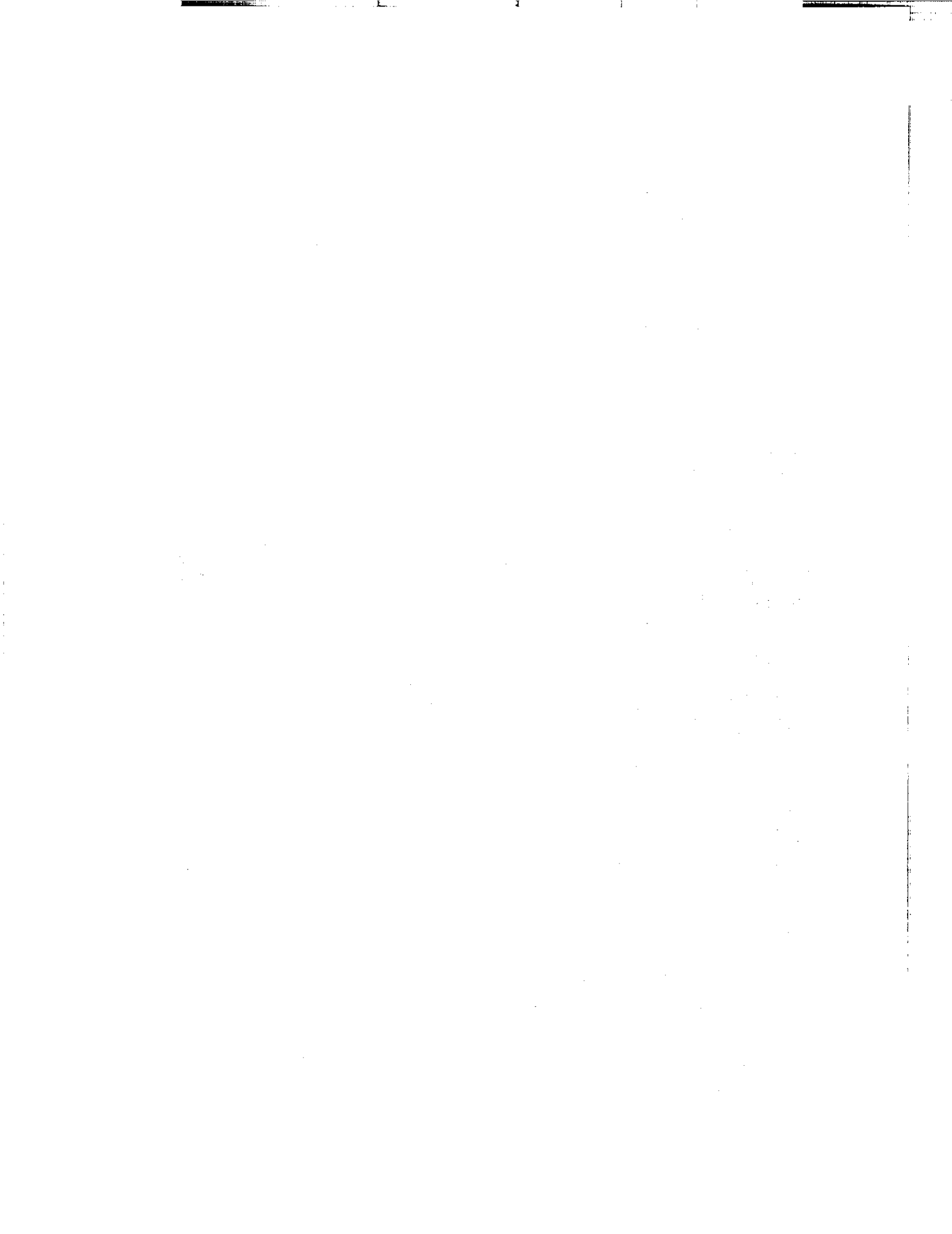
1.5.3 Pérdidas "fijas" y pérdidas "variables"

Las pérdidas fijas se presentan en el sistema por el solo hecho de energizar la línea o el transformador en el cual se producen; este tipo de pérdidas se producirán en el sistema aunque la carga conectada a ellos fuera igual a cero y su variación, en mayor o menor grado, sólo depende en segundo orden de la demanda.

Las pérdidas "fijas" incluyen las siguientes pérdidas técnicas:

- ◆ Efecto corona.
- ◆ Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

Las pérdidas "variables" son aquellas que dependen de la demanda. Las pérdidas Joule son las que componen la totalidad de las pérdidas técnicas variables.



PÉRDIDAS TÉCNICAS

2.1 Introducción

En este capítulo, se presentan las diferentes metodologías para estimar y controlar las pérdidas físicas en un sistema eléctrico de potencia, o sea las pérdidas de potencia y energía que ocurren en los materiales de los equipos utilizados para generar, transmitir y distribuir energía eléctrica por el simple hecho de conducir electricidad.

La estimación de pérdidas, tanto de potencia como de energía en los sistemas eléctricos, es un problema complejo por las siguientes razones:

- La magnitud de los sistemas, en los cuales hay una gran diversidad de elementos.
- La gran cantidad de información que se debe manejar.
- La incertidumbre, falta parcial o total de información.
- La naturaleza variable de la carga tanto en el sistema eléctrico como en cada elemento que lo compone.
- Los costos involucrados en la realización de mediciones en diferentes puntos del sistema.

A lo largo del capítulo, se presentan las definiciones y las bases teóricas requeridas para el estudio de las pérdidas técnicas y su clasificación, y los modelos que representan el comportamiento de cada uno de los elementos del sistema eléctrico.

Luego se describen las metodologías más utilizadas para la estimación de pérdidas de potencia que constituyen la base para estimar las pérdidas de energía, ya sea mediante un proceso de integración de las pérdidas de potencia en un período de tiempo o mediante la utilización de ciertos factores que representan el comportamiento del sistema (factor de carga, factor de pérdidas).

Finalmente, se presentan los principales métodos para controlar las pérdidas.

2.2 Clasificación de pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas del sistema corresponden a las pérdidas debidas a las condiciones propias del manejo y conducción de la energía eléctrica. Estas pérdidas pueden clasificarse así:

1. Pérdidas asociadas con la variación de la demanda (pérdidas carga). Son aquellas pérdidas que se encuentran relacionadas con

las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente.

$$P_L = I^2 R \quad (2.1)$$

donde:

P_L : pérdidas en el elemento del sistema (Vatios).
 I : corriente que circula por el elemento (Amp.).
 R : resistencia del elemento (Ohmios).

2. Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente de la carga del sistema (pérdidas en vacío). Estas pérdidas dependen principalmente de la variación de la tensión, mas no de la variación de la demanda. Se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, y se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación; adicionalmente se incluyen en esta clase las pérdidas debidas al efecto corona. Debido a que los sistemas eléctricos funcionan con pocas fluctuaciones de tensión, es frecuente considerar las pérdidas de vacío como un valor constante.

2.3 División del sistema

Para el estudio de pérdidas técnicas en un sistema eléctrico, es conveniente dividirlo en varios subsistemas o categorías para lograr ciertas simplificaciones en los cálculos.

Es frecuente considerar las siguientes divisiones, ya que ellas presentan ciertas características comunes.

- Subsistema de generación.
- Subsistema de transmisión.
- Subsistema de subtransmisión.
- Subsistema de distribución.
- Subsistema secundario de distribución.

A continuación, se mencionan las principales características de los subsistemas:

Los subsistemas de transmisión se caracterizan por:

- Tener corrientes relativamente pequeñas.
- Ser la parte del sistema donde se presentan pérdidas por efecto corona.
- Estudiarse en forma periódica.
- Tener suficientes aparatos de medida y disponer de

centros de control muchas veces dotados de mediciones en tiempo real.

- Disponer de una adecuada información acerca de los equipos que lo componen, incluyendo líneas y transformadores de potencia.

En los subsistemas primarios de distribución, es frecuente la falta de instrumentación necesaria que se requiere para obtener la información base para la estimación de las pérdidas.

Por último, los subsistemas secundarios de distribución son las partes del sistema más difíciles de analizar debido a:

- La falta de instrumentos de medida y por lo tanto carencia de información.
- La gran diversidad tanto en el consumo como en la instalación de cada usuario.

2.3.1 Subsistema de generación

Las pérdidas de potencia en el subsistema de generación se producen por las corrientes de carga (efecto Joule o pérdidas en el cobre) en los devandos de los generadores y los transformadores, y por sus corrientes de excitación (pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío).

Generador

Las pérdidas de potencia que se presentan en el generador se puede considerar como función de la tensión, de la potencia generada tanto activa como reactiva y de la resistencia de los conductores (ver figura 2.1 y figura 2.2). Así:

$$P_L = I^2 R \quad (2.2)$$

$$I = \frac{P_G - jQ_G}{V_G} \quad (2.3)$$

donde:

P_L : pérdidas de potencia (Wattios).³

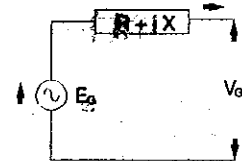


Figura 2.1 . Modelo eléctrico del generador

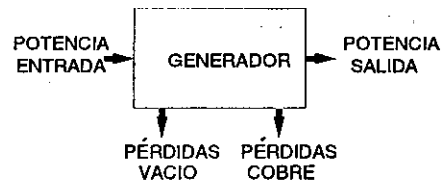


Figura 2.2: Relaciones de potencia en un generador

³ En todos los casos el valor de las pérdidas se da por fase, por lo cual para obtener las pérdidas totales deberá multiplicarse por el número de fases.

- P_G : Potencia activa generada (Vatios).
- Q_G : Potencia reactiva generada (VAR).
- V_G : Tensión del generador (Voltios).
- R : Resistencia del generador (Ohmios).

Transformador

Para estudios de pérdidas, los transformadores tanto de potencia como de distribución, se pueden representar por el mismo modelo. Por esta razón, se presenta el modelo del transformador como caso general. Las pérdidas de potencia en un transformador están asociadas principalmente con:

- a. Pérdidas que varían con la demanda y están relacionadas directamente con la resistencia de los arrollamientos del transformador. (Se les conoce con el nombre de pérdidas en carga o pérdidas en el cobre).
- b. Las pérdidas asociadas al valor de la tensión aplicada están relacionadas con las corrientes de excitación del transformador. (Se conocen con el nombre de pérdidas en el hierro, o pérdidas en vacío).

En las figuras 2.3 y 2.4, se presentan los modelos de potencia y eléctrico del transformador respectivamente.

Los valores de los parámetros de los transformadores se pueden obtener de los datos de placa que los fabricantes proporcionan con cada transformador, o se pueden estimar a partir de normas establecidas, según la capacidad y valores de tensión de los transformadores.

El modelo eléctrico, mostrado en la figura 2.4, es válido para transformadores monofásicos y transformadores trifásicos (o bancos de transformadores monofásicos iguales) en los que las 3 fases estén igualmente cargadas.

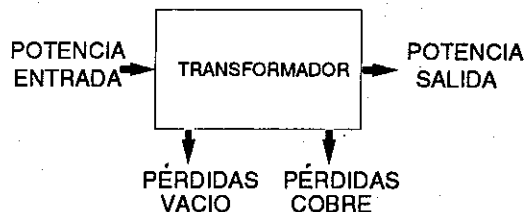


Figura 2.3. Relaciones de potencia en un transformador.

Las pérdidas en el cobre o dependientes de la carga están dadas por

$$P_L = I^2 R \quad (2.4)$$

donde:

- P_L : pérdidas de potencia en el cobre o pérdidas en carga (Wattios).
 I : corriente de carga (Amperios).

Si se dispone de la información de las pérdidas a potencia nominal, el valor de pérdidas para otra condición de carga se encuentra como:

$$P_L^f = P_L^o (S_f / S_o)^2 \quad (2.5)$$

donde:

- P_L^f : pérdidas en el cobre (W) para una carga S_f (VA).
 P_L^o : pérdidas en el cobre (W) para una carga nominal S_o (VA).

Las pérdidas asociadas con el hierro o en vacío están dadas por:

$$P_L^v = \frac{V_e^2}{R_m} \quad (2.6)$$

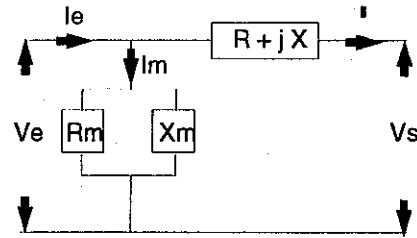
donde:

- P_L^v : pérdidas de vacío (Wattios).

En los sistemas eléctricos, los valores de tensión en general, van a estar cerca del valor nominal y su variación es relativamente pequeña (2 - 5 %); por esta razón, las pérdidas en el hierro se consideran constantes.

2.3.2 Subsistemas de transmisión y subtransmisión

Los subsistemas de transmisión y subtransmisión se caracterizan por el flujo de grandes bloques de energía, entre los cuales pueden



- I_e : Corriente de entrada (A)
 I : Corriente de salida (A)
 V_e : Tensión de entrada (V)
 V_s : Tensión de salida (V)
 R : Resistencia serie (Ohmios)
 X : Reactancia serie (Ohmios)
 R_m : Resistencia derivación (Ohmios)
 X_m : Reactancia derivación (Ohmios)
 I_m : Corriente asociada con la excitación del transformador (A)

Figura 2.4 . Modelo eléctrico de un transformador.

existir importaciones o exportaciones. Para el estudio de pérdidas, se pueden considerar estos subsistemas formados por líneas y transformadores.

Las pérdidas de potencia en el subsistema de transmisión se producen por diversas causas, tales como pérdidas por efecto Joule y por efecto corona, pérdidas en los transformadores, tanto en su núcleo como en sus devanados.

Líneas de transmisión

Las pérdidas asociadas con las líneas de transmisión y subtransmisión son básicamente las pérdidas por efecto joule y corona; por lo tanto, los modelos que representen las líneas deben tener en cuenta estos dos tipos de pérdidas.

Para el cálculo de pérdidas de potencia por efecto Joule ($I^2 \cdot R$), es suficiente la representación tradicional de la línea como se muestra en la figura 2.5.

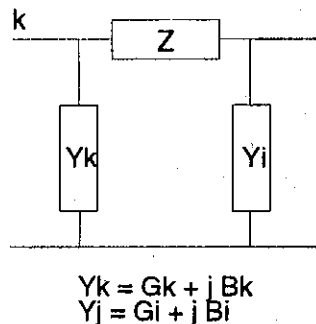
Los valores de resistencia y reactancia dependen de las características físicas de los conductores y su disposición geométrica. Es frecuente que estos valores los proporcionen los fabricantes o se encuentren en tablas hechas para tal fin. Los elementos de la línea donde se presentan pérdidas de potencia activa son la resistencia serie (R) y la conductancia shunt (G).

Como las pérdidas de potencia activa asociadas con la conductancia son muy pequeñas comparadas con las pérdidas en la resistencia R , este parámetro (G) se suele despreciar.

Para evaluar las pérdidas en líneas de transmisión y subtransmisión por efecto corona, se han realizado estudios tanto teóricos como prácticos que involucran todas las variables que tienen que ver con este efecto, como son: la geometría de los conductores, la tensión de servicio, condiciones meteorológicas, etc. Más adelante (Sección 2.5) se presenta la metodología para su estimación.

Transformadores

El modelo que se utiliza corresponde al descrito en el numeral 2.3.1.



- G_k, G_l : Conductancia (derivación) de la línea (ohmios)
- B_k, B_l : Suceptancia (derivación) de la línea (ohmios)
- R : Resistencia (serie) de la línea (ohmios)
- X : Reactancia (serie) de la línea (Ohmios)
- Y_k, Y_l : Admitancia (derivación) de la línea (ohmios)

Figura 2.5 . Línea de transmisión. Circuito pi.

2.3.3 Subsistemas de distribución

En la figura 2.6, se muestra un esquema básico de un subsistema de distribución que ilustra los principales elementos constitutivos del sistema.

- Subsistema primario.
- Subsistema secundario.
- Transformadores de la subestación y de distribución.
- Condensadores (utilizados para la corrección del factor de potencia).
- Cargas.

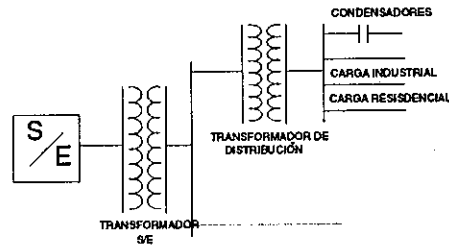


Figura 2.6 . Subsistema de distribución.

Subsistemas de distribución primarios y secundarios

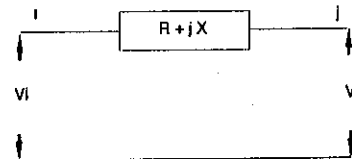
Los sistemas primarios y secundarios están compuestos por líneas aéreas y/o subterráneas; por estas líneas, circulan las corrientes necesarias para suplir la demanda de potencia. Inherentes a este proceso, se presentan pérdidas de potencia asociadas principalmente con la resistencia de los conductores y con las corrientes que circulan.

$$P_L = I^2 R \quad (2.7)$$

donde:

- I : corriente que circula por el conductor (Amperios).
 R : resistencia del conductor (Ohmios).

En los subsistemas de distribución, donde las tensiones son relativamente bajas, las pérdidas de potencia por efecto corona suelen ser muy pequeñas; por esto, se desprecia tal efecto. Los valores de susceptancia a tierra (derivación) de la línea de distribución son muy pequeños, razón por la cual se suelen despreciar. Con estas simplificaciones, el modelo para representar una línea de distribución corresponde al mostrado en la figura 2.7.



- V_i : Tensión en el punto i (V).
 V_j : Tensión en el punto j (V).
 R : Resistencia de la línea (Ohmios).
 X : Reactancia de la línea (Ohmios).

Figura 2.7 . Representación de una línea de distribución.

En los subsistemas de distribución, los conductores utilizados son de diámetro pequeño, por lo cual su resistencia por unidad de

longitud es grande. Debido a que las distancias entre conductores no son muy grandes, el valor de reactancia por unidad de longitud es pequeño.

Por las razones anteriores, es frecuente encontrar que los valores de resistencia pueden ser del mismo orden o mayores que los valores de reactancia, hecho que frecuentemente no sucede en los subsistemas de transmisión.

Transformadores

El modelo utilizado corresponde al descrito en el numeral 2.3.1.

Demanda

Las pérdidas de potencia y energía de un subsistema de distribución dependen de la demanda que debe suplir; por esto, un conocimiento adecuado de estos valores permitirá que el estudio de pérdidas del sistema sea preciso.

Para la estimación de la demanda de potencia y energía en los diferentes puntos del subsistema de distribución, se hace necesario disponer de una serie de aparatos de medición instalados en estos puntos que permitan continuamente obtener información sobre los valores de corriente, tensión, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva y energía.

Para la obtención de la información sobre la carga, se requiere de una gran cantidad de aparatos de medida y llevar un registro voluminoso de la información; factor limitante que se presenta en la mayoría de empresas de electricidad por lo elevado de los costos asociados. Por esta razón, la carga se estima de una manera indirecta con la ayuda de una serie de factores: factor de carga, factor de coincidencia, factor de pérdidas, capacidad instalada, energía consumida, número de usuarios, etc. (Ver Anexo I).

Al realizar un estudio sobre el comportamiento de la demanda de un sistema, hay que considerar, entre otros, los siguientes aspectos:

- ¿Cuáles son las variables eléctricas de importancia que se deben medir, por ejemplo, la demanda (kW) o la energía consumida (kWh)?.
- ¿Cómo es la variación de la demanda?
- ¿Cuál debe ser la duración del intervalo de tiempo durante el cual se deben efectuar las mediciones?
- ¿A qué clase de usuario se le debe estudiar la carga? ¿Qué aspecto es importante de dicha carga? (por ejemplo: aparatos, carga agregada etc.).
- ¿Con qué profundidad y extensión se debe realizar el estudio?

- ¿Cuáles son los niveles de confianza y credibilidad requeridos en el estudio?
- ¿Cómo se consiguen, se analizan y se presentan los datos? Con qué frecuencia?
- ¿Cuál debe ser el tamaño de la muestra para el estudio? Se debe estratificar?
- ¿Cómo se deben instalar los equipos de medida?, ¿Cómo detectar sus errores?, ¿En qué medio se debe almacenar la información?, ¿Cómo procesarla?, etc.

Las características de la carga que frecuentemente se determinan son:

1. Demanda máxima individual o demanda promedio (diaria, mensual, anual o por estación) a nivel de:
 - Usuario.
 - Clases (estratos).
 - Sistema.
2. Demanda máxima o demanda promedio por aparatos (diaria, mensual, anual o por estación), por ejemplo, calentadores ya sea por:
 - Usuario.
 - Clase.
 - Sistema.
3. Factores de coincidencia y diversidad con relación al estrato, sistema, número de usuarios.
4. Energía utilizada en el día, mes, o año por aparato, usuario, clase o sistema.
5. Demanda promedio para un día laboral, fin de semana, día festivo, teniendo en cuenta las características del mes.

2.4 Consideraciones básicas para la estimación de pérdidas

Para evaluar las pérdidas de energía durante un período de tiempo, se pueden utilizar las lecturas de la energía suministrada y la energía que ha sido facturada a los usuarios, así:

$$\text{Pérdidas de energía} = \text{Energía suministrada} - \text{Energía facturada}$$

Esta metodología tiene asociadas dos fuentes de error:

1. La diferencia entre la energía suministrada y la energía vendida incluye la energía utilizada por los usuarios pero no pagada, como puede ser por robo, lecturas erradas, aparatos descalibrados, etc., es decir, incluye pérdidas técnicas y no técnicas.

2. Las lecturas de los aparatos de medida realizadas en los diversos puntos del sistema no son hechas simultáneamente; se presentan desfases de tiempo entre ellas, según periodicidad con que se efectúen.

Aún en caso de que los resultados sean aceptables, es difícil localizar dónde ocurren las pérdidas para poder tomar medidas correctivas, ya que en este caso se tiene muy poca información al respecto.

Para obviar los inconvenientes anteriores, la estimación de pérdidas de energía se realiza estimando primero las pérdidas de potencia para uno (generalmente la demanda máxima) o varios puntos de demanda del sistema, y con base en los resultados se evalúan las pérdidas de energía.

2.4.1 Estimación de pérdidas de potencia

La evaluación de las pérdidas de potencia, en uno o en varios puntos de operación del sistema, se requiere para la estimación de las pérdidas de energía.

Una de las formas más utilizadas para estimar las pérdidas de potencia es el uso del flujo de carga.

Como resultado del flujo de carga, se obtienen los valores de tensión (magnitud y ángulo) en todos los puntos del sistema y con estos datos se estima el valor de las pérdidas de potencia, de acuerdo con cualquiera de las dos metodologías siguientes:

- Calcular las corrientes que circulan por los diferentes elementos mediante la ecuación:

$$I_k = \frac{V_o - V_f}{Z_k} \quad (2.8)$$

donde:

- I_k : corriente que circula por el elemento (k) conectado entre los puntos o - f.
- Z_k : impedancia del elemento k, $Z_k = R_k + jX_k$.

- Conocidas las corrientes por los diferentes elementos I_k , se calculan las pérdidas P_{Lk}

$$P_{Lk} = R_k * I_k^2 \quad (2.9)$$

donde:

- P_{Lk} : pérdidas (Vatios) en el elemento k.

- Las pérdidas totales del sistema se encuentran sumando

las pérdidas en cada elemento y adicionándoles las pérdidas que son independientes de la demanda (pérdidas en vacío de los elementos, efecto corona). Estas pérdidas en vacío se pueden representar en forma independiente o como parte de los modelos utilizados en la solución del problema.

$$P_L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} + P_L^v \quad (2.10)$$

donde :

N : número de elementos.
 P_L^v : pérdidas independientes de la demanda (W).

Una forma alterna de evaluar las pérdidas de potencia del sistema es :

- Calcular la potencia activa suministrada por el sistema.
- Las pérdidas están dadas por

$$P_L = P_s - \sum_{k=1}^M P_{Dk} - P_L^v \quad (2.11)$$

donde:

P_s : potencia activa suministrada por el sistema (Vatios).
 P_{Dk} : demanda en el punto k (Vatios).
M : número de puntos de demanda.

2.4.2 Estimación de pérdidas de energía

El valor de las pérdidas de energía se calcula a partir de los valores estimados de las pérdidas de potencia.

Si se conoce en cada momento el valor de la demanda en los diferentes puntos del sistema, se puede calcular para cada instante el valor de las pérdidas, utilizando por ejemplo, un flujo de carga.

Conocidos los valores de las pérdidas de potencia en cada momento, se calcula el valor de las pérdidas totales de energía.

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad (2.12)$$

donde:

- L : pérdidas de energía (Vatios-hora).
- P_{Lk} : pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo k (Vatios).
- N : número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.
- T_k : intervalo de tiempo (horas).

Esta forma de evaluar las pérdidas, se puede considerar como la forma ideal. Sin embargo, presenta los siguientes inconvenientes:

1. Se debe disponer de mediciones en todos los puntos del sistema.
2. Estas mediciones se deben realizar todo el tiempo de estudio.
3. Se deben efectuar las mediciones simultáneamente.

El cumplimiento de los puntos anteriores, conlleva por lo general, costos muy elevados por la necesidad de equipo de medición y tiempo requerido en la recolección de la información.

Por esta razón, se recurre a una metodología que utiliza modelos estadísticos que permiten evaluar las pérdidas en la demanda máxima (o para diferentes condiciones de operación del sistema) y mediante la utilización de una serie de factores, se estima el valor de las pérdidas de energía durante el período de estudio. Dentro de este grupo, se pueden citar los dos modelos siguientes.

1. Utilizando el factor de pérdidas

Las pérdidas de energía se estiman a partir del valor de pérdidas de potencia que se presentan en el momento de la demanda máxima, así:

$$L = F_L * P_L^P * T \quad (2.13)$$

donde:

- F_L : factor de pérdidas del sistema.
- P_L^P : pérdidas de potencia que se presentan en la condición de demanda máxima (Vatios).
- T : intervalo de tiempo considerado.

2. Efectuando estudios de flujos de carga

En diferentes condiciones de carga del sistema (máxima, niveles intermedios en los cuales se varíen los niveles de

generación o intercambio), se pueden realizar estudios de flujo de carga para encontrar el valor de las pérdidas de potencia.

Con los datos de pérdidas de potencia obtenidos, se trata de encontrar o ajustar una función que relacione las pérdidas del sistema con la demanda total o variables adicionales, como pueden ser intercambios, generación etc.; se obtiene un modelo que puede ser, por ejemplo, de la forma:

$$P_L = C_1 + C_2 P_D + C_3 P_D^2 \quad (2.14)$$

donde:

P_D : demanda total del sistema.
 C_1, C_2, C_3 : coeficientes hallados mediante el uso de un modelo estadístico.

Las pérdidas en vacío de los transformadores y las debidas al efecto corona se pueden determinar en forma separada, y considerarlo independientemente.

De acuerdo con la metodología anterior, los pasos necesarios para estimar las pérdidas de energía son:

1. Para una serie de condiciones de demanda, se deben evaluar las pérdidas de potencia mediante el uso de flujos de carga.
2. Utilizando análisis estadísticos, hay que correlacionar los datos obtenidos en el paso anterior (1) para obtener una ecuación, cuya forma puede ser, a manera de ejemplo:

$$P_L = C_1 + C_2 P_D + C_3 P_D^2 \quad (2.15)$$

3. Hay que evaluar las pérdidas de potencia en vacío del sistema P^V .
4. Se deben calcular las pérdidas para cada intervalo de tiempo (por ejemplo cada hora):

$$P_{Lk} = C_1 + C_2 P_{Dk} + C_3 P_{Dk}^2 + P_k^V \quad (2.16)$$

5. Evaluar las pérdidas de energía mediante:

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad (2.17)$$

donde:

- T_k : intervalo (k) de evaluación (h).
 N : número de intervalos en los cuales se ha dividido el período de estudio.

El proceso de evaluación de las pérdidas de energía que se efectúa en el paso (5), se puede agilizar utilizando la curva de duración de carga. Cada porcentaje de carga se utiliza para calcular las pérdidas promedio y luego este valor de pérdidas se multiplica por el intervalo de tiempo que dura el porcentaje de carga respectivo.

2.4.3 Herramientas utilizadas en la estimación de pérdidas

La exactitud de los resultados de la estimación de pérdidas de potencia y energía, depende principalmente de:

- Flujo de carga.
- Estimación de estado.
- Correlación con circuitos o sistemas similares.

1. Flujo de Carga

Es una herramienta ampliamente utilizada en el análisis de los sistemas eléctricos. Para su uso, se debe disponer de la siguiente información general:

- Diagrama unifilar del sistema.
- Parámetros eléctricos del sistema.
- Características de los diferentes barrajes del sistema (generación, carga, etc).
- Valor de la demanda (activa y reactiva) en cada punto del sistema.

La calidad de los resultados del flujo de carga (valores de tensión, pérdidas del sistema), depende en gran parte de la validez de la información de entrada al programa de computador.

2. Estimación de estado

El mejor estimativo de las variables de estado (generalmente valores de tensión), se encuentra utilizando técnicas estadísticas; a esta función se le denomina estimador de estado.

El estimador de estado puede informar momento a momento los valores de pérdidas de potencia que se presentan en el sistema. De forma similar al flujo de carga, para la solución del estimador de estado, se requiere de un proceso iterativo.

El estimador de estado parte de las lecturas tomadas en los diferentes puntos del sistema, detecta, identifica y filtra los errores que contengan, ya que toda medida que se efectúe está sujeta a errores, ya sea por daño o descalibración del aparato de

medida o bien por problemas en el sistema de comunicación de datos.

Normalmente un estimador de estado es parte de los programas de computador de un centro de control. Sin embargo, su uso con datos tomados normalmente en el sistema también puede ser útil para calcular las pérdidas con mayor precisión que con un flujo de carga, teniendo en cuenta la redundancia requerida por los datos.

3. Correlación con circuitos similares

Las pérdidas de un sistema o circuito, se pueden estimar relacionándolas con las pérdidas de un sistema o circuito que se haya estudiado y tenga características similares.

Para efectuar la correlación, se deben considerar aspectos como la magnitud de la demanda alimentada por el circuito y los diferentes estratos sociales que componen las cargas individuales más importantes, etc., de acuerdo con esta información, se debe ajustar el modelo del circuito que se va a estudiar.

2.4.4 Información requerida para la estimación de pérdidas

En todo estudio de pérdidas, es aconsejable empezar el análisis con un conocimiento adecuado del sistema que se va a estudiar. La información necesaria está relacionada con:

1. Características técnicas:

- Diagrama unifilar.
- Longitud de conductores.
- Clase de conductores.
- Características eléctricas de los conductores.
- Configuración geométrica de las estructuras.
- Fases por circuito.
- Ruta de los circuitos.
- Ubicación de generadores.
- Características eléctricas de los transformadores.
 - Ubicación de otros equipos (condensadores por ejemplo).

2. Información de la carga:

- Factor de carga.
- Demanda horaria de plantas de generación, subestaciones de distribución y alimentadores primarios, transformadores de distribución, etc., según el alcance del estudio.
- Factor de potencia.
- Ventas de energía de acuerdo con el tipo de usuario.
- Usuarios asociados a cada transformador de distribución.

2.5 Metodologías de estimación

En esta sección, se describen las metodologías que se utilizan frecuentemente en la estimación de pérdidas técnicas en los diferentes componentes de un sistema eléctrico.

2.5.1 Subsistema de transmisión

Las pérdidas técnicas en los subsistemas de transmisión, corresponden a pérdidas dependientes de la demanda (efecto Joule) y pérdidas independientes de la demanda (vacío y efecto corona).

Pérdidas en carga

Para estimar este tipo de pérdidas, se utiliza alguna de las opciones siguientes:

1. En caso de disponer de suficientes aparatos de medida, se pueden estimar las pérdidas utilizando un programa de estimación de estado, el cual proporciona los datos de pérdidas de potencia. Conocidos estos valores, las pérdidas de energía se calculan mediante la ecuación, así:

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad (2.18)$$

2. Mediante la utilización de modelos estadísticos, se debe encontrar una función que correlacione las pérdidas con la generación, importaciones y exportaciones de potencia y energía del sistema, como se mencionó en el numeral 2.4.2.

Pérdidas por efecto corona

Para este cálculo, se deben considerar separadamente las condiciones de buen tiempo (verano) y mal tiempo (invierno). Para estimar el valor de las pérdidas por corona; se puede utilizar el modelo de Petterson, desarrollado para condiciones de buen tiempo, el cual se basa en la siguiente ecuación:

$$P_L^{bc} = \frac{20.96 * 10^{-6} f V^2 \phi_c}{\log^2 2 \frac{D}{d}} \quad (2.19)$$

donde :

- P_L^{bt} : pérdidas por efecto corona (kW/km) por fase para condiciones de buen tiempo.
 f : frecuencia (Hz).
 V : tensión línea - tierra (kV).
 D : distancia media geométrica entre conductores (CM).
 d : diámetro del conductor (cm).
 ϕ_c : factor de pérdidas por efecto corona.

El factor de pérdidas por efecto corona depende de la relación entre la tensión de fase y la tensión crítica de ruptura, así:

$$\phi_c = \exp(k_1)$$

$$k_1 = \exp(0.2354 + 1.0443 V/V_0)$$

donde :

- k_1 : exponente de pérdidas.
 V_0 : tensión crítica de ruptura (kV).

La tensión crítica de ruptura para una línea, se puede determinar así:

$$V_0 = 21.1 m \delta \beta r_e \ln D/r_e$$

donde:

- V_0 : tensión crítica de ruptura (kV).
 m : coeficiente de rugosidad.
 - 1 conductores lisos
 - 0.93 - 0.98 hilos rugosos/oxidado,
 - 0.83 - 0.87 conductores trensados.
 β : constante de Peek
 $\beta = (1 + 0.301)/(\delta r_e)^2$
 δ : densidad relativa del aire.
 r_e : radio del conductor o radio equivalente para conductores en haz (cm).
 D : distancia media geométrica entre conductores (cm).

Las pérdidas por efecto corona en condiciones de mal tiempo, son función de la tensión crítica de ruptura y el estado de la superficie del conductor, y se calculan mediante:

$$P_L^{mc} = K F_c \quad (2.20)$$

donde:

K : constante
 Fc : factor de corrección de pérdidas por corona para condiciones de mal tiempo (KW) (Figura 2.8).

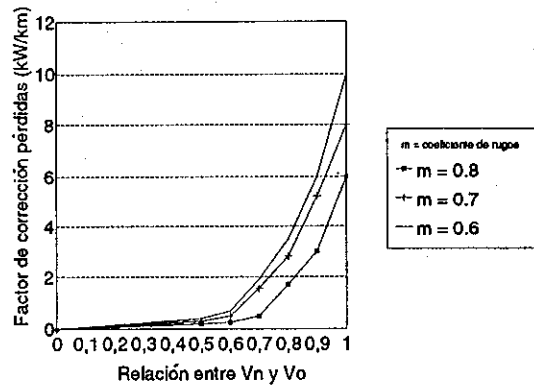


Figura 2.8 . Factor de corrección por mal tiempo s

Las pérdidas de potencia, por efecto corona en una línea, se evalúan utilizando la siguiente relación:

$$P_L^{ec} = 87.6 (p_{bt} P_L^{bt} + p^{mt} P_L^{mt}) L \quad (2.21)$$

donde:

p^{bt} : porcentaje de buen tiempo en una año.
 p^{mt} : porcentaje de mal tiempo en un año.
 L : longitud del conductor (km).

2.5.2 Subsistema de distribución

La estimación de pérdidas de potencia y de energía, se realiza utilizando la metodología mencionada en los numerales 2.4.1 y 2.4.2. Además, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para los subsistemas de distribución, las pérdidas se pueden evaluar a partir del valor de pérdidas en la demanda máxima del factor de pérdidas del sistema, así:

$$L = F_L P_L^p T \quad (2.22)$$

El cálculo del factor de pérdidas, depende de cada sistema en particular. En primera aproximación, su valor se puede estimar a partir del factor de carga. Se puede demostrar que el factor de pérdidas está acotado por los siguientes valores:

$$F_c^2 < F_L < F_c$$

Una relación empírica entre el factor de pérdidas y el factor de carga (desarrollada por Bullery Woodrow) es:

$$F_L = X F_c + (1 - X) F_c^2, \quad (2.23)$$

donde la variable $X < 1$ y depende de las características de cada sistema.

- Por lo general, la potencia que suministra la subestación y el valor de su tensión se conocen, pero a medida que los puntos considerados se alejan de ella el valor de la tensión disminuye. Esto se debe a las caídas de tensión que ocurren en los elementos (alimentadores, transformadores) por efecto de la corriente.

Para calcular la corriente en cada punto de carga, se necesita el valor de tensión, (el cual no se conoce).

$$S = P + jQ = V I^* \quad (2.24)$$

donde:

S	:	potencia aparente (VA).
x	:	potencia activa (W).
Q	:	potencia reactiva (VAR).
V	:	tensión (V).
I	:	corriente (A).

De aquí que la determinación de las corrientes y tensiones sea un proceso iterativo, en el cual se estiman ciertos valores de tensión y de acuerdo con los resultados obtenidos, se corrigen para obtener un mejor estimativo de ellos hasta cuando se considere que son lo bastante cercanos a la solución; es decir, que es necesario utilizar un flujo de carga.

Una vez se encuentren los valores de tensión (magnitud y ángulo) en todos los puntos del sistema, se pueden estimar las pérdidas de potencia, como se mencionó en el numeral 2.4.1.

- Para realizar el estudio de pérdidas en los subsistemas de distribución, se consideran tres niveles así:
 1. pérdidas en los circuitos primarios.
 2. pérdidas en los transformadores de distribución.
 3. pérdidas en los circuitos secundarios.

La metodología que se presenta para evaluar las pérdidas en cada caso, requiere de la estimación previa de la demanda.

Estimación de la demanda

En caso de no disponer de la información necesaria de demanda, se puede utilizar una serie de medidas que se efectúan en los diferentes puntos del sistema y datos comúnmente conocidos, como son:

- Energía consumida.
- Capacidad nominal instalada.
- Corrientes máximas.
- Clase de usuario.

Y mediante un estudio estadístico, se pueden obtener modelos que correlacionen la potencia demandada en los diferentes puntos del sistema con estos factores.

$$P_{Di}^{\max} = f (E_i, C_i^n, I_i^{\max}, U_i) \quad (2.25)$$

donde:

- P_{Di}^{\max} : potencia demandada máxima en el punto i (W).
- E_i : energía consumida en el punto i durante cierto intervalo de tiempo (Wh).
- C_i^n : capacidad nominal de los elementos instalados en el punto i (VA).
- I_i^{\max} : corriente máxima en el punto i (A).
- U_i : clase de usuarios en el punto i.

Algunas funciones utilizadas para la estimación de la demanda son:

1. Utilizando la de energía facturada (E_i).

$$P_{Di}^{\max} = A + BE_i + CE_i^2 \quad (2.26)$$

- A, B, C : constantes que dependen del número y clase de usuarios.

2. Para cada clase de usuario, hay que encontrar la relación entre la energía facturada y la demanda máxima

$$P_{Di}^{\max} = KE_i \quad (2.27)$$

- K : constante de proporcionalidad que depende de la clase de usuario.

3. De acuerdo con la cantidad de usuarios asociados al transformador y mediante la utilización del factor de coincidencia, se calcula la demanda máxima así:

$$P_{Di}^{\max} = F_{co} \sum_{j=1}^n P_{Dj}^{\max} \quad (2.28)$$

donde:

F_{co} : factor de coincidencia para el grupo de usuarios que alimenta el transformador.

P_{Dj}^{\max} : demanda máxima estimada por usuario j.

4. En función de la energía consumida por los usuarios, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$P_{Di}^{\max} = A B \quad (2.29)$$

$$A = f(N_u) \quad (2.30)$$

$$B = f(E_a, N_u) \quad (2.31)$$

donde:

N_u : Número de usuarios.

E_a : Consumo acumulado de energía (kWh) promedio en el mes para el grupo de usuarios.

Estimación de pérdidas en los circuitos primarios

En esta metodología, se considera que se conoce el valor de demanda máxima de la subestación o por alimentador, lo cual es factible.

Debido a que las demandas máximas en los diferentes puntos del sistema (alimentadores, transformadores, etc.) no se presentan simultáneamente, entonces su suma más el valor de las pérdidas no será igual a la potencia máxima que suministra la subestación, por lo anterior, debe tenerse cuidado de trabajar con valores de demanda puntuales (alimentadores, transformadores, etc.), a la hora de demanda máxima de la subestación.

Los siguientes pasos muestran cómo se pueden estimar las pérdidas:

1. Realizar un levantamiento de información sobre el sistema que se va a estudiar. La información mínima requerida es la siguiente:

- Información sobre las líneas (resistencia, reactancia, condición).

- Fases del sistema.
 - Transformadores (pérdidas en el hierro, resistencia, reactancia, capacidad).
 - Condensadores (pérdidas, capacidad, etc).
2. Obtener las demandas activas y reactivas (kW, kVAR) para cada alimentador en la subestación, en el instante de demanda máxima.
 3. Efectuar un flujo de carga, para encontrar las tensiones y pérdidas del sistema.
 4. Calcular el valor de pérdidas de energía que está dado por:

$$L = F_L P_L^{PT}$$

Pérdidas en los transformadores

Para la estimación de estas pérdidas, se puede utilizar la energía facturada a cada consumidor, de la siguiente forma:

1. Cada usuario se asocia al transformador que le suministra el servicio.
2. La energía total, suministrada por cada transformador durante un período de tiempo, se obtiene a partir del consumo de los usuarios.
3. La demanda del transformador se calcula de acuerdo con la energía consumida, el número de usuarios y las clases de usuarios, por medio de una fórmula desarrollada por medios estadísticos.

$$P_{Di}^{\max} = F (E_i, N_u^i, U_i) \quad (2.32)$$

4. Conocido el valor de la demanda máxima y el valor de las pérdidas del cobre a potencia nominal se tiene:

$$P_L^{\max} = P_L^n * (S_D^{\max} / S_D^n)^2 \quad (2.33)$$

donde:

- P_L^{\max} : pérdidas del transformador (W) en la demanda máxima S_D^{\max} (kVA).
- P_L^n : pérdidas del transformador (W) en la demanda nominal S_D^n (kVA).
5. Cálculo de pérdidas de energía de acuerdo con factor de pérdidas del transformador.

$$L = F_L P_L^{\max} T + P^v T \quad (2.34)$$

donde:

- P^v : pérdidas en vacío del transformador (W).
 T : intervalo de tiempo de estudio considerado (H).

Pérdidas en los circuitos secundarios

La metodología es similar a la mencionada para el cálculo de las pérdidas en los subsistemas primarios, con el agregado de utilizar la energía consumida en los diferentes puntos, para hallar la demanda máxima en ellos; la metodología es la siguiente:

1. Obtener un diagrama unifilar del circuito secundario, el cual incluya los parámetros eléctricos (líneas, fases, etc.)
2. Obtener la demanda máxima del transformador de distribución (W, VAR).
3. Estimar la demanda máxima de cada punto del circuito secundario asociado al transformador, de acuerdo con la relación:

$$P_{Di}^{\max} = F (E_i, U_i, N_u, C_i) \quad (2.35)$$

donde:

- P_{Di}^{\max} : demanda máxima del punto i.
 E_i : energía facturada (Wh) en el punto i en un intervalo de tiempo.
 U_i : clase de usuario.
 N_u : número de usuarios.
 C_i : capacidad instalada (VA).
4. Calcular las tensiones de los diferentes puntos y las pérdidas del circuito mediante un flujo de carga.
 5. Calcular las pérdidas de energía mediante

$$L = F_L P_L^{\max} T \quad (2.36)$$

2.6 Control de pérdidas técnicas

La mejor estrategia, para controlar las pérdidas técnicas, es el planeamiento adecuado, tanto en la operación como en la expansión

del sistema eléctrico.

El reducir las pérdidas, al igual que su control, llevan asociados unos costos, por lo cual la decisión de tomar una u otra medida para lograr la reducción del nivel de pérdidas del sistema, se efectuará basandose en una adecuada evaluación económica y financiera, la que se trata en el capítulo 4. A continuación, se mencionará de una manera breve el problema de los costos asociados con el control de pérdidas.

2.6.1 Evaluación económica de la reducción de pérdidas

La reducción de las pérdidas en el sistema eléctrico lleva consigo algunas inversiones, las cuales pueden ser: cambio de conductor, cambio de transformadores, reubicación de cargas, etc. El incremento en el beneficio neto que se obtiene por estas inversiones, está dado por la reducción en los costos asociados a las pérdidas menos los costos de inversión necesarios en el sistema para reducir el nivel de pérdidas.

La disminución gradual de las pérdidas se realiza aplicando primero las inversiones de mayor relación beneficio-costos. Los costos van en aumento y habrá por lo tanto un punto en el cual cualquier reducción adicional del nivel de pérdidas no es aceptable económicamente, ya que el beneficio se ve anulado por el costo asociado.

Los diferentes proyectos, que se propongan para reducir el nivel de pérdidas, se pueden evaluar de acuerdo con los costos y beneficios asociados a cada uno de ellos. Los siguientes pasos muestran forma sencilla y rápida de evaluación, que puede ser organizada en una hoja electrónica de cálculo.

1. Calcular los ahorros que se obtienen por la disminución en el valor de la demanda máxima por efecto de la reducción de las pérdidas.
2. Calcular los ahorros correspondientes a la disminución de pérdidas de energía.
3. Evaluar los costos asociados para reducir las pérdidas.
4. Obtener las relaciones beneficio/costo y beneficio neto (ahorros-costos).
5. Seleccionar la mejor opción de acuerdo con el caso anterior.

2.6.2 Factores que afectan las pérdidas

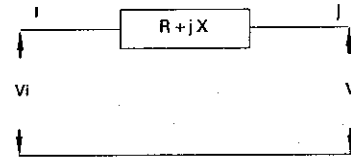
Para demostrar el efecto que tienen algunas variables del sistema sobre la magnitud de las pérdidas, se analiza un caso sencillo como es el comportamiento de la potencia transmitida a través de un elemento del sistema y los efectos que se presentan con el uso de condensadores.

La potencia transmitida desde el punto i hasta el punto j está dada por: (figura 2.9)

$$P_{TR} = V_i I \cos \phi \quad (2.37)$$

donde:

P_{TR} : potencia transmitida (W).
 V_i : tensión de la línea en el punto i (V).
 $\cos \phi$: factor de potencia al cual está funcionando la línea.



V_i : Tensión en el punto i (V).
 V_j : Tensión en el punto j (V).
 R : Resistencia de la línea (Ohmios).
 X : Reactancia de la línea (Ohmios).

Figura 2.9 . Representación simplificada de una línea de distribución.

La relación de pérdidas de potencia respecto a la potencia transmitida está dada por

$$\frac{P_L}{P_{TR}} = \frac{I^2 R}{P_{TR}} = \frac{P_{TR} R}{V_i^2 \cos^2 \phi} \quad (2.38)$$

De la fórmula anterior, se tiene que esta relación es:

- Directamente proporcional a la potencia transmitida.
- Directamente proporcional a la resistencia.
- Inversamente proporcional al cuadrado de la tensión.
- Inversamente proporcional al cuadrado del factor de potencia.

Por estas razones se desea disminuir el porcentaje de pérdidas, y se puede optar por:

- Disminuir la potencia transmitida pero satisfaciendo la demanda.
- Disminuir la resistencia (utilizando mejores materiales o conductores de mayor diámetro).

- Aumentar la tensión del sistema.
- Mejorar el factor de potencia de la línea. Esto se logra mejorando el factor de potencia de la carga, mediante capacitores generalmente conectados en paralelo a la carga.

2.6.3 Control de pérdidas

El control de pérdidas se debe realizar en todos los niveles del sistema; en esta sección se trata en detalle el área de distribución, debido a que es la más crítica del sistema en lo que a pérdidas se refiere. El sistema de transmisión raramente presenta niveles elevados de pérdidas técnicas.

Para lograr que se realice adecuadamente un plan de reducción de pérdidas, se debe acompañar con un adecuado planeamiento del sistema.

El objetivo del planeamiento, en los subsistemas de distribución, es asegurar que el crecimiento de la demanda de electricidad se satisfaga de una manera óptima por medio de la adición de elementos al sistema, que sea técnica y económicamente razonable.

Factores que se deben considerar en el planeamiento

Existe un gran número de factores de índole técnico, económico, social, ambiental y nivel de pérdidas que deben considerarse en el planeamiento. El factor de mayor incidencia es el crecimiento de la demanda. De ahí que sea esencial para un adecuado planeamiento la predicción aceptable de la carga, la cual se ve influenciada por factores geográficos, económicos, poblacionales, políticos, gubernamentales, etc..

El problema del planeamiento en los subsistemas de distribución, conduce a tomar decisiones sobre aspectos relacionados con las variables siguientes:

- Niveles de tensión en los diferentes circuitos de distribución primaria y secundaria.
- Localización, capacidad y área de servicio de las subestaciones.
- Configuraciones, longitudes y rutas de los alimentadores primarios y secundarios.
- Materiales y calibres de los conductores utilizados.
- Clase, capacidad y ubicación de los transformadores de distribución.

- Clase, tamaño y ubicación de otros elementos del sistema que cumplen un propósito específico, como son reguladores de tensión y condensadores.

Las decisiones anteriores se deben tomar teniendo en cuenta criterios económicos y de confiabilidad, para lograr:

- Calidad de servicio, representada en niveles de tensión y frecuencia adecuados.
- Continuidad y restauración rápida del servicio en caso de interrupción.
- Que sea la opción más económica posible desde el punto de vista de costos de inversión y mantenimiento en el horizonte de tiempo establecido.

Para lograr un planeamiento y una reducción de pérdidas adecuados del sistema, se deben tener en cuenta consideraciones, entre otras, relacionadas con:

- Diagnosticar el estado actual del sistema.
- Predicción de carga.
- Inventario de parámetros del sistema.
- Revisión de normas.
- Mejora del factor de potencia.
- Análisis de beneficios.
- Mejora del balance de fases.
- Manejo de carga.
- Incentivos tarifarios.
- Monitoreo del sistema.
- Estrategias.

Diagnosticar el estado actual del sistema: el primer paso es determinar si está tan bien o tan mal, en el momento presente, el planeamiento y el valor de pérdidas que se tienen en el sistema. Una forma de establecerlo es comparar el valor de pérdidas de la empresa con valores de pérdidas, ya sea de otras empresas o recomendaciones de institutos o compañías especializadas en el ramo.

Predicción de carga: es una de las tareas más importantes que se deben realizar en todo estudio de planeación de pérdidas. Si no se conoce adecuadamente la carga que va a tener un transformador, alimentador o subestación, lo más probable es que se realice una ubicación y selección del tamaño en forma inadecuada. Por esta razón, no hay que restar importancia a una buena predicción de carga.

Inventario de parámetros del sistema: una de las labores más importantes para poder realizar un adecuado estudio de planeación y de pérdidas, es realizar de una manera muy cuidadosa un

inventario del sistema. El resultado de esta tarea se puede presentar en la forma de diagrama unifilar y mapa geográfico, donde se muestre: el calibre de conductores, longitudes de tramos, ubicación de transformadores y elementos del sistema.

Revisión de normas: revisar críticamente las normas sobre construcción que tiene la empresa y actualizarla de acuerdo con los nuevos procedimientos aceptables para una buena planeación y reducción de pérdidas. Por ejemplo, actualizar la cargabilidad máxima de las líneas, pérdidas máximas permitidas en transformadores, etc.

Mejora del factor de potencia: para reducir las pérdidas del sistema, una de las formas más fáciles y económicas es mejorar el factor de potencia de las cargas por medio de condensadores.

Análisis de beneficios: el reducir el tiempo de duración de las salidas de servicio del sistema, se debe evaluar en términos, de beneficio y no del ahorro que se obtiene por no presentarse las pérdidas en estas circunstancias.

Mejora del balance de las fases: cuando en un sistema operan las fases simétricamente, se presentan menores pérdidas que cuando se opera en forma desbalanceada. Mediante un estudio de redistribución de cargas en las fases, se logra un funcionamiento en forma más balanceada.

Manejo de carga: si un sistema tiene un factor de carga diario muy bajo, significa que su valor de demanda máxima es muy grande, y requiere sobredimensión del equipo para soportar este máximo de demanda; adicionalmente, las pérdidas aumentan casi proporcionalmente con el cuadrado de la carga. Si mediante políticas de manejo de carga se puede reducir la demanda máxima, se logrará un beneficio; por ejemplo, controlar que durante la demanda máxima los elementos que constituyan un porcentaje importante de ésta, estén fuera de uso y luego conectarlos cuando haya pasado el momento de máxima demanda.

Incentivos tarifarios: por medio de este método, se puede mejorar la curva de carga, por ejemplo, cobrando una tarifa inferior a los usuarios cuando conecten su mayor carga en horas de baja demanda. Esto sería aplicable para grandes usuarios, ya que se presenta el problema de aparatos de medición que tengan en cuenta estos horarios.

Monitoreo del sistema: mediante la adquisición de datos y control en tiempo real, con lo cual se puede, por ejemplo, distribuir óptimamente la carga entre los alimentadores.

Estrategias: se aconseja analizar elemento por elemento del sistema de manera muy cuidadosa e implementar la estrategia de solución, de acuerdo con la disponibilidad de tiempo y dinero que

se tenga. Es mejor tener varias estrategias de tal manera que si una falla, se puede continuar adelante utilizando otra alterna.

El planeamiento, en sistemas de distribución, se puede resumir en los siguientes pasos:

1. Se determina el aumento de la demanda en el tiempo y en el espacio.
2. Si el sistema funciona adecuadamente bajo esta nueva condición, se puede continuar operando normalmente.
3. En caso contrario, se plantea la posibilidad de construcción de una nueva subestación, y se necesita determinar su capacidad y ubicación.
4. De manera similar, se determina la necesidad de nuevos circuitos primarios y secundarios, sus rutas, calibres de conductores, transformadores, necesidad de condensadores, etc..
5. Si el costo de lo propuesto es aceptable, se acepta esta política, si no se busca una más económica que satisfaga los puntos 3 y 4.

2.7 Selección óptima de elementos

En esta sección, se presentan algunas consideraciones para la selección óptima de elementos del sistema de distribución.

2.7.1 Conductor económico

En los sistemas de energía, se requiere transportar una corriente eléctrica (I) una distancia (L), utilizando un conductor de sección (S) y de resistencia (R).

El problema de la selección del conductor económico es encontrar la corriente o el rango de corriente óptimo para un conductor dado, el cual tiene asociado cierto costo por unidad de longitud y cierta resistencia.

Una forma sencilla de evaluar los costos del conductor es utilizando una tabla, la cual se debe llenar de acuerdo con las características físicas de cada conductor en particular y los costos asociados. Esta tabla puede hacerse siguiendo los siguientes pasos:

1. Definir la corriente máxima (A), para la que se desea hallar el conductor económico.
2. Considerar una gama de posibles conductores que con su capacidad térmica (A), satisfagan o sobrepasen el

requerimiento definido en el paso 1. Las capacidades de cada uno de los conductores deben estar dadas para una misma temperatura, 70 grados centígrados, por ejemplo.

3. Tabular para cada uno de los conductores los datos técnicos, tales como capacidad térmica, resistencia y el costo de la línea por kilómetro; el costo de la línea incluye el costo del conductor, postes, accesorios y mano de obra.
4. Calcular la pérdidas por efecto joule I^2R multiplicado por el número de fases.
5. Calcular los costos debidos a las pérdidas, tanto por demanda máxima como por energía durante un año, tomando como costos, por ejemplo:

C_D : costos de demanda = \$ 210/kW/año.
 C_E : costos de energía = \$ 0.035/kWh.

El cálculo es como sigue:

Costo demanda total : $C_D P_L^{\max}$ (\$/año).
Costo energía total : $8760 C_E F_L P_L^{\max}$ (\$/año).

donde:

F_L : factor de pérdidas.
 P_L^{\max} : pérdidas con demanda máxima.

El costo total asociado con las pérdidas, se obtiene sumando los dos costos anteriores.

El incremento en los beneficios asociados a las pérdidas se encuentra como la diferencia entre los costos de utilizar un conductor respecto a la utilización del siguiente.

6. Una vez estimados los costos de inversión inicial y los beneficios de cada una de las líneas, se puede calcular la relación beneficio costo, la cual se define como la relación entre el incremento en el ahorro debido a la disminución en las pérdidas que se obtiene al utilizar un conductor, dividido por el incremento en los costos dividido por el incremento en los costos al utilizar el nuevo conductor.
7. Por último, se calculan los costos y beneficios para el total de vida útil del proyecto, utilizando por ejemplo una base de valor presente, considerando la inversión inicial de la línea y los costos anuales asociados a las pérdidas. Para obtener un mejor estimativo de costos, es

necesario considerar el incremento de la demanda en el tiempo.

2.7.2 Transformador económico

A diferencia de los costos de los conductores en los costos de los transformadores, cuanto mayor sea la potencia del transformador, menor costo se tendrá por unidad de potencia (kVA).

Para la evaluación económica del transformador de manera similar a la evaluación económica de los conductores, se puede utilizar una tabla, la cual se hace para cada potencia de referencia, siguiendo los siguientes pasos:

1. Tomar como referencia una demanda máxima y seleccionar 3 transformadores como mínimo para la evaluación.
2. Tabular costos debidos a la demanda máxima como por ejemplo: $C_p = \$ 210/\text{kW/año}$ y para efectos de energía $C_E = \$ 0.035/\text{kWh}$.

Para cada transformador, se conoce la información sobre el valor de pérdidas en vacío y carga para condiciones nominales.

3. Con base en los datos anteriores, se calculan las pérdidas en el cobre para cada transformador como:

$$P_L^R = P_L^n (P^R / P^n)^2 \quad (2.39)$$

donde:

- P_L^R : pérdidas en el cobre (W) del transformador a la demanda de referencia (10kVA).
 P_L^n : pérdidas en el cobre (W) del transformador a condiciones nominales.
 P^R : potencia de referencia.
 P^n : potencia nominal.

4. Calcular las pérdidas de energía anuales debido a las pérdidas en vacío y a las pérdidas presentes en carga de la siguiente manera:

$$L = (P_L^V + P_L^R F_L) 8760 \quad (2.40)$$

donde:

- P_L^V : pérdidas en vacío del transformador a tensión nominal.

5. Los costos totales debidos a las pérdidas compuestas por

De la energía suministrada a los usuarios, la empresa debe llevar una facturación precisa, con el fin de poder cobrar a los consumidores la energía que han comprado; sin embargo, por diversas razones, se presentan inexactitudes en el registro de los consumos, los cuales se traducen en pérdidas para las empresas. Por otra parte, es muy difícil que la empresa logre recaudar el pago de toda la energía que fue registrada. La diferencia entre la energía que fue entregada a los usuarios y la energía por la cual la empresa logra facturar su pago se denomina PERDIDAS NO TECNICAS.

La relación entre los dos tipos de pérdidas técnicas y no técnicas, se presenta en forma esquemática en la figura 3.1.

A pesar de la estrecha relación existente entre las pérdidas técnicas y no técnicas, existen diferencias fundamentales entre ellas:

- Las pérdidas técnicas representan una verdadera pérdida de energía desde el punto de vista físico; es energía que no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducir esta pérdida representa un beneficio para la empresa y para la economía en general.
- Las pérdidas no técnicas, por otra parte, representan energía que está siendo utilizada para algún fin, pero por por esto la empresa no recibe pago alguno. Esto representa una pérdida real para las finanzas de la empresa, la cual generalmente tiene que ser transferida a los clientes que sí pagan por el servicio de energía eléctrica.

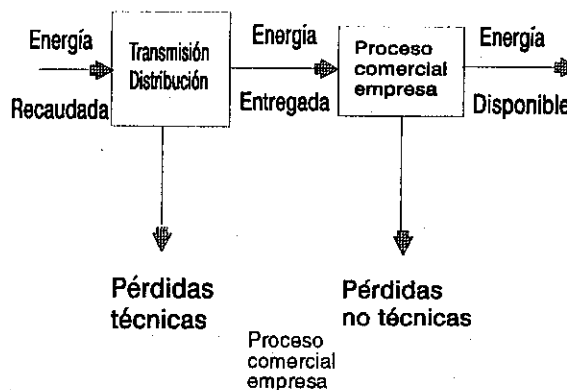


Figura 3.1. Pérdidas de energía

Las diferencias existentes, entre los tipos de pérdidas, implican medidas diferentes para su control. La más efectiva forma de reducir las pérdidas no técnicas es por medio de una organización administrativa adecuada y eficiente de la empresa.

3.2.1 Clasificación de pérdidas no técnicas

En esta sección, se presenta una clasificación de las pérdidas no técnicas con el fin de aclarar el significado de estas pérdidas y establecer relaciones entre causas de las pérdidas y las acciones de control correspondiente. (Vease figura 3.2).

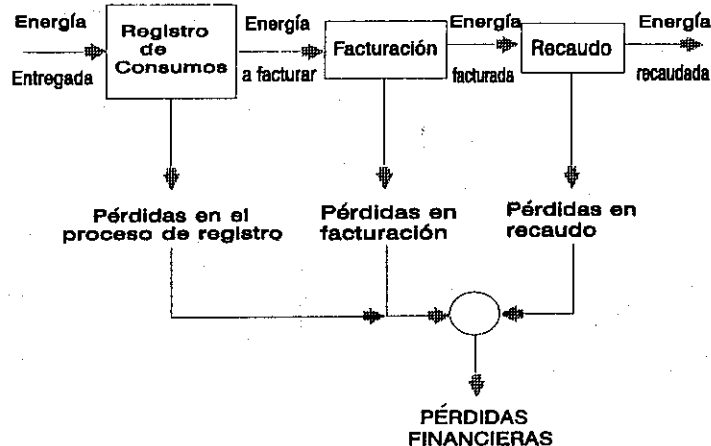


Figura 3.2. Clasificación de Pérdidas No Técnicas.

El proceso administrativo que la empresa efectúa sobre la energía distribuida puede dividirse en tres sub-procesos:

Registros de consumos. Es un procedimiento por medio del cual la empresa de electricidad obtiene un valor estimado de la energía entregada a cada usuario durante un período de tiempo determinado. A este período se le llama período de facturación.

Si la energía entregada a un suscriptor no se mide en forma precisa, o si es mal registrada en los archivos, su valor no puede ser recaudado correctamente. La energía que no se cobra representa una pérdida financiera para la empresa. Se denomina pérdida en el proceso de registro (L_{reg}). El proceso de medición constituye un instrumento de estimación de la energía entregada a los suscriptores. Este no es el único instrumento de que disponen las empresas; es práctica común en algunas compañías de electricidad, usar tarifas fijas para usuarios con consumos reducidos, en lugar de medir la energía efectivamente entregada. Esto, en esencia, es también un instrumento de estimación de consumos, aunque es evidente que su precisión puede ser mucho menor.

El proceso de registro de consumos comprende dos partes: En la primera, se efectúa una lectura de los medidores; en la segunda parte, los valores leídos se convierten a valores de energía.

Facturación. Una vez que los consumos han sido registrados, se procede a la facturación a los usuarios. Para que el proceso sea completo, es necesario que la información acerca de los suscriptores sea completa y

exacta; de lo contrario, se presentarán errores en la facturación, los cuales pueden resultar en energía que no se cobra o se cobra incorrectamente.

La energía correspondiente a esos errores no es pagada a la empresa, que resultan en pérdidas, denominadas pérdidas en facturación (L_f).

Recaudo. Después de producidas las facturas para el cobro de la energía, viene el proceso de recaudo de esos cobros. Por varias razones, que van a ser discutidas en detalle más adelante, sólo una parte de la energía que se facturó llega finalmente a ser recaudada. La energía que no puede ser recaudada representa también una pérdida, llamadas pérdidas en el proceso de recaudo (L_{rec}).

3.2.2 Pérdidas de energía vrs. pérdidas financieras

Aunque las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía, es necesario hacer una distinción adicional entre ellas, debido a la forma en que se manejan los diferentes tipos de pérdidas.

Las pérdidas, en el proceso de registro, tienen unidades de energía y se deben contabilizar como tales. Por otra parte, las pérdidas en los procesos de facturación y recaudo, en los cuales la energía entregada a los suscriptores ha sido convertida a su equivalente en unidades monetarias, debe tratarse en forma separada.

Para hacer explícita la diferencia entre los dos tipos de pérdidas, se restringe el término pérdidas no técnicas a las pérdidas que ocurren durante el proceso de registro, es decir, las que se miden en unidades de energía. Los otros dos tipos de pérdidas son estrictamente pérdidas financieras. Este último término es poco preciso, sin embargo, puesto que como se ha mencionado, todos los tipos de pérdidas aquí considerados en este capítulo son, finalmente, pérdidas de tipo financiero para la empresa.

Con el fin de ilustrar la diferencia conceptual entre las pérdidas de energía y las financieras, considérese el caso de un suscriptor, quien se le factura la energía (correctamente registrada), utilizando una tarifa incorrecta: la contabilización de los consumos de energía no tiene ningún tipo de error por este concepto; sin embargo, el proceso de facturación produce una pérdida (o ganancia) financiera para la empresa.

3.2.3 Pérdidas durante el registro de consumos

Las pérdidas, que se producen durante el registro de consumos, incluyen toda la energía consumida que no queda registrada en los

archivos de los suscriptores : de esta energía, una parte corresponde a instalaciones con contador y otra a instalaciones que carecen de él.

Usuarios sin contador: algunas de las pérdidas en el registro se producen en usuarios sin contador (sin medición); entre éstos se puede mencionar:

- a. **Conexiones ilegales o contrabando:** también llamados usuarios no suscriptores, son conexiones directas a la red, sin el conocimiento de la empresa de energía. Toda la energía consumida por estos usuarios es una pérdida.
- b. **Errores en estimación y consumos:** como se ha mencionado, en el caso de algunos suscriptores con consumos muy bajos, la empresa de energía prefiere estimar la energía suministrada, en vez de medirla directamente. Esta práctica, puede conducir a subestimar (o sobreestimar) el consumo.

Usuarios con medidor: en buena parte de los casos, los usuarios con contador presentan un volumen mayor de pérdidas no técnicas que los que carecen de él. Esta situación, se debe a que entre los usuarios con medición están los mayores consumidores y la gran mayoría de usuarios. Entre los tipos de pérdidas asociados con este tipo de usuarios, se encuentran las siguientes:

- a. **Fraude:** bajo este rubro se consideran todas las adulteraciones fraudulentas de los equipos de medición y la modificación ilegal de las conexiones, con el fin de inducir a error en la estimación de los consumos por parte de la empresa.
- b. **Errores en medición del consumo:** este tipo de error se puede presentar por varias causas: descalibración natural o accidental del contador, daño del mismo, etc. También hay que considerar una instalación defectuosa del contador.
- c. **Errores en procedimiento administrativo del registro de consumos:** se incluyen aquí todas las causas de error de registro de consumos, no asociadas con la medición misma. Entre éstas se cuentan: fallas en el registro de la medición por parte del personal de lectura, fallas en los procedimientos posteriores a la lectura, etc.

3.2.4 Pérdidas durante la facturación

Toda la energía registrada como consumo de los suscriptores debería ser facturada. Sin embargo, diversas fuentes de error impiden la facturación de toda la energía registrada. Entre las más significativas cabe mencionar las siguientes:

Mala información sobre suscriptores: una de las principales fuentes de error durante el proceso de facturación está asociada

con información errónea en el archivo del suscriptor. Los errores pueden incluir:

- Tarifa incorrecta.
- Información incorrecta sobre el contador y equipo auxiliar.
- Falta de información sobre los transformadores de medición (grandes consumidores), o información incorrecta.

La aplicación incorrecta al cálculo de los costos de la energía consumida, conduce a pérdidas financieras para la empresa.

Mal uso de la información: aun cuando la información existente sobre un usuario sea correcta, pueden presentarse diversas causas de error que afectan la energía que se recauda. Las más usuales son:

- Procedimiento inadecuado de facturación.
- Falta de control sobre la corrección de errores de facturación ante reclamos de suscriptores.
- Retardo en la facturación. Cualquier retardo en la emisión de facturas conduce a pérdidas financieras para la empresa.

3.2.5 Pérdidas durante el recaudo

De la energía que se factura a los usuarios, la empresa recauda sólo una fracción. Vale la pena distinguir dos situaciones:

Facturas no pagadas

Las fuentes de pérdidas de las facturas no pagadas son:

- Cuenta no enviada al cliente.
- El usuario no tiene capacidad de pago.
- Deficiencia en el control sobre cuentas por cobrar.

Facturas pagadas

Cuando la factura ha sido pagada, todavía pueden producirse pérdidas por las siguientes causas:

- Pérdida o robo de dinero pagado.
- Pago no acreditado al suscriptor.

Como puede verse de lo anterior, las pérdidas no técnicas están íntimamente relacionadas con procesos administrativos dentro de la empresa de electricidad. Por esa razón, el proceso de control de pérdidas no técnicas involucra principalmente medidas de tipo organizacional, tendentes a mejorar el manejo de la información dentro de la empresa y los procedimientos de control y

auditoría.

3.3 Metodología general de estimación

El primer paso, es estimar las pérdidas no técnicas en forma global, para después de obtenido este dato, llevar a cabo un proceso de desagregación para estimar las pérdidas debidas a diversas causas.

La forma de estimar las pérdidas no técnicas consiste, en efectuar un balance energético para la parte del sistema a la cual se le quiere estimar sus pérdidas. El proceso puede ser efectuado para el total del sistema o para circuitos, ramales, etc.

Para describir mejor el procedimiento de estimación, se usará un modelo de medición basado en la figura 3.3, en el cual se incorporan los procedimientos de medición; esto se hace con el fin de involucrar los posibles errores que se presentan tanto en mediciones como en estimación.

La expresión para el valor estimado de las pérdidas no técnicas es:

$$\hat{L}_{NT} = \hat{E}_{disp} - \hat{L}_T - E_F \quad (3.1)$$

\hat{E}_{disp} : energía disponible estimada.

E_F : energía total facturada.

\hat{L}_T : pérdidas técnicas estimadas.

\hat{L}_{NT} : pérdidas no técnicas.

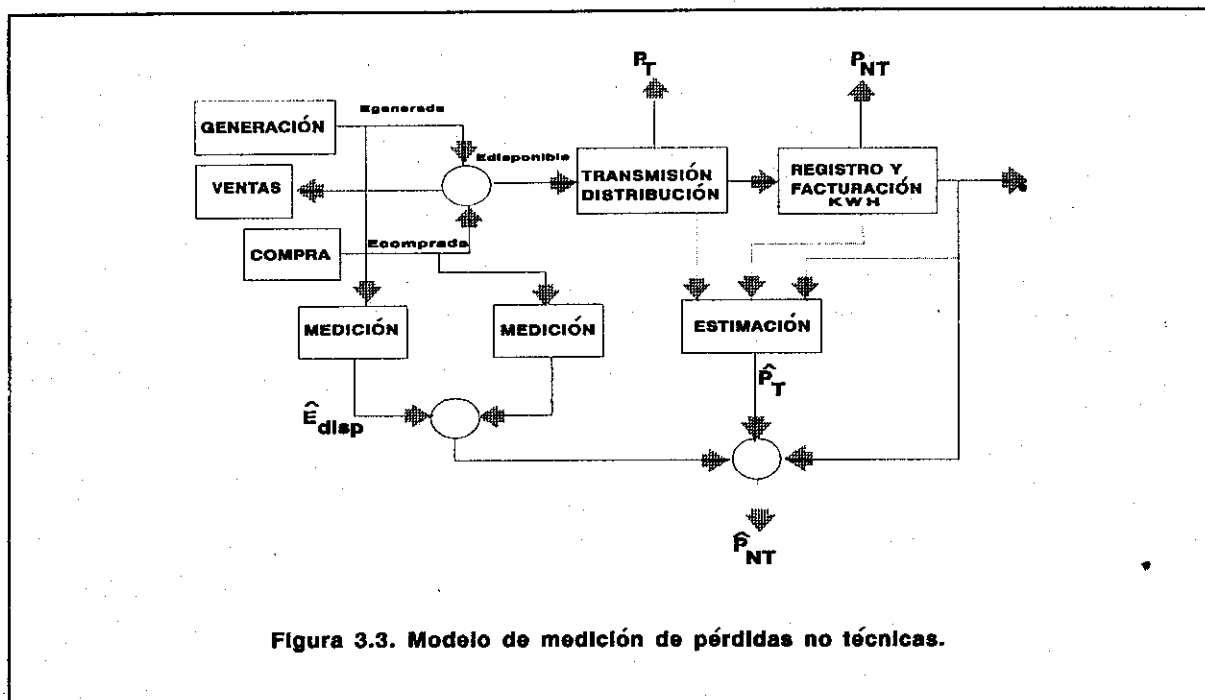


Figura 3.3. Modelo de medición de pérdidas no técnicas.

En la energía facturada, debe incluirse la energía no cobrada, incluyendo correcciones por alumbrado público, instituciones gubernamentales, usuarios a quienes no se les cobra o que tienen tarifa especial, subsidios a empleados, etc.

Los consumos propios de la empresa deben ser incluidos también en la energía distribuida o facturada.

La figura 3.3 permite analizar el hecho de que cada uno de los términos de la ecuación 3.1 representa el resultado de un proceso de estimación, a partir de mediciones tomadas sobre el sistema. Estas mediciones representan posibles fuentes de error, cuyos efectos deben ser tomados en cuenta.

La primera variable que se debe estimar es la energía disponible (E_{disp}), la cual se obtiene a partir de mediciones de la energía generada, compras y ventas en bloque.

$$E_{disp} = \text{Generación} + \text{Compras} - \text{Ventas} \quad (3.2)$$

Este proceso de medición introduce errores debidos a imprecisión o descalibración de aparatos de medida o a procedimientos inadecuados de registro de medidas. Puesto que las mediciones en esta área, involucran un número relativamente pequeño de instrumentos de medida y dada la importancia que revisten, es recomendable que se dé la mayor prioridad al control de errores en

esta área. Las empresas deben incluir en sus programas de mantenimiento, la revisión y calibración de instrumentos en puntos de generación e intercambio de energía.

La estimación de pérdidas no técnicas se basa en el valor calculado de las pérdidas técnicas, por lo cual se requiere un valor preciso para éstas.

De la ecuación 3.1, se puede concluir que la estimación de pérdidas no técnicas involucra varias fuentes de error. Estas fuentes se originan en la estimación de cada uno de los términos del lado derecho de la ecuación, con excepción de la energía facturada (E_f).

Así, la incertidumbre en el valor de pérdidas no técnicas aumenta cuando crece el error de medición de la energía disponible o el error de estimación de las pérdidas técnicas.

Además de estimar las pérdidas no técnicas a nivel global, es necesario hacer una desagregación geográfica de las mismas. Esto permite la localización de las pérdidas con el fin de identificar las áreas más afectadas, en las cuales se debe iniciar prioritariamente el proceso de control.

La desagregación geográfica de las pérdidas no técnicas se puede efectuar por circuitos o ramales individuales. La metodología de estimación es, básicamente, la misma que en el caso del sistema total.

Con el fin de mejorar la localización de las pérdidas dentro del sistema, es necesario llevar a cabo el balance energético para zonas o componentes cada vez más pequeños, siempre y cuando se disponga de las mediciones con las cuales se determina la energía disponible.

El cálculo de las pérdidas no técnicas se debe realizar periódicamente. Un cálculo anual es la mínima frecuencia requerida, aunque valores mensuales son mucho más útiles y mejor aún un valor anual calculado mensualmente (año móvil). Esto permite describir la evolución de las pérdidas, y detectar tendencias o comportamientos estacionales. Los valores anuales, por otra parte, suavizan el efecto de los períodos de facturación y ayudan a eliminar el efecto de retardo en la facturación.

El cálculo periódico de las pérdidas no técnicas constituye la forma más apropiada para evaluar la efectividad de las medidas de control de pérdidas no técnicas. Además, permite efectuar un seguimiento del efecto de esas medidas, con el fin de desarrollar programas de verificación. Esto último es para controlar que infractores detectados no reincidan en su falta.

3.4 Fraude⁴

3.4.1 Introducción

En esta sección, se consideran las pérdidas no técnicas debidas a alteraciones de los equipos de medición o tomas directas de la energía eléctrica de la red sin pasar por el medidor. En este caso, se trata de suscriptores de la empresa.

La detección de conexiones fraudulentas se debe hacer por medio de inspecciones a los suscriptores.

3.4.2 Metodología de estimación

La estimación se basa en la extrapolación de los resultados de una muestra realizada entre los individuos de una cierta clase. El método permite evaluar las pérdidas debidas al fraude, tanto a nivel global como por categorías de suscriptores.

Para cada suscriptor seleccionado en la muestra, se lleva a cabo un censo de carga en el cual se determina la potencia total instalada a partir de los datos de placa de cada uno de los equipos que posee el usuario. A la potencia total censada se le denomina P_c .

Como resultado del muestreo, se determina también si el suscriptor pertenece a la clase de los infractores (I) o a la de los no infractores (H).

Con base en la potencia censada P_c y a la energía consumida por el cliente, en kWh (E_D), se obtiene un factor de utilización real.

$$\phi_R = \frac{E_D \times 100}{T_F^h P_C} \quad (3.3)$$

Donde T_F^h es el intervalo de facturación (H).

Se establece la hipótesis de que el factor de utilización real es igual, estadísticamente hablando, para los individuos de la clase H y de la clase I. Esto implica que el consumo real

$$E_D = T_F P_C \phi_R \quad (3.4)$$

donde: $T_F = T_F^h/100$ es independiente de la clase del consumidor.

⁴ La metodología presentada en esta sección fue desarrollada por J.L. Calabrese para la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá.

El consumo real, sin embargo, no coincide con el consumo facturado (E_F), precisamente a causa de los fraudes. Entonces se puede definir un factor de utilización calculado a partir de la facturación.

$$\Phi_F = \frac{E_F \times 100}{T_F^H P_C} \quad (3.5)$$

Para los individuos de la clase H (no infractores), el consumo real y el facturado

$$E_D(H) = E_F(H) = T_F \Phi_F(H) P_C(H) \quad (3.6)$$

En donde:

$$\Phi_F(H) = \Phi_R(H) \quad (3.7)$$

En cambio para los de la clase I (infractores), el consumo real es mayor que el facturado

$$E_D(I) = T_F \Phi_F P_C(I) \quad (3.8)$$

Y

$$\Phi_F(I) < \Phi_D(I) \quad (3.9)$$

Se debe hacer la hipótesis adicional de que Φ_F y P_C no están correlacionadas. Esto significa que cargas grandes (bajas) no implican un mayor (menor) uso de ellas. Esta hipótesis se debe comprobar estadísticamente, mediante la muestra.

Para calcular las pérdidas de energía debidas al fraude, es necesario calcular el valor esperado de los consumos reales y los facturados.

En el grupo H, el consumo real esperado es:

$$\xi[E_D(H)] = T_F \xi[\Phi_F(H)] \xi[P_C(H)] \quad (3.10)$$

Para los del grupo I,

$$\xi[E_D(I)] = T_F \xi[\Phi_D(I)] \xi[P_C(I)] \quad (3.11)$$

Si el tamaño de la población es N y la probabilidad de que un individuo pertenezca al grupo infractor es $p(I)$, entonces el número esperado de infractores es $N p(I)$. El valor estimado para el total de energía perdida por fraude es:

$$\bar{L} = T_F \bar{P}(I) N \bar{P}_C(I) [\bar{\Phi}_R(H) - \bar{\Phi}_R(I)] \quad (3.12)$$

La probabilidad $p(I)$ se estima para la muestra utilizada.

La última ecuación constituye la base para la estimación de los consumos no facturados debidos al fraude. Debe notarse que la misma ecuación puede ser aplicada a sub-poblaciones, con el fin de efectuar un desglose de las pérdidas. En ese caso, el proceso de muestreo debe efectuarse en forma estratificada, como se describe en la sección siguiente.

Hay que hacer énfasis en la importancia de las hipótesis presentadas. Es necesario efectuar las pruebas estadísticas necesarias para la validación de esas hipótesis, antes de efectuar cualquier estimación.

3.4.3 Esquemas de revisión

La revisión de instalaciones de medida y acometidas, constituye la herramienta más efectiva para la detección de infractores y para el control de pérdidas no técnicas.

La revisión persigue dos fines principales:

1. Identificar las instalaciones de medida defectuosas, ya sean producidas por el usuario o por el deterioro natural de los equipos.
2. Servir como datos muestrales para la estimación de las pérdidas debidas al fraude, mediante el uso de la metodología expuesta en la sección anterior. Para este propósito, la revisión se debe acompañar por un censo de la potencia total instalada por el usuario.

Debido a las diversas actividades económicas de los consumidores, es necesario hacer una estratificación para poder realizar una revisión más efectiva.

La estratificación de la muestra debe incluir sub-poblaciones, cuyo comportamiento sea lo más uniforme posible, respecto al consumo de energía eléctrica.

Las sub-poblaciones se pueden estratificar aún más de acuerdo con rangos de consumo decrecientes y dentro de estos estratos se efectúa un muestreo aleatorio simple.

3.4.4 Control de pérdidas por fraude

El factor más importante, para el control de las pérdidas debidas al fraude, es la detección de los infractores. Por esta razón, la principal medida de control debe ser un programa de inspección a las instalaciones de los usuarios.

Una de las herramientas más efectivas es una revisión constante a la facturación. En este proceso, se detectan los cambios bruscos y permanentes del consumo de energía. En el caso de grandes consumidores, se debería iniciar una acción inmediata para determinar las causas de esta variación. En el caso de pequeños consumidores, puede compararse el consumo actual con el consumo promedio propio, si la diferencia es grande, pueden iniciarse acciones para la revisión de las instalaciones.

Debe hacerse notar que el programa de inspección no debe limitarse a la detección de los infractores, sino que las inspecciones deben repetirse periódicamente, especialmente a las instalaciones de infractores ya detectados.

Adicionalmente a las inspecciones, se deben establecer dos tipos de medidas de control de fraudes: sanciones y medidas preventivas.

Sanciones

Las sanciones pueden ser de tipo económico.

Entre estas se puede hablar de multas, las cuales pueden ser crecientes de acuerdo con la capacidad instalada, o con la magnitud del fraude y aún mayores en caso de reincidencia.

Medidas preventivas

El objetivo de las medidas preventivas es minimizar la posibilidad de fraude en los medidores e instalaciones de los usuarios.

Entre las medidas preventivas del fraude, se pueden considerar dos tipos principales:

1. Medidas tendentes a minimizar la posibilidad de alteraciones en los medidores y acometidas (medidas técnicas).
2. Medidas tendentes a educar a los usuarios acerca de los riesgos y consecuencias del fraude (medidas educativas).

Algunas de las medidas técnicas que ya se han puesto en práctica en Guatemala son:

- Instalación de los medidores en el exterior de las viviendas o establecimientos comerciales.
- Suministro e instalación por parte de la empresa del medidor y los cables de la acometida entre la red y el medidor.
- Protección de los medidores por medio de precintos, cuya violación es fácilmente detectable.
- La mayoría de la distribución secundaria es en forma aérea, ya que las redes subterráneas favorecen las conexiones ilegales.
- La autorización escrita de un electricista autorizado por la Empresa de Electricidad, previo a conectar el servicio.

Algunas medidas educativas y de difusión tendentes a ilustrar al público acerca de los riesgos y consecuencias del fraude que pueden ponerse en práctica son las siguientes:

- Instalación temporal o permanente de medidores externos en sitios con elevada proporción de pérdidas no técnicas. Esto permite localizar con mas precisión los sitios donde se produce el fraude y, lo que es más importante, ayuda a disminuir la conciencia de impunidad entre los suscriptores que cometen fraude.
- Campañas educativas orientadas hacia la niñez en las escuelas. En estos programas, se les ilustra sobre las características de la energía eléctrica, sus ventajas y desventajas, el peligro que entraña el contacto con las instalaciones eléctricas y las consecuencias del hurto de energía.
- Campañas de difusión entre la población en general acerca de los riesgos que conlleva el manejo de los equipos por personal no calificado.
- Ilustración al público sobre las consecuencias del fraude: sobrecostos para la empresa, los cuales la colocan en mala posición financiera, y se impide prestar un mejor servicio. También aumento de tarifas. Es necesario crear la conciencia de que la energía hurtada la pagan los demás suscriptores.

3.5 Usuarios no suscriptores

En esta sección, se considera la contribución de las

conexiones ilegales, al problema de las pérdidas de energía.

Estos consumidores tienen una característica relevante, la cual es que se presentan en sectores de muy bajos ingresos, generalmente en comunidades marginales o barrios de invasión. Otro componente importante de este grupo de usuarios lo constituyen las casetas de ventas informales.

Las características anteriores hacen que el problema de los usuarios no suscriptores sea peculiar, dadas sus implicaciones socio-económicas. Por esta razón, amerita un tratamiento especial, diferente de otras formas de consumo no facturados.

3.5.1 Estimación

La estimación de la energía consumida por usuarios no suscriptores se puede hacer por medio de extrapolación de valores individuales obtenidos por muestreo, sea de consumidores individuales o en circuitos completos o ambos. La extrapolación se hace a la totalidad de la población.

Una forma de estimar la energía consumida consiste en hacer correlación con grupos de consumidores con características socio-económicas similares a las del sector bajo consideración; se deben escoger grupos de comparación para los cuales se disponga de mediciones confiables. La precisión de este método no es muy grande y debe servir solamente como estimación preliminar de los valores de pérdidas.

Una opción que, aunque realmente forma parte del programa de control, permite obtener un estimador preciso de las pérdidas de energía, es la instalación de medidores comunales para el sector.

3.5.2 Control de usuarios no suscriptores

Como se mencionó anteriormente, la principal consideración, en el control de usuarios no suscriptores, se le debe dar a los factores de tipo socio-económicos, puesto que la mayoría de las veces se trata de sectores marginales compuestos por gente con recursos y capacidad de pago muy escasos.

Se presentarán, en primer lugar, algunas recomendaciones para el control en barrios marginales.

El objetivo final del programa de control en esta área debe ser la incorporación de los usuarios a la categoría de suscriptores regulares, sin embargo, este proceso de regularización debe ser gradual y desarrollarse, teniendo en cuenta las características particulares de cada comunidad.

Como complemento de este programa, es recomendable que se

establezcan incentivos para la regularización de los usuarios, una vez que se ha producido la legalización de las viviendas (para los invasores). Entre los incentivos, se pueden considerar tarifas reducidas para la instalación y facilidades para el pago.

El otro componente de los consumos debidos a usuarios no suscriptores es el que se produce en casetas y otras instalaciones utilizadas por vendedores estacionarios.

Aunque los aspectos socio-económicos de este sector son muy similares a los de barrios marginales, las casetas presentan particularidades que merecen un análisis y tratamiento separado.

En primer lugar, la localización geográfica de las casetas no es tan concentrada como en el caso anterior y por otra parte, los patrones de consumo son diferentes en las dos situaciones.

La recomendación, respecto a las casetas, es que de acuerdo con las posibilidades de la empresa, instalarles un medidor individual y en los casos que no sea posible, realizar una estimación de la carga instalada mediante un censo, es conveniente que el censo de carga se repita con regularidad con el fin de revisar tarifas y de asegurar que se cumple con normas mínimas de seguridad desde el punto de vista eléctrico.

3.6 Errores en la estimación de los consumos

Los errores en la estimación de los consumos constituyen una parte sustancial de las pérdidas no técnicas.

A los usuarios de la empresa de energía se les factura un estimativo de la energía consumida. Para la mayoría de los casos, el instrumento de estimación que se usa es el vatímetro, llamado también contador de energía. En algunas situaciones, especialmente para pequeños consumidores, la compañía de electricidad prefiere no instalar instrumentos de medición y se contentan con cobrar una tarifa, la cual generalmente es fija.

En ambos casos, la empresa comete errores de estimación de los consumos, los cuales pueden llegar a ser significativos. Es muy importante que se conozca la magnitud de esos errores.

Esta sección considerará la influencia que estos errores de estimación tienen sobre las pérdidas no técnicas en general y presentará algunas medidas de control.

3.6.1 Fuentes de error en mediciones

Los errores de medición de energía eléctrica pueden atribuirse a dos causas principales:

1. Descalibración propia de los medidores.

2. Errores en el montaje de los equipos de medición.

Entre las causas de error, pueden citarse las siguientes:

Error intrínseco del aparato.

Errores debidos a las condiciones de operación. La precisión de las lecturas puede variar con las condiciones de la carga.

Errores por descalibración del aparato en el momento de su instalación. Debido al mal manejo del aparato durante su instalación o transporte, o por descalibración de fábrica no revisada.

Errores por daño del medidor. Daños parciales o totales, generalmente por fallas en la bobina de corriente, pueden producir errores graves de registro, los cuales pueden pasar inadvertidos, si la revisión de la facturación permite variaciones grandes de consumo.

Errores debidos a deterioro. Pueden deberse al tiempo de uso o a condiciones ambientales de operación; los más comunes son aumento de fricción en las partes móviles y variaciones en las propiedades del circuito magnético.

Error en el montaje de transformadores de corriente (CT) o de potencial (PT). Estos errores ocurren en instalaciones de tipo industrial, donde los consumos son grandes y, por lo tanto, su efecto es muy importante.

Error en la conexión del medidor mismo.

3.6.2 Pérdidas de energía por descalibración de medidores

Aunque todos los medidores de energía hacen lo mismo, los instalados en puntos en los cuales la empresa de energía vende grandes volúmenes de energía deben tener una atención primaria, ya que los errores en medidas sobre las cuales se basa la facturación de ventas en bloque tienen un impacto enorme sobre las finanzas de la empresa.

Es muy importante llevar un programa de mantenimiento y recalibración periódica de estos equipos. Es muy importante recalcar la necesidad de disponer de medidores patrones con una precisión adecuada y que hayan sido calibrados con patrones internacionalmente aceptados. Un vistazo a las cantidades de dinero involucradas en estas ventas es suficiente, para convencerse de que una adecuada inversión en equipo o mantenimiento en esta área es rentable.

También están los medidores de energía que sirven para estimar la energía consumida por suscriptores individuales. Estos son muy

numerosos y cada uno registra una cantidad de energía relativamente pequeña. Por estas características, es impráctico desde el punto de vista económico revisar todos los contadores. Las pérdidas de energía debidas a descalibración de medidores individuales deben estimarse mediante un muestreo estadístico.

Otro aspecto que se debe considerar es que debido a características de construcción, los medidores presentan errores de medida de potencia, que no son constantes, sino que dependen de las condiciones de operación. Cuando la potencia que se mide en el instante t es $P(t)$, el error de medida es $\epsilon_p(t)$, dado por:

$$\epsilon_p(t) = \epsilon_p(P(t)) \quad (3.13)$$

La función, que da el error de medición de potencia, es una característica de cada aparato. Generalmente es suficiente con aproximar esta función en forma sencilla por una forma lineal o cuadrática. Para formarse una idea, puede verse la figura 3.4.

Los errores de medición de potencia producirán errores de medición de energía, los cuales estarán dados por:

$$\int (P(t)) dt \approx \sum_{i=1}^N \epsilon_p(P(t_i)) \Delta t_i$$

Donde la sumatoria se usa como aproximación de la integral. En este caso, se representa la curva de carga por medio de segmentos de duración Δt_i , durante los cuales la potencia es constante.

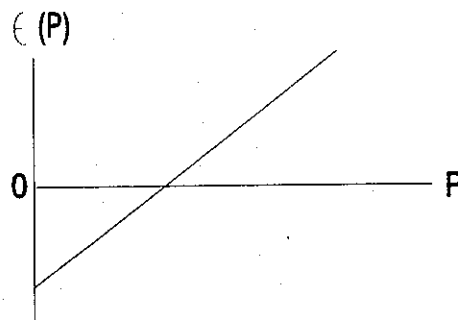


Figura 3.4. Curva de calibración de un medidor de energía.

Se puede observar, de la expresión anterior, que los errores de medición dependen del patrón de consumo. Por ejemplo, cargas pequeñas constantes producen errores muy diferentes a cargas grandes de poca duración, aunque la energía consumida sea la misma.

Para evaluar el error de medición de energía, es necesario conocer la curva de carga de cada usuario (figura 3.5), o lo que es equivalente, su curva de duración de carga (Figura 3.6).

Teniendo en cuenta que las dos curvas representan el mismo patrón de carga para un usuario determinado, el error de medición se puede evaluar para la curva de duración de carga como:

$$L_M = \int_0^T \epsilon_p(P(t)) dt = \int_0^T \epsilon_p(P(\tau)) d\tau \approx \sum_{i=1}^M \epsilon_p(P(\tau_i)) \Delta \tau_i \quad (3.15)$$

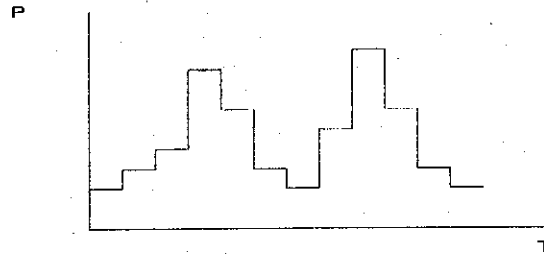


Figura 3.5: Curva de carga para un usuario individual.

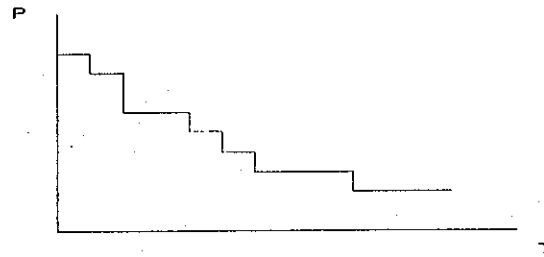


Figura 3.6. Curva de duración de carga para un usuario.

La aproximación, dada por la sumatoria, se considera en el mismo sentido que en la curva de carga. Esta curva se aproxima en segmentos de duración $\Delta \tau_i$, durante los cuales la potencia es constante. Puesto que la curva de duración es más fácil de manejar, esta última expresión es más conveniente para el cálculo de los errores.

En la figura 3.7, aparece un procedimiento gráfico en el que mediante la curva 3.6 y 3.4 se puede obtener la curva de error de medición. Este procedimiento no es más que multiplicar "gráficamente" los valores en el tiempo de P por ϵ_p , para obtener valores puntuales de error de lectura de potencia, con una duración $\Delta \tau_i$.

El desarrollo anterior permite deducir algunos aspectos importantes:

1. Valores pequeños de $P(t)$ no producen valores apreciables de L_M , a menos que tengan una duración muy grande.
2. Los errores pueden ser positivos o negativos. El valor de L_M puede llegar a ser cero o negativo en casos extremos.

Teniendo en cuenta las observaciones anteriores, se pueden presentar los lineamientos para el muestreo necesario para estimar L_M . Deben obtenerse poblaciones homogéneas y para este fin se debe efectuar un muestreo estratificado, en primer lugar, por tipo de medidor y en segundo por tipo de consumidor.

El muestreo de contadores produce una curva típica de error por calibración. La curva resultante debe ser lo más simple posible, para poder simplificar los cálculos.

Una vez obtenida la curva de calibración típica para cada grupo de medidores, se puede estimar el error de medición L_M , usando una curva típica de duración de carga.

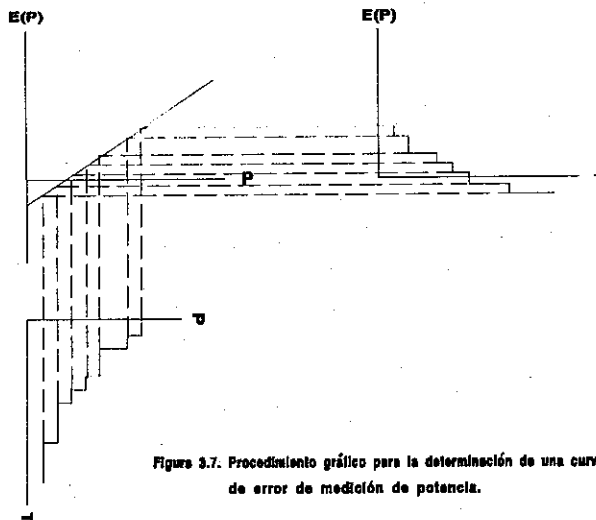


Figura 3.7. Procedimiento gráfico para la determinación de una curva de error de medición de potencia.

3.6.3 Control de pérdidas por descalibración

La principal medida de control consiste en reemplazar los medidores defectuosos por unos bien calibrados. Esta medida no es posible, si no se detectan los aparatos defectuosos. Por lo tanto, las medidas de control deben incluir un programa de revisión de medidores en diversas partes del sistema. Para la inspección, se debe proceder en orden de prioridad, de acuerdo con la magnitud de la energía que se mide en el punto respectivo.

El orden de prioridad propuesto es el siguiente:

1. Plantas de generación.
2. Puntos de intercambio en bloque.
3. Subestaciones.
4. Grandes consumidores (chequearlos todos periódicamente).
5. Pequeños consumidores (muestreo estratificado periódico).

En cada categoría, se deben revisar los instrumentos más antiguos primero.

La implantación del esquema de revisión se debe complementar con políticas de control de calidad en los laboratorios de

calibración de la empresa, con el fin de garantizar la efectividad de los ajustes que se hacen a los aparatos.

Como parte del proceso de inspección, es posible involucrar la revisión ocular rutinaria de los medidores y de las conexiones de transformadores de medición por parte de los lectores de energía. Contadores con daños graves pueden ser detectados de esta manera.

Cuando las pérdidas de energía son muy grandes, es posible introducir modificaciones en el ajuste de los medidores, con el fin de reducir el error de medición. En este caso, se trata de obtener una curva de error de calibración modificada, de tal manera que se obtenga un valor de L_m igual a cero, como se muestra en la figura 3.8. El ajuste, por supuesto, debe escogerse separadamente para cada tipo de consumidor y para cada clase de medidor.

Para los usuarios cuyos consumos son estimados o por tarifa fija, se recomienda instalar medidores comunales como instrumentos de estimación de pérdidas por este concepto. Los datos obtenidos en los contadores comunales también permiten la recalibración de los valores estimados para el cobro de tarifa fija.

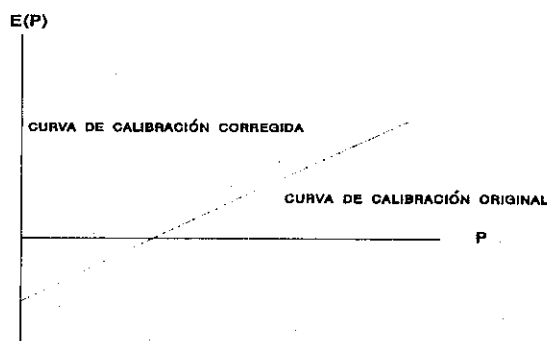


Figura 3.8. Modificación de la curva de calibración de un medidor.

3.7 Otras fuentes de pérdidas

En esta sección, se consideran otras fuentes de pérdidas no técnicas que no han sido consideradas a lo largo del capítulo.

3.7.1 Pérdidas en el proceso de registro

Uno de los factores que más influyen, en el éxito de un programa de control de pérdidas no técnicas, es el proceso de lectura de los medidores. Por esta razón, una sección de lectura bien organizada contribuye en gran forma al éxito de las medidas. Como recomendaciones para el buen funcionamiento del proceso de lectura, se pueden citar:

1. Identificación clara y documentada de las instalaciones.
2. Rotación de lectores en diferentes rutas con el fin de evitar fraudes que se efectúan con la complicidad de los lectores.
3. Supervisión de los procesos de lectura para evitar "malas lecturas" debidas a lectores que no efectúan lectura alguna.
4. Estímulo a los lectores que descubren irregularidades, mediante premios, comisiones y otros estímulos.

5. Implantación de métodos automatizados de lectura.

3.7.2 Pérdidas en facturación

La mayor parte de las pérdidas, que se presentan durante la facturación, se deben a la información errada acerca de los usuarios o de sus instalaciones. Por lo tanto, la principal medida de control de pérdidas en esta área consiste en la verificación de la información registrada en los archivos de la compañía y que está siendo usada para facturación.

Capítulo 4

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

4.1 Introducción:

En este capítulo, se plantea una metodología general para la evaluación económica de proyectos de reducción de pérdidas eléctricas.

Mientras la evaluación financiera procura estimar el rendimiento de un proyecto en términos de recursos monetarios (precios de mercado) para un agente específico (la empresa, por ejemplo), la evaluación económica se interesa en identificar los costos y beneficios que representa un flujo neto para el conjunto de individuos y entidades que componen una sociedad, y así medir el rendimiento del proyecto en términos de recursos reales para la sociedad como un todo.

La metodología presentada en este capítulo es la del análisis beneficio/costo, con base en los siguientes argumentos:

1. Es la metodología más conocida a nivel latinoamericano.
2. Es la recomendada por los organismos internacionales de crédito, los cuales financian en alta proporción los proyectos del sector eléctrico.

La evaluación económica, como se verá, tiene en cuenta los beneficios y costos de los proyectos desde el punto de vista de la economía en su conjunto y, por lo tanto, determina la conveniencia para la sociedad de realizar o no un proyecto.

4.2 Evaluación económica - metodología general

En vista del papel que juega el sector eléctrico en el desarrollo económico de una comunidad como en el nivel de su bienestar y además, por los grandes recursos que sus proyectos requieren, es vital que la evaluación de estos proyectos se realice bajo una perspectiva económica y social.

La metodología que se va a emplear utiliza una serie de indicadores básicos como posteriores criterios de decisión, los cuales se definen a continuación:

- Tasa interna de retorno del proyecto (TIR): es la tasa a la cual se igualan los costos de inversión y los beneficios del proyecto, descontados los costos de operación y mantenimiento (para determinar dichos beneficios en términos netos).
- Valor presente neto del proyecto (VPN): es el valor actualizado de los beneficios y costos, a una tasa de descuento que refleja el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto. Esta es una de las variables inciertas sobre las cuales se deberán hacer análisis de sensibilidad, como se verá posteriormente.
- Relación beneficio-costos (B/C): es el cociente del valor actualizado de los beneficios, descontado el costo de operación y mantenimiento, y del valor actualizado de los costos de inversión. Se debe utilizar la misma tasa de descuento que para el cálculo del valor presente neto del proyecto.

Los tres criterios anotados anteriormente tienen estrecha relación entre sí y deberán cumplir las siguientes condiciones:

$TIR > \text{tasa de descuento.}$

$VPN > 0.$

$B/C > 1.$ Cuanto mayor sea esta relación, mayor prioridad tiene el proyecto.

La tasa de descuento es la tasa que refleja la pérdida de valor que a través del tiempo sufre la utilidad obtenida de una unidad de inversión adicional. La tasa de descuento aplicable al monto en US\$, que se utiliza en varios países en desarrollo es del 12%.

Los costos de inversión se establecen de acuerdo con las características del proyecto, definidas según previos estudios técnicos (capítulos 2 y 3). Puede tratarse de inversiones para instalaciones nuevas o de inversiones para ampliar o mejorar instalaciones ya existentes, con el fin de reducir costos o incrementar beneficios.

Los pasos que se deben seguir para la evaluación económica (aplicable también a la evaluación financiera) son los siguientes:

1. Cuantificación del valor presente de la inversión, VPNC:

$$VPNC = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} \quad (4.1)$$

donde:

I_t = costos de inversión en el año t .

2. Cuantificación de los beneficios, año con año, y determinación de su valor presente neto, VPNB:

$$VPNB = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - (o + m) t}{(1+i)^t} \quad (4.2)$$

donde:

B_t : beneficios en el año t .
 $(o+m)t$: costos de operación y mantenimiento en el año t , definidos como los costos con el proyecto menos los costos sin el proyecto.
 i : tasa de descuento.
 n : vida útil del proyecto.

3. Cálculo del valor neto del proyecto:

$$VPN = VPNB - VPNC \quad (4.3)$$

4. Relación beneficio-costos:

$$B/C = \frac{VPNB}{VPNC} \quad (4.4)$$

5. Tasa interna de retorno: se obtiene cuando $VPN = 0$, o sea, de acuerdo con la definición, cuando $VPNB = VPNC$.

Es importante hacer notar que para el caso de evaluación económica, los valores de los costos y beneficios, base del cálculo de los índices anteriores, deben estar en términos de precios sombra (según ajuste previo a partir de precios de mercado). Para el caso de evaluación financiera, dichos valores deben estar en términos de precios de mercado.

4.3 Costos de inversión

Los costos de inversión son establecidos una vez se tengan definidas las características particulares del proyecto, el cual, en el caso de reducción de pérdidas técnicas, puede tratarse por ejemplo de:

- Instalación de bancos de condensadores en las líneas primarias para mantener un factor de potencia alrededor del 95%.
- Reemplazo o ampliación de una subestación, etc., (capítulo 2).

Y en el caso de pérdidas no técnicas, puede tratarse de:

- Instalación de contadores.
- Cambio de acometidas, etc., (capítulo 3).

Tanto los beneficios, como los costos, se deben cuantificar a precios constantes de un año; puede ser el año base o año cero, con el fin de eliminar los efectos de la inflación.

Los costos de inversión deben presentarse a precios constantes del año base del proyecto y desglosarse en las siguientes categorías:

- Mano de obra calificada.
- Mano de obra no calificada.
- Materiales y equipos comerciables en el exterior.
- Materiales y equipos no comerciables.
- Imprevistos.
- Subsidios e impuestos.

Se consideran como materiales y equipos comerciables los que de una u otra manera se pueden comerciar con el exterior (importar o exportar). Aquí se incluyen bienes no producidos en el país y aquéllos que siendo producidos nacionalmente, podrían competir en licitaciones internacionales.

Los materiales y equipos no comerciables son aquellos que no se pueden comerciar con el exterior, bien sea por dificultades en el transporte (poste de concreto por ejemplo) o por otras razones (bajos precios internos que dejarían fuera del mercado a cualquier competidor externo, por ejemplo).

4.3.1 Distribución de Imprevistos

La diferenciación de categorías busca discriminar los costos.

En caso de definirse imprevistos separadamente, deben repartirse en cada una de las otras categorías. Un criterio simple para hacerlo puede ser la ponderación respecto al costo total que signifique cada categoría.

4.4 Costos de operación y mantenimiento

La entrada de un proyecto en particular implica variación de costos de operación y mantenimiento; por ejemplo, en proyectos de construcción de nuevas subestaciones, los costos de operación aumentan; en cambio en proyectos de remodelación de redes, los costos de mantenimiento disminuyen.

Los flujos por este concepto se determinan calculando la diferencia en los costos de operación y manteniendo con y sin el proyecto. Cuando la diferencia es negativa, se trata de un beneficio y cuando es positiva es un costo.

4.4.1 Determinación de los costos o beneficios de operación y mantenimiento

Para calcular los costos de operación y mantenimiento con y sin el proyecto, se debe recurrir a datos sobre los costos de operación y mantenimiento en las obras parecidas en términos de capacidad, carga y ubicación. Por ejemplo, los datos son diferentes para una zona céntrica, una zona residencial, una zona de mucho vandalismo o zonas de árboles, obras subterráneas, etc. La comparación debe hacerse entre obras nuevas y viejas.

Al igual que los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento se desglosan en las mismas categorías, a excepción de los imprevistos y los impuestos, a precios constantes del año base del proyecto.

Una vez obtenido para cada año el flujo de costos con y sin proyecto, se procede a hacer la diferencia para cada categoría de costos y para cada año de vida útil del proyecto. No debe olvidarse que para todos los flujos, el año cero es el año en el cual se realiza la primera inversión.

4.5 Beneficios por reducción de pérdidas técnicas

Para cálculo de las pérdidas técnicas debe utilizarse la metodología planteada en el capítulo 2, o cualquier otra que técnicamente sea confiable.

De acuerdo con el planteamiento aquí establecido, la reducción de pérdidas técnicas se determina por la diferencia entre las pérdidas técnicas que se causan sin y con proyecto. La estimación de la reducción de estas pérdidas se hace para cada año de la vida útil del proyecto. Debe realizarse un análisis por separado de

cada obra que podría ser construida independientemente.

Una vez calculados los ahorros en pérdidas en términos de unidades eléctricas (kWh y kW), se debe proceder a valorarlos en unidades económicas, para lo cual se tiene como base el costo para la sociedad de ofrecer un kWh adicional en energía y/o de un kW adicional en potencia, es decir, en términos del costo unitario de la expansión del sistema eléctrico de dicha sociedad, ya que dichos ahorros en pérdidas implican menores requerimientos de potencia y energía en la expansión del sistema para un horizonte de tiempo (largo plazo) dado. En este sentido, de una manera amplia, se utilizará aquí el concepto de costo marginal de largo plazo con base en costos incrementales, discutido en la siguiente sección.

4.5.1 ESTABLECIMIENTO DE COSTOS MARGINALES

4.5.1.1 Consideraciones generales

La necesidad de que las tarifas reflejen el verdadero costo de los servicios y la complejidad de los sistemas eléctricos ha hecho necesario el desarrollo de técnicas bien sustentadas para la determinación de las mismas. La tecnología de costos marginales ha sido identificada desde hace varios años como la más adecuada, desde el punto de vista económico, para estos propósitos.

A través de esta metodología, se asignan los verdaderos costos en que se incurren para atender a cada tipo de usuario, ya que los costos marginales se basan en el desarrollo futuro de los sistemas eléctricos, y no en los costos históricos; de esta manera, las malas administraciones anteriores o gastos inadecuados no se incluyen dentro del cálculo de la tarifa. Es decir, se determina el costo en que se incurrirá para atender a los nuevos usuarios y al crecimiento en la demanda de energía.

Los países del área Centroamericana y Panamá aprobaron una metodología para determinar Tarifas Unificadas de Centroamérica (TUCA). Con esta metodología, las tarifas calculadas promueven el uso eficiente y racional del servicio, así como la eficiencia técnica y económica, ya que son congruentes con los costos de servicio de cada tipo de usuario.

La metodología aprobada se basa en el análisis de costo marginal y permite estructurar tarifas por funciones (generación, transmisión, transformación y distribución).

Debe recordarse que la EEGSA compra el 85% de la energía que distribuye, por lo que el costo de la generación depende principalmente del precio que se contrate con los proveedores.

Los costos marginales corresponden a los costos de generación, transmisión y distribución relacionados con el suministro al

consumidor de una unidad adicional de energía eléctrica en un período determinado de tiempo.

Los costos marginales de corto y largo plazo son iguales cuando el equipamiento es óptimo; de lo contrario, existe sobre-equipamiento o retraso en el equipamiento en el sistema.

De acuerdo con los objetivos de la TUCA, la determinación de los costos marginales se debe hacer con base en el plan de expansión de las empresas.

4.5.1.2 Costos marginales de generación

4.5.1.2.1 Costos marginales de largo plazo

Los costos marginales de largo plazo de generación son iguales a la derivada parcial de la función de costos de expansión de generación con respecto al incremento de la demanda. Este crecimiento en la demanda crea la necesidad de realizarse la expansión. La función de costos se expresa de la siguiente manera:

$$CT = f (INV, OM, CMB, PER, RAC) \quad (4.5)$$

en donde:

CT	=	COSTOS TOTALES
INV	=	COSTOS DE INVERSION
OM	=	COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO
CMB	=	COSTOS DE COMBUSTIBLE
PER	=	COSTOS DE PERDIDAS
RAC	=	COSTOS DE RACIONAMIENTO

La inversión en equipamiento se hace para satisfacer incrementos en la demanda máxima de potencia. Los costos de operación y mantenimientos pueden ser fijos, asociados al tamaño de las instalaciones (es este caso se origina por incrementos en la demanda pico) o variables asociados a la generación (en este caso se deben a incrementos en la demanda de energía). Los gastos de combustible dependen de la demanda de energía y los de racionamiento a la demanda de pico y de la energía. Lo anterior se resume en el siguiente cuadro:

COSTOS DEBIDOS A POTENCIA:	COSTOS DEBIDOS A ENERGIA
Costos de inversión (INV)	Costos de Op. y Mant. (OM)
Costos de pérdidas (PER)	Costos de combustible (CMB)
Costos de racionamiento (RAC)	Costos de pérdidas (PER)
	Costos de racionamiento (RAC)

Por lo que:

$$CT = f(P, E) \quad (4.6)$$

en donde:

P = POTENCIA
E = ENERGIA

El costo marginal puede separarse entonces en costo marginal de potencia y costo marginal de energía.

$$CMP = \frac{f(P, E)}{P} \quad (4.7)$$

$$CME = \frac{f(P, E)}{E} \quad (4.8)$$

El cálculo de costos marginales de generación con las anteriores ecuaciones se dificulta por el hecho de que no existe una función analítica "f".

Adicionalmente, no hay una adaptación permanente de la oferta a la demanda, ya que los incrementos de oferta son discretos; esto hace que el problema no sea continuo y la función "f" no sea diferenciable, por lo que para efectos prácticos se discretiza la función.

4.5.1.2.2 Costos marginales de corto plazo

Los costos marginales de corto plazo consideran sólo los costos variables de producción y se usan para calcular los costos marginales de energía. El costo marginal de potencia se calcula por separado, utilizando el costo de inversión para una unidad pico. El costo marginal de generación se obtiene agregando los costos marginales de energía y potencia.

a) Costo marginal de energía

Existen dos posibilidades según la capacidad de producción sea o no superior a la demanda. Si es superior, el costo marginal de energía es el costo de producción de la unidad de generación marginal, la cual es la última despachada para ese nivel de demanda. De lo contrario, corresponde al costo unitario de racionamiento. El racionamiento puede presentarse por problemas de inversión o por factores fortuitos como condiciones hidrológicas

bajas o por contingencias.

El costo de racionamiento se evalúa a veces en forma implícita y corresponde al costo de anticipar equipo nuevo que permita suplir la demanda adicional. Una manera alterna de cálculo es evaluar el impacto del racionamiento sobre la economía nacional.

b) Costo marginal de potencia

Este costo se puede obtener a través de la anticipación de la inversión en equipo de pico, generalmente una nueva turbina de gas (la cual posea rendimiento superior que el del equipo existente obsoleto), menos (-) las economías de combustible que se obtienen como resultado de su funcionamiento. Para un año determinado, el costo de anticipación (CANT) puede obtenerse como sigue:

$$CANT = (rec + om) * INV \quad (4.9)$$

en donde:

INV = Inversión total unitaria (US\$/kw), que incluye los intereses durante la construcción (IDC).

om = Costos fijos anuales de operación y mantenimiento de la unidad marginal expresados en %.

rec = Factor de recuperación del capital, que incluye el reemplazo de la unidad de generación al final de su vida útil y una tasa apropiada de descuento.

$$rec = \frac{[a * (1 + a)^n]}{[(1 + a)^n - 1]} \quad (4.10)$$

en donde:

a = Es la tasa de descuento

n = La vida útil del equipo

Si CEC son las economías de combustible que se obtienen durante un año gracias a la anticipación del equipo de operación pico, el costo marginal de potencia se puede expresar como sigue:

$$CMP = \frac{(CANT - CEC)}{(1 - TSF) * (1 - TPT)} \quad (4.11)$$

En donde:

TSF = Tasa de salidas forzadas de la unidad pico.

TPT = Tasa de pérdidas que mide el consumo propio de la unidad, pérdidas de calor y pérdidas de

transmisión.

4.5.1.3 Costo marginal de transmisión

Debido a que las inversiones de transmisión obedecen a una función discreta, los costos marginales de transmisión y transformación se estiman mediante el costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP), que permite neutralizar cambios bruscos de inversiones y obviar la necesidad de obtener mediante modelos de gestión, la distribución de flujos eléctricos en las líneas del sistema.

Suponiendo que $I(t,v)$ es el costo de inversión en líneas y subestaciones durante el año t , a un determinado nivel de voltaje V y que $DM(t,V)$ es el correspondiente incremento de demanda de potencia máxima, entonces se tiene CIPLP al nivel de voltaje V como:

$$CIPL = (rec + om) * \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I(t, V)}{(1 + a)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{DM(t, V)}{(1+a)^t}} \quad (4.12)$$

En donde:

$I(t,V)$	=	Inversión durante el año t , al determinado nivel de voltaje V .
$DM(t,V)$	=	Es el correspondiente incremento de la demanda.
om	=	Costos fijos anuales de operación y mantenimiento de la unidad marginal expresados en %.
rec	=	Factor de recuperación del capital.

4.5.1.4 Costo marginal de distribución

Los costos marginales de distribución se estiman usando el costo incremental promedio a mediano o largo plazo del sistema de distribución.

4.5.1.5 Costo de servicio al consumidor

Los costos de servicio al consumidor incluyen costos iniciales como la instalación de líneas radiales de servicio, contadores, etc., así también se incluyen costos recurrentes como: lectura, facturación, atención al usuario, mantenimiento de cuentas, etc.

4.5.1.6 Criterios para la determinación de los costos marginales

La estructura de costos para definir los valores de las tarifas, consideran los costos de generación, los costos incrementales de largo plazo (CILP) de la transmisión y distribución, según el plan de inversiones, los gastos de comercialización, gastos generales y de administración de la EEGSA.

- El tipo de cambio que se adoptó para el análisis es:

$$1 \text{ US\$} = \text{Q. } 6.20$$

- La tasa de descuento aplicada para determinar los factores de descuento es del 12%. Esta tasa es utilizada para cubrir el riesgo de las inversiones de los proyectos.
- El factor de recuperación de capital (rec) incluye el reemplazo del equipo de transmisión, transformación y distribución al final de su vida útil, la cual se considera según su función, y se le aplica la tasa de descuento. El factor de recuperación se calcula de la siguiente forma:

$$\text{rec} = \frac{a * (a+1)^n}{(a+1)^n - 1} \quad (4.13)$$

donde:

- a = Es la tasa de descuento
- n = La vida útil del equipo según la función

La vida útil del equipo, según función, puede calcularse basados en la depreciación contable, por ejemplo:

Períodos de vida útil según la función:

FUNCIÓN	AÑOS
Transmisión	25
Transformación	20
Distribución	15

Ejemplo: Cálculo del factor de recuperación para la función de transmisión.

$$\text{rec} = [0.12 * (1+0.12)^{25}] / [(1+0.12)^{25} - 1] = 0.1275 \text{ (12.75\%).}$$

Factores de recuperación por función:

FUNCION	FACTOR (rec)
Transmisión	12.75%
Transformación	13.39%
Distribución	14.68%

- Los costos fijos anuales de operación y mantenimiento (om) del equipo de transmisión, transformación y distribución expresados en porcentaje, son determinados como un porcentaje de los gastos de operación y mantenimiento por función, dentro de la inversión de cada una de las funciones. Se toman como referencia los porcentajes de operación y mantenimiento por función calculados para EEGSA para un año.

FUNCION	(om)
Transmisión	0.58%
Transformación	0.71%
Distribución	0.71%

4.5.1.7 Determinación de tarifas

La Metodología del costo marginal permite establecer precios de referencia por funciones (p.e a nivel de generación, a nivel de transmisión, a nivel de distribución). También permite definirlos a nivel de voltaje y por nodos, así como por estaciones (húmeda y seca), y horarios (pico y fuera de pico). Para determinar el costo de un kWh, es necesario tomar en cuenta: el costo marginal de generación (CMG), el costo marginal de transmisión y subtransmisión (CMTS), el costo marginal de transformación (CMT), el costo marginal de distribución (CMD) y los gastos de comercialización (GCOM).

Precios de referencia

Los precios de referencia tarifarios a nivel de función son:

- a) COSTO MARGINAL DE GENERACION (CMG): aplicable a tarifas de venta, compra de energía, potencia de Requerimiento (largo plazo) y de coordinación (temporales), y en barras de generación. También sirve como referencia para negociaciones de contrataciones de energía y potencia. La EEGSA compra energía al INDE, ENRON, COGENERADORES, TCAE y SIDEGUA, teniendo generación propia en planta LAGUNA y TG6; tomando en cuenta lo anterior, se considera CMG como el costo promedio ponderado en la compra del kWh.

- El costo de compra ponderado de la energía se determina con base en la participación de cada

proveedor en la curva de carga de EEGSA; la participación de cada proveedor en la curva de carga se determina con base en un despacho de carga proyectado para 1996-2000.

El costo de compra ponderado del KWh se calcula para cada año de la siguiente forma:

$$\text{COSTO PONDERADO} = \sum (\% EG * PC) \quad (4.14)$$

En donde:

%EG = Participación en porcentaje del total de la energía comprada a empresas generadoras.
 PC = Precio de compra del KWh a la empresa generadora.

El costo de compra ponderado en el caso de EEGSA es de c\$ 7.79.

- b) **COSTO MARGINAL DE TRANSMISION (CMTS):** este costo permite definir tarifas de entrega a niveles de voltaje de 69 KV. Para determinar la componente del costo del kWh; debido a las inversiones que se deben realizar en transmisión, es necesario calcular el Costo Incremental Promedio a Largo Plazo en transmisión y subtransmisión (CIPLP 1).

Los costos incrementales promedio a largo plazo se calculan de la siguiente forma:

$$\text{CIPL} = (\text{rec} + \text{om}) * \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I(t, V)}{(a+1)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{DM(t, V)}{(a+1)^t}} \quad (4.15)$$

donde:

I(t,V) = Inversión durante el año t, al determinado nivel de voltaje V.
 DM(t,V) = Es el correspondiente incremento de la demanda.
 om = Costos fijos anuales de operación y mantenimiento de la unidad marginal expresados en %.
 rec = Factor de recuperación del capital.

Cálculo del CIPLP 1:

$$\begin{aligned}
I(t,V) &= \text{Inversión en transmisión y subtransmisión.} \\
DM(t,V) &= \text{Incremento de demanda de potencia máxima.} \\
CIPLP 1 &= (0.1275 + 0.0058) * 22,000,100 / (137.94 * \\
& \quad 1000 * 8760) \text{ US\$/kWh} \\
&= 0.0024 \text{ US c.\$/kWh}
\end{aligned}$$

- c) COSTO MARGINAL DE TRANSFORMACION (CMT): este costo permite definir tarifas en nodos de 13.8 kV, por lo que considerando las inversiones en subestaciones, se determina el componente del costo del kWh como el Costo Incremental Promedio de subestaciones 230/69 kV y 69/13.8 kV (CIPLP 3).

Sustituyendo valores en la fórmula (4.15), se obtiene:

$$\begin{aligned}
I(t,V) &= \text{Inversión en transformación} \\
& \quad \text{(subestaciones).} \\
DM(t,V) &= \text{Incremento de demanda de potencia máxima.} \\
CIPLP 3 &= (0.1339 + 0.0071) * \\
& \quad 10,957,140 / (137.94 * 1000 * 8760) \text{ US \$/kWh} \\
&= 0.0013 \text{ c.\$/kWh}
\end{aligned}$$

- d) COSTO MARGINAL DE DISTRIBUCION (CMD): proporciona los costos para la distribución a voltajes menores de 69 kV. Particularmente deberán integrarse los costos para definir tarifas al detalle para usuarios que únicamente tengan mediciones de energía (p.e. residenciales o de bajo voltaje). Los costos marginales de distribución se estiman usando el Costo Incremental Promedio a Largo Plazo del sistema de distribución. Dichos costos incrementales pueden ser calculados con la fórmula anterior, pero usando en el denominador el incremento en la demanda de energía en lugar del incremento en la demanda de potencia, en donde:

$$\begin{aligned}
I(t,V) &= \text{Inversión en distribución.} \\
DM(t,V) &= \text{Incremento de demanda de energía.}
\end{aligned}$$

Sustituyendo valores en la fórmula (4.15), se obtiene:

$$\begin{aligned}
CIPLP 2 &= (0.1468 + 0.0071) * \\
& \quad 24,037,380 / (831.82 * 1000000) \text{ US \$/kWh} \\
&= 0.0045 \text{ c.\$/kWh}
\end{aligned}$$

- e) GASTOS DE COMERCIALIZACION (GCOM): son los gastos imputables que van a servir y atender a los usuarios directos de las empresas. Son gastos de facturación y cobro, información y promoción, comisiones a lectores y cobradores, gastos administrativos de comercializar, etc. Deberán sumarse a los demás costos que definen cada escala de tarifa según nivel de

voltaje y prorratearse según esfuerzo de servir. Todos los usuarios o clientes deben contribuir a este gasto. El GCOM considera los gastos de funcionamiento de la EEGSA definidos como CIPLP 4.

Sustituyendo valores en la fórmula (4.15) obtenemos:

$$\begin{aligned}
 I(t,V) &= \text{Gastos de funcionamiento o} \\
 &\quad \text{comercialización.} \\
 DM(t,V) &= \text{Incremento de demanda de energía.} \\
 CIPLP 4 &= (0.1275 + 0.000) * \\
 &\quad 143,359,020 / (831.82 * 1000000) \text{ US } \$/\text{kWh} \\
 &= 0.0223 \text{ } \$/\text{kWh.}
 \end{aligned}$$

Nota:

En el anexo No. 1, se presentan los cuadros para la integración del costo del kWh:

- Resumen general del plan de inversiones.
- Valor presente de los incrementos de potencia y energía.
- Cálculo de los costos incrementales promedio a largo plazo (CIPLP).

4.5.1.8 Costo marginal relevante

El costo marginal relevante es el costo marginal acumulado, en términos de costo incremental promedio de largo plazo, correspondiente al nivel de tensión anterior al del proyecto. Así, por ejemplo, cuando se trata de obras de subtransmisión y distribución, el correspondiente costo marginal relevante, será la suma del costo incremental promedio de largo plazo del nivel de generación con el costo incremental (en adelante, por costo incremental se hará referencia al costo incremental promedio de largo plazo) del nivel de transmisión. Se utiliza el término "relevante" en el sentido de "valor a ser aplicado" (no hay un mismo costo marginal para todos los niveles de tensión de un sistema). Según esto, si el proyecto es a nivel de transmisión, al costo marginal relevante se le incluye el costo incremental (CIPLP) a nivel de generación. De la misma manera, el valor relevante para valorar la reducción de pérdidas por la remodelación de una red de 13.8 kV es el costo marginal en 69 kV, o sea, el costo marginal de entregar potencia y energía a la red de 13.8 kV.

Con lo anteriormente expuesto, se pueden determinar los costos marginales relevantes para diferentes usuarios:

Usuarios en 69 kV	8.854	c\$/kWh
Usuarios con demanda (13.8 kV)	9.600	c\$/kWh
Usuarios sin demanda	11.415	c\$/kWh

El costo marginal de potencia en el caso de EEGSA sería el del precio por kilovatio instalado que cobran sus proveedores privados por concepto de cargo fijo por potencia, el cual estaría alrededor de US \$ 17 /kW por mes.

4.5.2 Cálculo del beneficio por reducción de pérdidas técnicas

Este beneficio estará compuesto por ahorro por concepto de energía y ahorro por concepto de potencia así:

$$BRPT = CMRe * Se + CMRp * Sp \quad (4.16)$$

donde:

BRPT: Beneficio por reducción de pérdidas técnicas.

con:

$$CMRe = CIGe + CIME + CIDE \quad (4.17)$$

$$CMRp = CIGe + CIMp = CIDp \quad (4.18)$$

Donde:

- CMRe : Costo marginal relevante de energía.
- CMRp : Costo marginal relevante de potencia.
- Se : Ahorro en energía.
- Sp : Ahorro en potencia.
- CIDE : Costo incremental de distribuidora (energía).
- CIDp : Costo incremental de distribuidora (potencia).
- CIME : Costo incremental de mayorista (energía).
- CIMp : Costo incremental de mayorista (potencia).
- CIGe : Costo incremental de generadora (energía).
- CIGp : Costo incremental de generadora (potencia).

Si la reducción de pérdidas técnicas se está calculando solamente en términos de energía (kW H), se puede atribuir el costo por potencia usando la siguiente ecuación:

$$CMR_o' = CMR_e + \frac{CMR_p}{8760 \times FC} \quad (4.19)$$

Donde:

FC : factor de carga.
CMRe': costo marginal relevante equivalente.

Si no se conoce la reducción en potencia, es posible estimarla a partir de los ahorros de energía, así:

$$Sp = \frac{Se}{8760 \times FP} \quad (4.20)$$

Donde:

Fp : factor de pérdida que se puede calcular a partir del factor de carga (FC) con la fórmula empírica:

$$FP = K * FC + (1 - K) (FC)^2 \quad (4.21)$$

Donde:

K = 0.14 para distribución.
K = 0.30 para transmisión.

Los niveles de estos beneficios por potencia y energía son comparables, por lo tanto, es recomendable no desconocer el tratamiento de ninguno de los dos en el cálculo de estos beneficios.

4.5.3 Otros beneficios

Además de los beneficios por reducción de pérdidas técnicas que realmente son los más tangibles, los proyectos para reducir estas pérdidas pueden tener otros beneficios tales como reducción en el nivel de fallas y mejoras en la regulación de tensión. Estos otros beneficios presentan algunas dificultades para su cálculo, por los supuestos que deben utilizarse y por la información que se

requiere. Sin embargo, cuando sea posible deberán calcularse, sobre todo en el caso de que el proyecto no sea rentable sin incluir estos beneficios.

4.6 Beneficios por reducción de pérdidas no técnicas

Estos beneficios se obtienen al conectar legalmente los usuarios que consumen con acometida directa o con el contador descalibrado, ya sea por conexiones fraudulentas o por adulteración o fallas técnicas de los aparatos. Al quedar legalmente conectados, los usuarios experimentan un aumento en su tarifa, hasta el nivel de las tarifas normales, por lo que se presenta disminución en el consumo. Dicha disminución se traduce en un ahorro, el cual se valora en términos de costo marginal, con base en costos incrementales, siguiendo la misma filosofía que en 4.5, sólo que computado hasta el nivel de tensión entregado a la acometida, ya que los proyectos para reducción de pérdidas no técnicas se realizan a partir de este nivel (cambio de acometidas, instalación de contadores, etc.).

Como contraparte a estos beneficios, existe un costo social correspondiente a la disminución del bienestar del usuario, medido a través de la estimación del cambio del excedente del consumidor.

Las inversiones típicas para reducción de pérdidas no técnicas son las siguientes:

- Instalación de contadores.
- Cambio de acometidas.
- Equipo para calibración de medidas.
- Equipos de cómputo para facturación.

Cabe destacar que la cobertura de las inversiones para reducción de pérdidas no técnicas se establece por lo general de acuerdo con un programa de inversiones, el cual debe dividirse, en lo posible, en proyectos que correspondan a los diferentes grupos de conexiones, es decir, en conexiones residenciales (según estrato por ingreso), comerciales e industriales. Las razones para hacer esta separación son dos: primero, la reducción en el consumo será mayor para los estratos superiores, y por eso los proyectos

enfocados a estos grupos probablemente tendrán una mayor rentabilidad, segundo, desde el punto de vista distributivo, la pérdida en el excedente de consumidor por reducción de los fraudes no es tan alta para los estratos altos, como para los grupos de bajos ingresos. Un efecto similar se aprecia para el caso de conexiones industriales.

En el caso de integrar zonas marginales representativas como consumidores legales mediante cambio de acometidas e instalación de contadores, por ejemplo, es aparente que se obtenga un impacto significativo en la mejora de los aspectos financieros de las empresas distribuidoras y mejor aún si alguna medida es trasladable a los usuarios en cuanto al costo de la inversión (cobrando parcialmente el valor de los contadores, por ejemplo).

El análisis para cada programa debe incluir un cálculo de:

1. Número de conexiones fraudulentas o clandestinas, desglosadas por tipo de usuario residencial (según nivel de ingreso), industrial, y comercial.
2. Consumo fraudulento promedio por año, calculado para cada una de las categorías de conexiones señaladas.
3. Consumo promedio por año de las conexiones legítimas de consumidores de las mismas categorías.
4. Pérdidas técnicas (componente técnico) relacionadas con las pérdidas no técnicas que pueden ser atribuibles a las características técnicas de las acometidas de las conexiones.

Cuando se establezca, para un circuito dado, tanto un proyecto de reducción de pérdidas técnicas, como un proyecto de reducción de pérdidas no técnicas, debe analizarse cada uno por separado. Primero, se analiza el programa de reducción de pérdidas no técnicas, a continuación se analiza el proyecto de reducción de pérdidas técnicas al nivel del circuito, se incorpora el supuesto de que se han eliminado las pérdidas no técnicas y por lo tanto la carga sobre el circuito habrá disminuido (como efecto de cobrar una tarifa). De esta manera, se compara la diferencia en pérdidas

físicas con y sin proyecto bajo el supuesto que ya se haya solucionado el problema de pérdidas no técnicas.

Cálculo de beneficios

El beneficio económico por reducción de las pérdidas no técnicas se divide en dos componentes:

1. Beneficio por la reducción del componente técnico, cuando lo hay. Se cuantifica multiplicando la reducción de los kWh perdidos por el costo marginal del kWh computado al nivel de tensión entregado a la acometida.
2. Beneficio por la reducción de las pérdidas no técnicas, el cual es el ahorro neto de la reducción en el consumo como efecto del aumento de la tarifa experimentando por los usuarios que se integran legalmente, ya que antes éstos no pagaban tarifa alguna o ésta era baja, relativamente. Este beneficio se calcula en seis pasos (para cada año de vida útil, se utiliza el mismo procedimiento).
 - * Primero, hay que distinguir dos casos. En el primero, la conexión clandestina o fraudulenta no paga una tarifa por kWh consumido (aunque puede ser que pague una cuota fija). En el segundo, se ha alterado el medidor para que registre una fracción (f), digamos 25% de la corriente real. En dicho caso, la tarifa que debe usarse sería $f * t$, o sea 25% de la tarifa que se aplica al consumidor legal. Una variante de segundo caso es la situación en que el usuario evita el medidor para una parte de su consumo. En este último caso, se calcula la tarifa como un promedio ponderado; por ejemplo, si solamente el 40% del consumo del usuario pasa por el contador y el resto lo consume directamente con "puenteo" fraudulento, la tarifa que debe usarse será el 40% de la tarifa que se aplique al consumidor legal.
 - * Basándose en el estimado del consumo fraudulento anual de cada grupo, se calcula la curva de demanda del grupo, si la tarifa aplicable es cero, en caso de total consumo

clandestino, la curva de demanda (figura 4.1) estará dada por la recta,

$$T = tm - \frac{tmE}{S'} \quad (4.22)$$

donde:

$$tm = \frac{t(e-1)}{e} \quad (4.23)$$

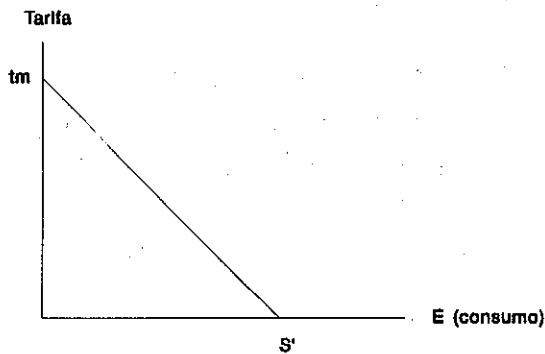


Figura 4.1. Curva de demanda para total consumo fraudulento.

Véase glosario inciso B, en el título de "Construcción de la Curva de Demanda".

t : tarifa aplicable al consumo marginal legítimo de conexiones en el mismo estrato de ingreso.

S' : Consumo fraudulento anual (sin proyecto).

Si la tarifa aplicable es superior a cero, que es el caso de parcial consumo clandestino, la curva de demanda estará dada por la recta,

$$T = \frac{t(e-1)}{e} - \frac{t}{e C'} E \quad (4.24)$$

Véase el glosario inciso B, en el título de "Construcción de la Curva de Demanda".

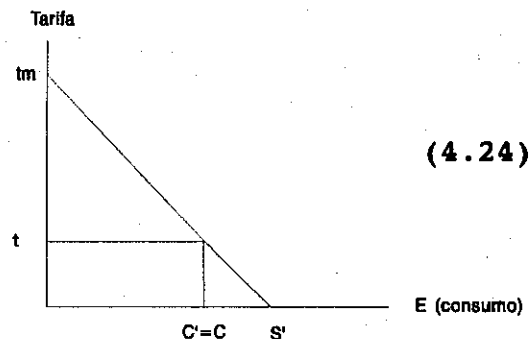


Figura 4.2. Curva de demanda - disminución del consumo fraudulento.

Esta ecuación se define a partir de

un punto dado tarifa-consumo (t, C') , en las coordenadas T-E, asociado con una elasticidad de la demanda e , donde C' es el consumo dado para determinar la curva de demanda y t tiene el mismo significado anterior. Si el consumo anual con proyecto C, se asocia con la elasticidad e , entonces C' tendrá el valor C.

La elasticidad de la demanda deba estimarse para diferentes tipos de usuarios.

- * Calcular la reducción en el consumo que resultaría al cobrar a las conexiones fraudulentas la misma tarifa que rige el consumo marginal de conexiones legítimas del mismo estrato económico. Esto se logra substituyendo la tarifa apropiada en la ecuación que se calculó en el primer paso y solucionándola para C (consumo anual con proyecto,) cuando $T = t$. La disminución anual en el consumo es $S' - C$ (figura 4.2).
- * Calcular la disminución anual en el costo por haber reducido el consumo. Este cálculo se hace multiplicando la disminución anual en el consumo ($S' - C$) por el costomarginal a nivel de acometida, de ofrecer las conexiones (CM) (figura 4.3).

$$\text{Disminución en costo anual} = (S' - C) CM \quad (4.25)$$

- * Calcular la pérdida del excedente del consumidor (figura 4.4) por haber reducido el consumo. Este cálculo se hace multiplicando la disminución anual en el consumo ($S' - C$) por $\frac{1}{2}$ de la diferencia entre la tarifa que la conexión paga con el proyecto (t) y la tarifa que pagaba cuando consumía en forma fraudulenta (t_0).

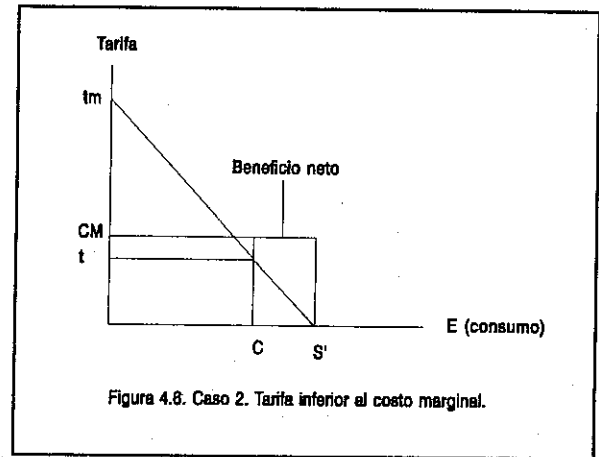
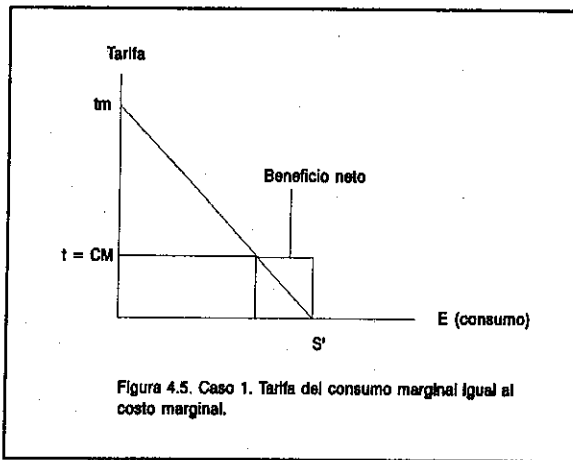
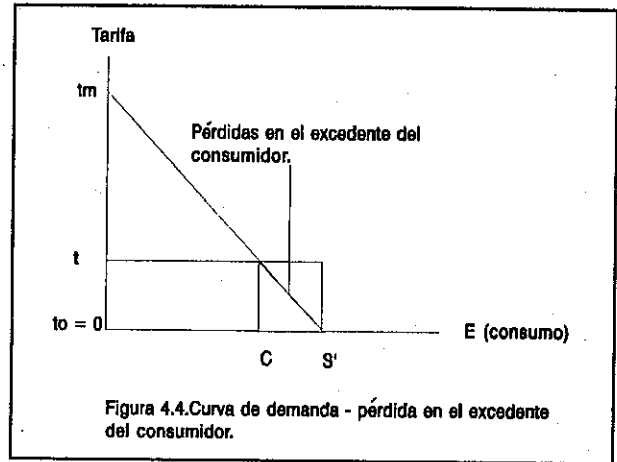
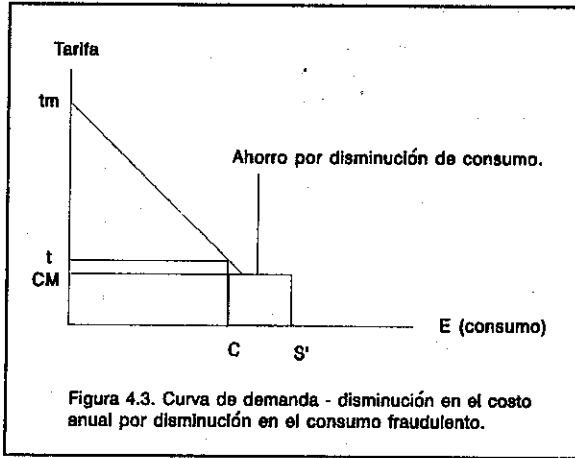
$$\frac{\text{Pérdida en excedente del consumidor}}{\text{del consumidor}} = \frac{(S' - C) (t - t_0)}{2} \quad (4.26)$$

- * Calcular el beneficio neto anual de la reducción del consumo fraudulento. Este cálculo se hace restando la pérdida del excedente del consumidor del ahorro en costo

por disminución del consumo.

$$\text{Beneficio neto} = (S' - C) CM - (S - C) * \frac{(t - t_0)}{2} \quad (4.27)$$

Las figuras 4.5 a 4.7 muestran el resultado para 3 casos diferentes.



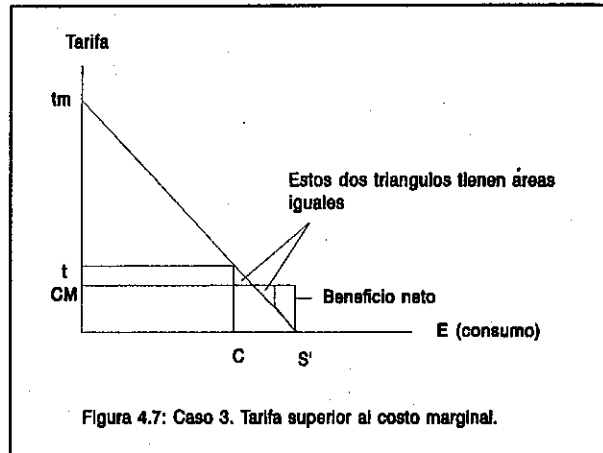


Figura 4.7: Caso 3. Tarifa superior al costo marginal.

Capítulo 5

BALANCES DE ENERGÍA, CASOS PRÁCTICOS

5.1 Introducción

En este capítulo, se ejemplifica la teoría expuesta en los capítulos anteriores, mediante datos de campo del sistema de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

Inicialmente se hace un balance global y por subsistema histórico del sistema de EEGSA, tomando en cuenta la teoría expuesta en los incisos 1.3.3 y 1.3.4 del capítulo 1.

Los balances globales y por subsistema se hacen con datos obtenidos por el Departamento de lectores y contadores de EEGSA, por lo cual influye la no simultaneidad de las lecturas en los resultados directamente.

Debido a la dificultad económica y logística que implica realizar balances prácticos simultáneos en el sistema de distribución, en este trabajo se presentan solamente balances simultáneos para líneas de transmisión; se expone un balance preliminar, donde se localizan ciertos problemas y luego uno final al ser solventados la mayor parte de problemas identificados.

En el capítulo, también se ejemplifica el cálculo de beneficio por reducción de pérdidas no técnicas.

5.2 Balances globales y por subsistema

Para el cálculo de pérdidas totales y por subsistema, se cuantificaron los siguientes datos:

- Energía disponible: es la suma del total de la generación neta en Planta Laguna + el total de energía comprada al INDE + la energía comprada a cogeneradores + la energía comprada a ENRON.
- Lectura de subestaciones privadas: es la suma de la

energía consumida por las subestaciones industriales conectadas en la red de transmisión de 69 kV.

- Lectura de subestaciones propias: es la suma de la energía consumida por las subestaciones propiedad de la EEGSA, que son las que alimentan a la red de distribución.
- Reporte del total de ventas a consumidores, en donde se cuantifica la totalidad de las ventas a consumidores residenciales, comerciales e industriales conectados en la red de distribución y en 69 kV.

En el anexo 2 en los cuadros numerados del 1 al 5, se presentan los cálculos de pérdidas y sus porcentajes para los años de 1990 a 1994.

En estos cuadros, se puede observar una gran cantidad de meses pérdidas negativas (encerradas entre paréntesis) y también porcentajes de pérdidas elevados, lo que pone en evidencia la no simultaneidad de las lecturas utilizadas para dicho balance y la descalibración de los medidores de energía.

Para eliminar en gran parte la no sumultaneidad de las lecturas, se procedió a calcular los cuadros de pérdidas por medio de promedios móviles corridos de 12 meses, teniendo en cuenta que, por ejemplo, para enero de 1993, se promediaron los datos de entrada desde febrero de 1992 hasta enero de 1993, y se atenuaron la cantidad de porcentajes negativos, como se puede observar en los cuadros 6 al 9 del anexo 2.

Sujeto a que la información histórica del sistema de EEGSA sobre pérdidas está constituida por la diferencia entre lo vendido y el total de energía disponible en el sistema y eliminando el error de simultaneidad con promedios móviles, se puede decir preliminarmente que las pérdidas de EEGSA se encuentran alrededor de un 10.55% que es el promedio de las tendencias de los últimos años; en la parte final del anexo 2, se presenta un análisis estadístico de la distribución de estos datos.

5.3 Balances en líneas de 69 kV (datos de campo)

5.3.1 Balances iniciales

En este apartado, se presentan resultados de balances de energía realizados entre el 11 y 22 de diciembre de 1992, en las 5 líneas de 69 kV de EEGSA, que toman carga de la Subestación Guatemala-Norte; los contadores que se leyeron fueron los oficiales instalados por el INDE.

En el anexo 3, se presentan los resultados del balance para cada una de las líneas, así como un cálculo teórico en el inciso 2.4.2 del capítulo 2.

5.3.1.1 Análisis

- Línea Guatenorte - Guatemala 2

Carga conectada: Subestaciones: San Juan de Dios,
Cervecería Centroamericana, Planta de
bombeo El Zapote, Cementos Novella,
Norte.

El consumo leído en Guatenorte fue de:

6144.6 MWh

La sumatoria de energía consumida por la carga fue de:

6213.7 MWh

En el punto de recibo, se registró 2.43% más de lo enviado o sea que las pérdidas se midieron negativas así:

- 69.10

De donde las mediciones no registraron ni siquiera las pérdidas técnicas (en conductores y transformadores) calculados en 104.92 MWh, equivalentes al 1.71 % de la energía comprada en esta línea en el período.

Los medidores, en subestaciones, podrían estar registrando hasta un 2.43 % más de energía.

- **Línea Guatenorte - Guatemala 3**

Carga conectada: Subestaciones: El Sitio, La Castellana.

El consumo leído en Guatenorte fue de:

6006.0 MWh

La sumatoria de energía consumida por la carga fue de:

6209.0 MWh

En el punto de recibo se registró 4.95 % más de lo enviado o sea que las pérdidas se midieron negativas así:

-203.0

De nuevo no se registraron ni las pérdidas técnicas calculadas en 85.56 MWh, equivalentes al 1.45% de la energía enviada.

- **Línea Guatenorte - Guatemala 6**

Carga conectada: Subestaciones: Carlos Dorión, Héctor Flores, Kern's y Planta de bombeo El Atlántico.

El consumo leído en Guatenorte fue de:

3897.6 MWh

La sumatoria de energía consumida por la carga fue de:

3717.3 MWh

La diferencia o sea las pérdidas totales fueron:

180.25 MWh (4.60 %)

Las pérdidas técnicas calculadas para el período son:

40.32 MWh

De donde existe una diferencia o pérdida no técnica en la línea de 139.93 MWh y podría originarse en la Planta de Bombeo El Atlántico, que además de registrar su energía en el lado de baja (480 V) posee un contador muy antiguo.

- **Línea Guatenorte - Guadalupe 1**

Carga conectada: Subestaciones: Rodríguez Briones,
Guadalupe.

El consumo leído en Guatenorte fue de:

6077.4 MWh

La sumatoria de energía consumida por la carga fue de:

5607.0 MWh

La diferencia o sea las pérdidas totales fueron:

470.40 MWh (7.74 %)

Las pérdidas técnicas calculadas para el período son:

196.42 MWh

Las pérdidas no técnicas serían de:

273.97 MWh (4.5%)

En esta línea, no hay consumidores privados, de donde las pérdidas no técnicas son atribuibles a inexactitud de medidores en las subestaciones medidas o errores humanos en las lecturas.

- **Línea Guatenorte - Guadalupe 2**

Carga conectada: Subestaciones: San Isidro, Hincapié,

Planta de bombeo Hincapié, Hospital Militar.

El consumo leído en Guatenorte fue de:

5002.2 MWh

La sumatoria de energía consumida por la carga fue de:

4853.6 MWh

La diferencia, o sea las pérdidas totales fueron:

148.57 MWh (2.97 %)

Estos resultados son más convergentes que en las líneas anteriores.

Las pérdidas técnicas calculadas para el período son:

101.30 MWh

De donde existe una diferencia o pérdidas no técnicas de 47.3 MWh, la fuente podría ser la Planta de Bombeo Hincapié que tiene las mismas características de la Planta de Bombeo El Atlántico.

273.97 MWh (4.5 %)

5.3.1.2 Recomendaciones

- Evaluar la medición existente en las subestaciones existentes, con especial atención en Plantas de Bombeo de Empagua, ya que por la antigüedad de los medidores y la falta de un programa periódico de calibración pueden ser la mayor fuente de error, así como evaluar económicamente la posibilidad de medir su consumo de energía en el lado de 69 kV, ya que como se encuentra, las pérdidas del transformador las paga la EEGSA.

- El cambio de medidores en subestaciones de EEGSA por medidores Quantum, que son más precisos que los instalados, al igual que en las subestaciones privadas, y realizar una revisión periódica (anual) en los PT y CT de las subestaciones, los cuales son de doble devanado y utilizan uno de ellos para medición y el restante para protección.

5.3.2 Balances posteriores

En este apartado, se presentan los resultados de los balances de energía realizados para el primer semestre de 1995, en las líneas de 69 kV de la Subestación Guatemala-Norte de EEGSA.

Estos balances se hicieron después de atender recomendación del cambio de medidores en subestaciones de EEGSA a unos más exactos, escrita en el apartado anterior; las recomendaciones restantes no fue posible realizarlas debido a razones técnicas.

Los cuadros de resultados, para los balances del primer semestre de 1995, se muestran en el anexo 4; en estos cuadros ya no se presenta el cálculo de las pérdidas técnicas, debido a que de los resultados anteriores nos damos cuenta de que el porcentaje de éstas es del orden de 2%.

En estos balances, se trató de ser más precisos, por lo que se trabajó en lo posible para determinar las transferencias de carga entre líneas en el período de medición.

5.3.2.1 Análisis

- **Línea Guatenorte - Guatemala 2**

Carga conectada: Subestaciones: Cervecería
 Centroamericana, Planta de bombeo El
 Zapote, Cementos Novella, Norte y la
 Castellana.

En los cuadros de resultados, se puede observar que esta línea en el primer semestre de 1995, presenta unos porcentajes altos de pérdidas, siendo el más elevado en el período de abril a junio; esto puede atribuirse a transferencias entre circuitos de 69 y 13.8

kV no detectadas en el análisis y/o errores en la medición. Cabe mencionar que en el balance inicial de la sección anterior, esta línea arroja porcentajes de pérdidas negativos.

- **Línea Guatenorte - Guatemala 3**

Carga conectada: Subestaciones: El Sitio, San Juan de Dios.

Esta línea presenta un porcentaje elevado de pérdidas en el período enero-febrero; un porcentaje aceptable aunque no el deseado para esta línea para el período febrero-abril, y un porcentaje negativo para el período abril-junio; esto puede ser debido a transferencias no detectadas, en un largo período de medición.

- **Línea Guatenorte - Guatemala 6**

Carga conectada: Subestaciones: Carlos Dorión, Héctor Flores, Kern's, Planta de bombeo El Atlántico y Gerona.

La línea, para el período enero-febrero, presenta un aceptable porcentaje de pérdidas como fue para el balance inicial presentado en la subsección anterior, pero para los dos períodos de medición restantes observamos porcentajes de pérdidas negativos, lo que contrasta totalmente con los buenos resultados que se habían venido presentando para esta línea; es de hacer notar que los malos resultados se iniciaron al integrarse al sistema la Subestación Gerona y que debido a las pruebas y transferencias efectuadas, se dieron estos resultados, por lo que en períodos posteriores de medición pueda normalizarse este fenómeno.

- **Línea Guatenorte - Guadalupe 1**

Carga conectada: Subestaciones: San Isidro, Próceres, Guadalupe.

Esta línea es la que presenta mejores resultados que las anteriores, pero pueden mejorarse al instalar un medidor más preciso en la Planta de Bombeo Hincapié.

5.3.2.2 Recomendaciones

- Se deben hacer los esfuerzos necesarios para cambiar los contadores en las Plantas de Bombeo de Empagua por contadores de la serie Quantum o similares, cuyos rangos de exactitud están de acuerdo con la norma ANSI C12.16 que se muestran en la siguiente tabla, y se debe hacer la medición en el lado primario del transformador para que EEGSA no cargue con las pérdidas del transformador.

Variable	Rango de medición en % de I nominal	Límite de Error
Wh	5% a 200%	+/- 0.2%
	1%	+/- 0.4%
VARh	5% a 200%	+/- 0.2%
	1%	+/- 0.4%
VAh	5% a 200%	+/- 0.2%
	1%	+/- 0.4%
Ah	5% a 200%	+/- 0.25%
Vh	-25% a +15%	+/- 0.25%

- Debido a la dificultad en movilización y coordinación de personal que representa el efectuar balances simultáneos en las líneas de subtransmisión de EEGSA, se recomienda integrar los medidores de las subestaciones privadas y salidas de líneas al sistema SCADA, y con esto se ganará rapidez y versatilidad en la realización de balances, no sólo de energía sino también de potencia. La inversión que ésto representa se contraresta con el gasto que EEGSA no hará al movilizar personal, para efectuar estos estudios, y el ahorro en pérdidas al poder identificar con mayor rapidez y en tiempo real los problemas que actualmente aquejan al sistema.

5.4 Cálculo de beneficios por reducción de pérdidas no técnicas. (Ejemplo).

Para calcular los beneficios atribuibles a la reducción de

pérdidas no técnicas, primero hay que determinar la curva de carga lineal de demanda para la clase de usuarios del área geográfica en estudio, luego se calcula la disminución anual en el consumo como resultado de cobrar las conexiones fraudulentas, lo que nos lleva a calcular la disminución anual en el costo por haber reducido el consumo. Seguidamente se calcula la pérdida del excedente del consumidor, por haber reducido el consumo, y luego el beneficio neto que es la resta de la pérdida del excedente del consumidor del ahorro en costo por disminución del consumo.

EJEMPLO:

Supongamos que se identifican 175 conexiones fraudulentas de un área residencial marginal y que el consumo promedio anual estimado de las conexiones arriba señaladas es de 1020 kWh/año. La tarifa que corresponde a estos usuarios es la R11 de EEGSA, que es de Q.0.33/kWh.

Calcular el beneficio neto anual para la EEGSA por conectar legalmente a la totalidad de consumidores fraudulentos.

Solución:

1. Datos de campo.

N : número de conexiones fraudulentas.
t : tarifa aplicable para los usuarios fraudulentos.
CPCF : consumo promedio anual de conexiones fraudulentas.

entonces:

N = 175
t = Q.0.33/kWh
CPCF = 1020 kWh

2. Cálculo de la curva lineal de demanda.

El punto S (figura 4.1) representa el consumo de energía sin haber conectado legalmente a los usuarios y se calcula:

$$S = N \times \text{CPCF}$$

entonces:

$$S = 175 \times 1020 = 178,500 \text{ kWh}$$

De la ecuación 4.23 calculamos t_m :

$$t_m = 0.33(-0.5-1)/-0.5 = 0.99$$

y para el consumo de los 175 usuarios:

$$t_m = 178,500 \times 0.99 = 176,715.00$$

3. Cálculo de la reducción del consumo

Luego, haciendo $T = 0$ en la ecuación 4.24 del capítulo 4 y despejando E como S , tomando en cuenta que la elasticidad de la demanda debe estimarse para diferentes tipos de usuarios (-0.5 para conexiones residenciales y comerciales y -0.6 para los industriales), se tiene:

$$S = C(1-e)$$

$$C = S/(1-e)$$

$$C = 178,500/(1.5) = 119,000$$

4. Cálculo de la disminución anual en el costo por haber reducido el consumo

De la ecuación 4.25 y para el costo marginal relevante a nivel de acometida calculado en la sección 4.5.1, el cual es de US\$0.11415/kWh que a una tasa de cambio de US\$ 1 x Q.6.20, nos da la cantidad de Q.0.70773/kWh, entonces:

$$\begin{aligned} \text{Disminución en el costo anual} &= (178,500 - 119,000)0.70773 \\ &= \text{Q.42,109.94} \end{aligned}$$

5. Cálculo de la pérdida en el excedente del consumidor por haber reducido el consumo

Esto lo calculamos de la ecuación 4.26, haciendo $t_0 = 0$, caso de total consumo fraudulento.

$$\begin{aligned} \text{Pérdida en el excedente del consumidor} &= (42,109.94) (0.33)^{0.5} \\ &= Q.6,948.14 \end{aligned}$$

6. Cálculo del beneficio anual neto de la reducción del consumo fraudulento

Según la ecuación 4.27:

$$\text{Beneficio neto} = 42,109.94 - 6,948.14 = Q.35,161.80$$

Entonces, el beneficio neto anual para la EEGSA por conectar legalmente a los 175 consumidores fraudulentos hipotéticos es de Q.35,161.80, y se reducen las pérdidas no técnicas en 178.5 MWh-año al igual que las pérdidas totales.

Si tomamos en cuenta que en el área de servicio de EEGSA hay 91 asentamientos en precarias condiciones⁵ en todos los sentidos, es decir, en el ingreso, condiciones de trabajo, propiedad del suelo urbano, servicios públicos, construcción de vivienda y equipamiento comunitario; en los cuales viven 178,000 personas y considerando que el promedio de habitantes por hogar en el área central del país es de 4.9 personas⁶ por hogar, se puede decir que hay 36,326 hogares en estos asentamientos, si asumimos que de un 15 a 20% de ellos son consumidores fraudulentos; con las mismas características de los descritos en el ejemplo, la EEGSA tendría un beneficio neto anual de Q. 1,100,00.00 a Q. 1,460,000.00 y las pérdidas se reducirían en un margen de 5.5 a 7.4 GWh-año.

⁵ Plan de desarrollo metropolitano, Guatemala y el contexto nacional, Segundo Estudio Base, Metrópolis 2010, Municipalidad de Guatemala.

⁶ Plan de Acción Nacional de asentamientos humanos, HABITAT II, Viceministerio de la Vivienda, GTZ, marzo 1996.

CONCLUSIONES

1. El diseño e implantación de un programa de reducción de pérdidas adecuado a Guatemala, es la mejor forma de disminuir las inversiones en capacidad generadora instalada y de hacer el sistema más eficiente.
2. Los balances de energía, para la estimación de pérdidas, se ven afectados principalmente por la precisión de los contadores de energía y los transformadores de corriente y voltaje.
3. En el subsistema de distribución, las formas más económicas de reducir pérdidas es la mejora del balance de las fases, mediante un estudio de redistribución de cargas y la localización óptima de capacitadores en paralelo, para la mejora del factor de potencia.
4. El realizar balances de energía en períodos cortos de tiempo (máximo un mes), da como resultado que el mismo sea más exacto, ya que con esto se puede eliminar el efecto de transferencias no registradas de carga entre circuitos por descuido del monitoreo, que cuando se hace en un período de tiempo muy largo.
5. La disminución de las pérdidas no técnicas no hacen más eficiente la red eléctrica, pero sí el proceso comercial de la empresa distribuidora, que reducen las pérdidas financieras o aumentan las ganancias, según sea el caso.
6. Para la evaluación de los beneficios de un programa de reducción de pérdidas, debe utilizarse el precio que denote el verdadero costo de los servicios y no de las tarifas que estén en vigencia.
7. La metodología adecuada para encontrar los verdaderos costos del servicio eléctrico en todas sus escalas es la de costos

marginales, ya que ésta no toma en cuenta los costos históricos que pudieran introducir gastos inadecuados de administraciones anteriores, sino que se basa en el desarrollo futuro de los sistemas eléctricos, mediante un plan de expansión optimizado.

Los cálculos de expansión de un sistema eléctrico se basan en el estudio de las necesidades de energía eléctrica que se proyectan para el futuro y en la selección de las alternativas de expansión que permitan satisfacer esas necesidades de la manera más económica y eficiente posible.

El estudio de expansión de un sistema eléctrico se realiza en etapas sucesivas, comenzando por el estudio de las necesidades de energía eléctrica que se proyectan para el futuro y terminando con la selección de las alternativas de expansión que permitan satisfacer esas necesidades de la manera más económica y eficiente posible.

El estudio de expansión de un sistema eléctrico se realiza en etapas sucesivas, comenzando por el estudio de las necesidades de energía eléctrica que se proyectan para el futuro y terminando con la selección de las alternativas de expansión que permitan satisfacer esas necesidades de la manera más económica y eficiente posible.

El estudio de expansión de un sistema eléctrico se realiza en etapas sucesivas, comenzando por el estudio de las necesidades de energía eléctrica que se proyectan para el futuro y terminando con la selección de las alternativas de expansión que permitan satisfacer esas necesidades de la manera más económica y eficiente posible.

El estudio de expansión de un sistema eléctrico se realiza en etapas sucesivas, comenzando por el estudio de las necesidades de energía eléctrica que se proyectan para el futuro y terminando con la selección de las alternativas de expansión que permitan satisfacer esas necesidades de la manera más económica y eficiente posible.

El estudio de expansión de un sistema eléctrico se realiza en etapas sucesivas, comenzando por el estudio de las necesidades de energía eléctrica que se proyectan para el futuro y terminando con la selección de las alternativas de expansión que permitan satisfacer esas necesidades de la manera más económica y eficiente posible.

El estudio de expansión de un sistema eléctrico se realiza en etapas sucesivas, comenzando por el estudio de las necesidades de energía eléctrica que se proyectan para el futuro y terminando con la selección de las alternativas de expansión que permitan satisfacer esas necesidades de la manera más económica y eficiente posible.

RECOMENDACIONES

1. A la empresa de electricidad se recomienda implementar un programa de seguimiento, control y disminución de pérdidas en los sistemas de transmisión, subtransmisión y principalmente en distribución, ya que los resultados de proyectos en distribución como: medición de energía a consumidores totalmente fraudulentos, detección de fraude parcial y medidores dañados, eliminación de consumos estimados, que han sido realizados en países del área, han dado resultados de beneficio-costos que oscilan entre 4.5 y 12.
2. Hay que implementar un programa de identificación y corrección de medidores descalibrados, a los que deben dárseles prioridad de acuerdo con la magnitud de la energía que se mida, y proponer el siguiente orden:
 1. Plantas de generación.
 2. Puntos de compra y venta en bloque.
 3. Consumidores en 230 kV y 69 kV.
 4. Consumidores en 13.8 kV (chequeo semestral).
 5. Pequeños consumidores (muestreo estratificado periódico).
3. Se recomienda a la EEGSA normar aspectos de construcción de líneas y subestaciones de acuerdo con criterios aceptables para una planeación óptima y reducción de pérdidas, como por ejemplo, definir la cargabilidad máxima de líneas y transformadores, pérdidas máximas permitidas en transformadores, porcentajes de pérdidas técnicas permitidos en diseño, etc.
4. Se debe implementar un programa de manejo de la demanda, de tal forma que en las horas pico los elementos que representen un porcentaje importante de ésta, salgan del sistema y se reintegren en horas de baja carga.
5. Se recomienda iniciar una política de incentivos tarifarios, de manera que se tenga una tarifa reducida para los usuarios

que conecten su mayor carga en horas de baja demanda.

6. Se recomienda integrar a todos los consumidores en 69 kV y 230 kV al sistema SCADA, con lo cual se logra un monitoreo instantáneo y detallado de las pérdidas.

6 BIBLIOGRAFIA

- [1] AFUSO, Alejandro. Informe final estudio de caso realizado en Honduras. Tegucigalpa, Honduras: s.p.i. 1,992. 53 pp.
- [2] ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Análisis moderno de sistemas eléctricos de potencia. Segunda edición. México D.F., México: Editorial Limusa. 1981. 751 pp.
- [3] GANDARA GUZMAN, Roberto. La formulación y evaluación de proyectos en la administración, un enfoque estrategico. Guatemala, Guatemala: s.p.i. 1,994. 142 pp.
- [4] GONEN, Turan. Electric power distribution system engineering. 2da edición. New York, U.S.A.: Editorial Mc.Graw Hill. 1,987. 740 pp.
- [5] KREYSZIG, Erwin. Introducción a la estadística matemática, principios y métodos. Primera edición. México D.F., México: Editorial Limusa. 1987. 471 pp.
- [6] Plan de desarrollo metropolitano, Guatemala y el contexto nacional, segundo estudio base, Metrópolis 2010. MUNICIPALIDAD DE GUATEMALA. Guatemala. s.p.i. 1996. 106 pp.
- [7] Manual latinoamericano y del caribe para el control de pérdidas eléctricas. OLADE. Bogotá, Colombia: 1,990. 247 pp.
- [8] Quantum, electronic meter field reference manual. SCHLUMBERGER INDUSTRIES INC., ELECTRICITY DIVISION. Georgia, U.S.A.: s.p.i. 1,992. 262 pp.
- [9] Plan de acción nacional de asentamientos humanos, HABITAT II. VICEMINISTERIO DE LA VIVIENDA. Guatemala, Guatemala: s.p.i. 1992. 72 pp.
- [10] Electrical transmsion and distribution reference book. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. Pensilvania, U.S.A.: s.p.i., s.f. 275 pp.



ANEXO 1



**RESUMEN GENERAL DEL PLAN DE INVERSIONES
PERIODO 1996-2000**

6.2

TASA DE CAMBIO 1\$=Q

CANTIDADES EN MILES DE US\$.

TASA DE DESCUENTO 12.00%

	VALOR PRESENTE	1996	1997	1998	1999	2000
SUBESTACIONES	10,957.1	3,500	4,000	3,000	3,500	500
TRANSMISIÓN	22,000.0	15,000	2,500	10,000	400	150
DISTRIBUCIÓN	24,037.4	6,000	6,300	6,800	7,000	7,700
GASTOS DE FUNC.	143,359.0	31,000	35,000	40,000	46,000	53,000
TOTAL MILES DE US\$.	200,353.5	55,500.0	47,800.0	59,800.0	56,900.0	61,350.0
TOTAL MILES DE Q.	1,242,192.0	344,100.0	296,360.0	370,760.0	352,780.0	380,370.0

INCREMENTOS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN VALOR PRESENTE
PERIODO 1996 - 2000

TASA DE DESCUENTO	12.00%				
TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN					
PERÍODO	1996	1997	1998	1999	2000
INCREMENTOS DE POTENCIA (MW)	34.1	36.0	38.6	41.2	44.3
VALOR PRESENTE TOTAL DE INC. DE POT.	137.94				

DISTRIBUCIÓN Y GTS. DE FUNCIONAMIENTO					
PERÍODO	1996	1997	1998	1999	2000
INCREMENTOS ENERGÍA (GWH)	203.3	211.6	228.0	245.3	264.6
VALOR PRESENTE TOTAL INC. DE ENERGIA	818.55				

CALCULO DEL CIPLP

COSTO INCREMENTAL PROMEDIO DE LARGO PLAZO

INV. EN TRANSMISIÓN. (MILES \$)	22,000.00
INCREMENTOS DE POT. MW	137.94
REC	12.75%
OM	0.58%
	\$/KWH
	0.0024
CIPLP 1 =	

INV. EN DISTRIBUCIÓN. (MILES \$)	24,037.38
INCREMENTO DE ENERGÍA EN GWH	818.55
REC	14.68%
OM	0.71%
	\$/KWH
	0.0045
CIPLP 2 =	

INV. EN SUBESTACIONES (MILES \$)	10,957.14
INCREMENTOS DE POT. MW	137.94
REC	13.39%
OM	0.71%
	\$/KWH
	0.0013
CIPLP 3 =	

INV. GTS. DE FUNCIONAMIENTO (MILES \$)	143,359.02
INCREMENTO DE ENERGÍA EN GWH	818.55
REC	12.75%
OM	0.00%
	\$/KWH
	0.0223
CIPLP 4 =	

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

INTEGRACIÓN DEL COSTO DEL KWH

TIPO DE CAMBIO \$1	6.2	
UTILIDAD MÍNIMA	5.25%	
	c\$/KWH	cQ/KWH
COSTO INCREMENTAL PROM. L.P.		
CIPLP 1 - TRANSM.	0.2427	1.505
CIPLP 2 - DISTRI.	0.4520	2.802
CIPLP 3 - SUBEST.	0.1278	0.793
CIPLP 4 - GTS.FUN	2.2330	13.845
COSTO DE COMPRA PONDERADO DEL KWH (CCP)	7.790	48.298
CMR DE CONSUMIDORES EN 69 KV		
COSTO TOTAL DEL KWH (CIPLP1 + CCP + 0.17*CIPLP4)	8.412	52.156
MARGEN DE UTILIDAD	0.442	2.738
PRECIO DE VTA AL CONSUMIDOR	8.854	54.894
CMR DE CONSUMIDORES EN 13.8 KV		
COSTO TOTAL DEL KWH (CIPLP1 + CIPLP3 + CCP + 0.43*CIPLP4)	9.121	20.367
MARGEN DE UTILIDAD	0.479	1.069
PRECIO DE VTA AL CONSUMIDOR	9.600	21.436
CMR DE CONSUMIDORES RESIDENCIALES		
COSTO TOTAL DEL KWH (CIPLP1 + CIPLP3 + CIPLP2 + CCP + CIPLP4)	10.846	4.790
MARGEN DE UTILIDAD	0.569	0.251
PRECIO DE VTA AL CONSUMIDOR	11.415	5.041

ANEXO 2



CUADRO 1. Cálculo de pérdidas de transmisión, distribución y totales del sistema de EEGSA para 1990

1990	ENE MWH	FEB MWH	MAR MWH	ABR MWH	MAY MWH	JUN MWH	JUL MWH	AGO MWH	SEP MWH	OCT MWH	NOV MWH	DIC MWH	TOTAL ANUAL MWH
1 Total generación neta Planta Laguna	11,844.00	12,511.00	22,001.00	33,783.00	13,776.00	1,089.00	3,309.00	876.00	852.00	1,947.00	4,711.00	875.00	107,676.00
2 Energía comprada INDE	132,905.00	121,004.00	125,985.00	101,122.00	130,772.00	132,507.00	135,909.00	146,628.00	136,397.00	144,631.00	137,919.00	140,980.00	1,588,759.00
3 Energía comprada cogeneradores	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4 ENERGÍA DISPONIBLE	144,849.00	133,515.00	147,986.00	134,905.00	144,548.00	133,596.00	139,218.00	147,526.00	136,249.00	146,578.00	142,630.00	141,855.00	1,596,435.00
5 Lectura Sub-privadas	11,741.00	10,961.00	13,183.00	10,204.00	12,201.00	11,375.00	11,141.00	12,437.00	10,210.00	11,275.00	12,262.00	11,036.00	138,046.00
6 Lecturas Sub-propias	131,212.00	111,439.00	121,549.00	117,000.00	122,455.00	111,177.00	112,970.00	126,484.00	115,099.00	136,343.00	117,558.00	114,048.00	1,439,334.00
7 Reporte consumidores total ventas	124,104.00	136,223.00	122,566.00	123,975.00	128,894.00	108,661.00	123,903.00	125,799.00	131,222.00	128,108.00	136,260.00	118,228.00	1,507,962.00
8 PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (4)-(5+6)	1,896.00	11,095.00	13,254.00	7,701.00	9,652.00	11,044.00	15,107.00	6,585.00	13,940.00	(3,040.00)	12,810.00	16,771.00	119,055.00
9 PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (8)*100/(4)	1.31	8.31	8.98	5.71	6.84	8.27	10.85	5.82	10.01	(2.07)	8.98	11.82	7.02
EFICIENCIA EN TRANSMISIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	98.69	91.69	91.04	94.29	93.16	91.73	89.15	94.18	89.99	102.07	91.02	88.18	92.98
10 PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (6)-(7-5)	18,849.00	(13,803.00)	12,146.00	3,229.00	5,762.00	13,891.00	208.00	13,123.00	(5,913.00)	21,510.00	(6,440.00)	6,855.00	69,418.00
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (9)*100/(8)	14.37	(12.39)	9.99	2.76	4.71	12.49	0.18	10.36	(5.14)	15.55	(5.48)	6.01	4.82
EFICIENCIA EN DISTRIBUCIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	85.63	112.39	90.01	97.24	95.29	87.51	99.82	89.62	105.14	84.45	105.48	93.99	95.18
10 PÉRDIDAS TOTALES (4 - 7)	20,745.00	(2,708.00)	25,400.00	10,930.00	15,654.00	24,985.00	15,315.00	21,799.00	8,027.00	18,470.00	6,370.00	23,627.00	188,473.00
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (10)*100/(4)	14.32	-2.03	17.16	8.10	10.83	18.66	11.00	14.72	5.76	12.60	4.47	16.66	11.11
EFICIENCIA SISTEMA (100-% DE PÉRDIDAS)	85.68	102.03	82.84	91.90	89.17	81.34	89.00	85.28	94.24	87.40	95.53	83.34	88.89

CUADRO 2. Cálculo de pérdidas de transmisión, distribución y totales del sistema de EEGSA para 1991

1991		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL ANUAL
		MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH
1	Total generación neta Planta Laguna	25,650.00	25,753.00	9,407.00	28,718.00	37,402.00	3,605.60	2,669.38	13,953.40	22,302.80	30,594.40	38,703.50	44,201.70	281,868.08
2	Energía comprada INDE	125,411.00	112,740.00	132,894.00	117,932.00	114,510.00	143,372.80	156,261.55	138,558.60	97,041.40	122,724.10	115,453.10	107,089.44	1,485,016.00
3	Energía comprada cogeneradores	0.00	0.00	920.00	933.00	616.00	957.30	291.20	1,047.20	733.60	1,131.20	761.80	804.40	6,295.50
4	ENERGÍA DISPONIBLE	151,061.00	136,493.00	143,221.00	148,583.00	152,528.00	147,935.90	158,222.14	154,554.20	120,077.90	154,449.70	154,918.20	152,195.54	1,775,275.58
5	Lectura Sub-ptivadas	14,015.00	13,119.00	12,545.00	14,054.00	14,185.00	14,943.00	16,081.00	16,212.00	12,793.00	13,958.00	13,294.00	13,846.10	188,845.10
6	Lecturas Sub-ptivadas	136,951.00	117,340.00	123,640.00	121,741.00	126,348.00	115,161.00	142,639.00	127,675.00	102,700.00	127,598.00	119,374.00	120,225.90	1,480,487.90
7	Reporte consumidores total ventas	134,213.00	132,200.00	120,404.00	130,756.00	136,207.00	132,092.00	135,668.00	139,424.00	131,878.40	112,158.00	143,647.80	137,798.40	1,586,360.60
8	PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (4)-(6+6)	95.00	6,034.00	7,036.00	12,788.00	12,992.00	17,831.90	502.14	11,356.20	4,584.90	12,893.70	22,250.20	17,619.54	125,933.58
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (9)*100/(4)	0.06	4.42	4.91	8.61	8.52	12.05	0.32	7.31	3.82	8.35	14.36	11.58	7.09
9	EFICIENCIA EN TRANSMISIÓN (100-% DE PÉRDIDAS) (6)-(7-5)	99.94	95.58	95.09	91.39	91.48	87.95	99.68	92.69	96.18	91.65	85.64	88.42	92.91
	PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (9)*100/(6)	16,753.00	(1,741.00)	15,781.00	5,036.00	3,329.00	(1,886.00)	23,051.00	3,854.00	(16,385.40)	29,388.00	(10,879.80)	(3,222.40)	62,985.40
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (9)*100/(6)	12.23	(1.48)	12.76	4.14	2.66	(1.65)	16.16	3.04	(16.95)	23.04	(9.20)	(2.66)	4.25
	EFICIENCIA EN DISTRIBUCIÓN (100-% DE PÉRDIDAS) (4 - 7)	87.77	101.48	87.24	95.86	97.34	101.65	83.84	96.96	115.95	76.96	109.20	102.66	95.75
10	PÉRDIDAS TOTALES	16,848.00	4,293.00	22,817.00	17,824.00	16,321.00	15,933.90	23,553.14	15,170.20	(11,800.50)	42,291.70	11,270.40	14,397.14	183,918.98
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (10)*100/(4)	11.15	3.15	15.93	12.00	10.70	10.77	14.79	9.81	(9.83)	27.38	7.28	9.46	10.64
	EFICIENCIA SISTEMA (100-% DE PÉRDIDAS)	88.85	96.85	84.07	88.00	89.30	89.23	85.21	90.19	109.83	72.62	92.72	90.54	86.36

CUADRO 3. Cálculo de pérdidas de transmisión, distribución y totales del sistema de EEGSA para 1992

1992	ENE MWH	FEB MWH	MAR MWH	ABR MWH	MAY MWH	JUN MWH	JUL MWH	AGO MWH	SEP MWH	OCT MWH	NOV MWH	DIC MWH	TOTAL ANUAL MWH
1 Total generación neta Planta Laguna	47,730.82	43,285.73	42,794.82	37,834.31	47,210.09	38,726.97	2,493.38	4,533.34	18,609.69	21,327.19	26,143.25	46,925.18	377,664.77
2 Energía comprada INDE	111,880.22	106,781.51	127,154.01	113,542.42	112,760.49	120,338.09	157,650.02	159,597.42	129,042.86	146,437.66	148,200.96	116,081.80	1,549,467.46
3 Energía comprada cogeneradores	1,313.06	363.20	977.18	381.20	0.00	579.80	1,064.80	1,195.80	1,512.00	1,512.00	1,383.20	3,303.20	13,600.07
4 ENERGÍA DISPONIBLE	160,824.10	150,435.44	170,926.01	151,787.93	159,970.58	159,644.66	161,238.20	165,325.36	149,154.55	169,276.65	175,727.41	166,310.21	1,940,732.30
5 Lectura Sub-privadas	16,484.50	18,880.10	19,317.40	16,267.95	17,068.00	17,695.00	16,732.17	16,803.86	16,731.87	16,604.00	17,928.82	17,035.20	207,648.17
6 Lecturas Sub-propias	152,800.30	117,943.00	150,406.90	127,087.10	131,672.80	131,357.80	131,530.00	154,157.50	123,802.70	154,158.00	148,482.80	136,664.10	1,650,182.83
7 Reporte consumidores total ventas	145,220.37	202,331.25	187,719.80	94,837.25	148,188.85	156,221.82	146,868.08	159,010.19	138,450.46	159,010.00	155,774.75	147,317.63	1,840,850.46
8 PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (4)-(5)+(6)	(8,460.70)	13,612.34	1,201.71	8,433.48	11,229.78	10,591.86	12,976.03	(5,634.80)	8,626.88	(1,685.15)	9,315.89	12,590.91	73,001.33
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (8)*100/(4)	(6.26)	9.18	0.70	5.56	7.02	6.63	8.05	(3.41)	5.79	(1.00)	5.30	7.57	3.76
EFICIENCIA EN TRANSMISIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	105.26	90.82	99.30	94.44	92.98	93.37	91.95	103.41	94.21	101.00	94.70	92.43	96.24
9 PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (9)-(7-5)	24,164.43	(65,708.15)	(17,895.50)	48,517.20	551.95	(7,169.02)	1,394.08	11,950.97	2,094.11	11,952.00	10,636.77	6,401.67	26,780.51
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (9)*100/(6)	15.80	(55.71)	(11.96)	38.18	0.42	(5.46)	1.05	7.75	1.68	7.75	7.16	4.68	1.61
EFICIENCIA EN DISTRIBUCIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	84.20	155.71	111.96	61.82	99.58	105.46	98.94	92.25	98.32	92.25	92.84	95.32	98.39
10 PÉRDIDAS TOTALES (4 + 7)	15,703.73	(51,895.81)	(16,793.79)	56,950.68	11,781.73	3,422.84	14,370.11	6,316.17	10,714.09	10,266.85	19,952.66	18,992.56	99,781.84
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (10)*100/(4)	9.76	(34.80)	(9.83)	37.82	7.38	2.14	8.91	3.92	7.18	6.07	11.35	11.42	5.14
EFICIENCIA SISTEMA (100-% DE PÉRDIDAS)	90.24	134.50	109.83	62.48	92.64	97.86	91.09	96.18	92.82	93.93	88.65	88.58	94.86

CUADRO 4. Cálculo de pérdidas de transmisión, distribución y totales del sistema de EEGSA para 1993

1993	ENE MWH	FEB MWH	MAR MWH	ABR MWH	MAY MWH	JUN MWH	JUL MWH	AGO MWH	SEP MWH	OCT MWH	NOV MWH	DIC MWH	TOTAL ANUAL MWH
1 Total generación neta Planta Laguna	52,022.84	26,151.06	24,392.49	23,514.97	24,719.10	23,548.58	3,635.62	1,951.83	1,765.72	1,602.35	6,807.89	16,534.87	205,747.32
2 Energía comprada INDE	112,387.00	99,099.83	75,850.72	72,676.86	86,949.31	83,839.08	83,048.03	105,308.85	153,978.37	143,854.04	106,944.92	93,581.04	1,219,548.05
3 Energía comprada cogeneradores	4,529.00	5,446.00	6,033.68	4,933.46	755.38	1,374.80	1,537.20	1,542.80	1,582.00	1,624.00	5,288.06	8,394.00	43,120.36
4 Energía comprada ENRON	16,889.00	21,321.00	72,829.92	71,962.80	64,508.64	70,210.08	46,243.00	43,914.00	28,855.00	37,801.92	64,116.96	62,188.08	602,950.40
5 ENERGIA DISPONIBLE	185,937.84	152,017.89	179,136.81	173,188.09	176,922.41	178,972.54	136,463.85	152,717.48	186,181.09	184,882.31	185,137.83	180,687.99	2,072,266.13
6 Lectura Sub-privadas	16,524.43	21,944.32	17,927.05	19,305.63	21,007.00	18,929.85	18,541.91	20,532.00	18,730.76	22,051.31	21,342.95	18,728.12	236,566.22
7 Lecturas Sub-propias	139,008.80	147,785.40	136,196.90	142,690.10	147,013.00	148,806.30	148,806.00	151,272.10	149,022.70	158,804.80	151,943.40	144,498.70	1,777,550.20
8 Reporte consumidores total ventas	153,482.20	161,898.27	145,348.45	189,370.57	146,486.10	188,142.64	177,986.86	152,332.38	161,192.16	167,169.36	166,587.93	168,755.10	1,933,782.02
9 PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (9)-(6+7)	30,304.92	17,711.83	25,012.86	11,192.46	8,912.41	10,336.39	(31,864.06)	(19,086.62)	17,987.63	4,026.20	2,149.48	17,530.17	53,149.71
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (9)*100/(5)	16.30	(11.65)	13.96	6.46	5.04	5.78	(23.36)	(12.50)	9.33	2.15	1.16	9.70	2.81
EFICIENCIA EN TRANSMISIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	83.70	111.85	86.04	93.54	94.96	94.22	123.36	112.50	90.67	97.82	98.84	90.30	97.19
10 PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (7)-(8-6)	2,151.02	7,731.45	8,775.80	(7,374.94)	21,583.90	493.51	(9,548.95)	19,471.72	7,621.30	13,686.75	16,420.42	(5,587.26)	75,334.40
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (10)*100/(7)	1.55	5.23	6.44	(5.17)	14.88	0.33	(6.44)	12.87	5.11	8.62	10.16	(3.87)	4.24
EFICIENCIA EN DISTRIBUCIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	98.45	94.77	93.56	105.17	85.32	99.67	106.44	87.13	94.89	91.38	89.84	103.87	95.76
PÉRDIDAS TOTALES (4 - 7)	32,455.64	(9,980.38)	33,788.36	3,817.52	30,486.31	10,829.90	(41,533.01)	385.10	24,983.93	17,722.95	18,569.90	11,942.89	133,484.11
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (11)*100/(4)	17.46	(6.67)	18.66	2.20	17.24	6.05	(30.44)	0.25	13.42	9.59	10.03	6.61	6.44
EFICIENCIA SISTEMA (100-% DE PÉRDIDAS)	82.54	106.57	81.14	97.80	82.76	93.95	130.44	99.75	86.58	90.41	89.97	93.39	95.56

CUADRO 6. Cálculo de pérdidas de transmisión, distribución y totales del sistema de EEGSA para 1991
Promedio móvil de 12 meses

1991		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL ANUAL
		MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH
1	Total generación neta	10,115.17	11,052.00	10,002.50	9,663.75	11,632.56	11,842.32	11,789.02	12,679.22	14,666.79	17,054.07	19,866.78	23,487.34	164,081.53
2	Planta Laguna													
	Energía comprada	131,772.36	131,083.42	131,659.17	133,060.00	131,704.83	132,610.32	134,306.36	139,719.58	130,273.28	128,447.71	126,575.55	123,751.33	1,568,963.63
3	INDE													
	Energía comprada cogeneradores	0.00	0.00	920.00	926.50	823.00	856.58	743.50	794.12	785.47	828.69	821.23	829.55	8,328.63
4	ENERGÍA DISPONIBLE	141,887.25	142,135.42	141,661.67	142,723.75	143,337.42	144,452.63	146,095.38	146,598.80	144,940.07	145,501.78	146,462.33	147,248.67	1,741,373.79
5	Lectura Sub-privadas	11,689.33	11,871.50	11,818.33	12,139.17	12,304.75	12,602.08	13,013.75	13,328.33	13,543.58	13,767.17	13,853.17	14,070.68	154,005.84
6	Lecturas Sub-propias	120,422.75	120,914.50	121,088.75	121,483.83	121,724.92	122,056.92	124,529.33	124,576.67	123,545.42	122,650.00	122,801.33	123,374.83	1,469,171.24
7	Reporte consumidores total ventas	126,505.92	126,170.67	125,988.83	126,554.17	127,169.58	129,108.67	130,089.17	131,224.67	131,279.37	129,950.20	130,565.65	132,196.72	1,546,797.80
8	PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (4)-(5+6)	9,771.17	9,349.42	8,754.58	9,100.75	9,307.75	9,793.63	8,552.30	8,591.79	7,851.07	9,084.61	9,807.83	9,803.17	118,186.71
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (8)*100/(4)	6.59	6.58	6.18	6.38	6.49	6.78	5.85	5.93	5.42	6.24	6.70	6.66	6.79
	EFICIENCIA EN TRANSMISIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	93.41	93.42	93.82	93.62	93.51	93.22	94.15	94.07	94.58	93.76	93.30	93.34	93.21
9	PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (6)-(7-5)	5,610.17	6,615.36	6,918.25	7,068.83	6,866.08	5,550.33	7,453.92	6,662.33	5,809.63	6,466.97	6,086.65	5,248.78	76,379.28
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (9)*100/(6)	4.66	5.47	5.71	5.82	5.64	4.55	5.99	5.36	4.70	5.27	4.96	4.25	5.20
	EFICIENCIA EN DISTRIBUCIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	95.34	94.53	94.29	94.18	94.36	95.45	94.01	94.64	95.30	94.73	95.04	95.75	94.80
10	PÉRDIDAS TOTALES (4 - 7)	15,381.33	15,964.75	15,672.83	16,169.58	16,173.83	15,343.97	16,006.21	15,374.13	13,660.70	15,551.58	15,896.48	15,051.96	194,575.99
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (10)*100/(4)	10.84	11.23	11.06	11.33	11.28	10.62	10.96	10.49	9.43	10.89	10.85	10.22	11.17
	EFICIENCIA SISTEMA (100-% DE PÉRDIDAS)	89.16	88.77	88.94	88.67	88.72	89.36	89.04	89.51	90.57	89.31	89.15	89.76	88.83

CUADRO 7. Cálculo de pérdidas de transmisión, distribución y totales del sistema de EEGSA para 1992
Promedio móvil de 12 meses

1992		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL ANUAL
		MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH
1	Total generación neta Planta Laguna	25,337.41	26,965.14	29,747.45	30,427.98	31,245.32	34,172.09	34,157.42	33,371.83	39,064.06	32,291.80	31,245.11	31,472.06	373,497.66
2	Energía comprada INDE	122,623.77	122,127.23	121,646.90	121,283.10	121,137.30	119,217.75	119,333.45	121,001.02	128,667.81	125,643.94	128,372.93	129,122.29	1,475,179.46
3	Energía comprada cogeneradores	873.51	831.40	836.16	788.51	737.18	705.70	772.67	785.04	845.90	881.64	933.44	1,133.34	10,128.48
4	ENERGÍA DISPONIBLE	148,834.68	149,923.76	152,232.51	152,489.59	153,119.80	154,095.59	154,263.54	155,157.89	157,587.77	158,817.37	160,551.47	161,727.69	1,658,805.60
5	Lectura Sub-privadas	14,276.47	14,739.89	15,304.26	15,486.70	15,728.70	15,958.04	16,012.30	16,061.61	16,385.85	16,627.01	17,013.26	17,295.66	190,895.77
6	Lecturas Sub-propias	124,703.93	124,754.18	126,984.76	127,430.27	127,957.93	129,307.07	128,381.32	130,636.11	132,395.67	134,610.00	137,035.72	138,348.57	1,562,547.92
7	Reporte consumidores total ventas	133,114.00	136,956.27	144,567.92	141,574.44	142,572.93	144,591.25	145,524.50	147,156.69	147,704.36	151,608.69	152,619.27	153,412.54	1,743,404.84
8	PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (4)-(5)+(6)	9,854.28	10,429.69	9,943.49	9,580.62	9,433.77	8,830.43	9,859.92	8,458.17	8,755.26	7,580.36	6,502.50	6,083.44	105,361.92
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (8)*100/(4)	6.62	6.96	6.53	6.28	6.16	5.73	6.40	5.45	5.56	4.77	4.05	3.76	5.67
	EFICIENCIA EN TRANSMISIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	93.38	93.04	93.47	93.72	93.84	94.27	93.60	94.55	94.42	95.23	95.95	96.24	94.33
9	PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (6)-(7-5)	5,866.40	535.81	(2,276.90)	1,344.53	1,113.11	673.86	(1,130.88)	(456.97)	1,082.16	(371.68)	1,429.70	2,231.71	10,038.85
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (9)*100/(6)	4.70	0.43	(1.79)	1.06	0.87	0.52	(0.88)	(0.35)	0.82	(0.28)	1.04	1.61	0.64
	EFICIENCIA EN DISTRIBUCIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	95.30	99.57	101.79	98.94	99.13	99.48	100.86	100.35	99.18	100.28	98.96	98.39	99.36
10	PÉRDIDAS TOTALES (4 - 7)	15,720.68	10,965.49	7,664.59	10,925.15	10,546.88	9,504.29	8,739.04	8,001.20	9,877.42	7,208.68	7,932.20	8,315.15	115,400.77
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (10)*100/(4)	10.56	7.31	5.03	7.16	6.89	6.17	5.67	5.16	6.27	4.54	4.94	5.14	6.21
	EFICIENCIA SISTEMA (100-% DE PÉRDIDAS)	89.44	92.69	94.97	92.84	93.11	93.83	94.33	94.84	93.73	95.46	95.06	94.86	93.79

CUADRO 8. Cálculo de pérdidas de transmisión, distribución y totales del sistema de EEGSA para 1993
Promedio móvil de 12 meses

1993		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL ANUAL
		MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH
1	Total generación neta Planta Laguna	31,829.73	30,401.84	28,868.32	27,679.20	25,804.96	24,540.09	24,635.28	24,420.15	23,016.49	21,372.75	19,761.47	17,228.94	299,559.21
2	Energía comprada INDE	129,164.52	128,524.38	124,251.61	120,846.14	118,695.21	115,653.63	109,436.79	104,912.75	106,990.71	106,775.40	103,504.07	101,629.00	1,370,384.21
3	Energía comprada cogeneradores	1,409.67	1,832.82	2,254.19	2,635.21	2,698.16	2,764.43	2,801.29	2,830.23	2,836.06	2,845.39	3,169.13	3,593.36	31,669.95
4	Energía comprada ENRON	16,899.00	19,110.00	37,016.64	45,753.18	49,504.27	52,955.24	52,282.06	51,236.06	48,749.27	47,654.54	49,151.12	50,237.53	520,548.91
5	ENERGÍA DISPONIBLE	179,302.92	179,869.04	192,390.75	196,913.74	196,702.60	195,913.38	189,155.43	183,399.18	181,592.52	178,648.08	175,585.79	172,688.84	2,222,162.28
6	Lectura Sub-privadas	17,307.34	17,579.36	17,463.50	17,716.68	18,044.93	18,139.50	18,290.31	18,601.01	18,850.91	19,288.19	19,572.69	19,713.85	220,568.26
7	Lecturas Sub-privadas	137,190.94	139,677.81	138,493.64	139,793.89	141,072.24	142,609.62	144,132.62	143,692.17	145,998.83	146,386.07	147,482.97	148,129.18	1,714,859.98
8	Reporte consumidores total ventas	154,101.02	150,799.94	147,209.00	153,420.11	153,274.04	154,267.45	156,861.51	156,305.03	158,200.17	158,879.26	159,778.71	161,565.17	1,864,601.43
9	PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (5)-(6+7)	24,804.64	22,611.87	36,433.62	39,403.17	37,585.43	35,164.27	26,732.50	20,906.01	16,742.78	12,973.83	8,530.13	4,845.61	286,734.05
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (9)*100/(5)	13.83	12.57	18.94	20.01	19.11	17.95	14.13	11.40	9.22	7.26	4.86	2.81	12.90
	EFICIENCIA EN TRANSMISIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	86.17	87.43	81.06	79.99	80.89	82.05	85.87	88.60	90.78	92.74	95.14	97.19	87.10
10	PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (7)-(8-6)	397.26	6,517.23	8,748.14	4,090.46	5,843.13	6,481.67	5,581.42	6,188.15	6,649.56	6,794.97	7,276.95	6,277.87	70,828.81
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (10)*100/(7)	0.29	4.67	6.32	2.93	4.14	4.55	3.86	4.30	4.55	4.64	4.93	4.24	4.13
	EFICIENCIA EN DISTRIBUCIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	99.71	95.33	93.68	97.07	95.86	95.45	96.14	95.70	95.45	95.36	95.07	95.76	95.87
11	PÉRDIDAS TOTALES (4 - 7)	25,201.90	29,129.10	45,181.76	43,493.63	43,428.55	41,645.94	32,293.92	27,094.15	23,392.36	19,766.80	15,807.08	11,123.68	357,560.86
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (11)*100/(4)	14.06	16.19	23.48	22.09	22.08	21.26	17.07	14.77	12.88	11.07	9.00	6.44	16.09
	EFICIENCIA SISTEMA (100-% DE PÉRDIDAS)	85.94	83.81	76.52	77.91	77.92	78.74	82.93	85.23	87.12	88.93	91.00	93.56	83.91

CUADRO 9. Cálculo de pérdidas de transmisión, distribución y totales del sistema de EEGSA para 1994
Promedio móvil de 12 meses

1994		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL ANUAL
		MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH
1	Total generación neta Planta Laguna	14,961.69	14,873.25	15,701.98	16,558.37	17,322.75	17,045.13	18,892.81	21,850.29	24,291.03	27,166.42	28,603.65	29,360.69	246,638.31
2	Energía comprada INDE	100,252.31	98,803.78	100,101.95	101,073.10	102,249.96	104,356.97	105,897.63	105,578.23	101,662.01	97,545.64	96,943.38	96,799.04	1,211,263.89
3	Energía comprada cogeneradores	3,920.38	4,173.61	4,444.89	4,776.61	4,806.38	4,803.81	4,751.78	4,736.15	4,717.95	4,708.38	4,521.14	4,415.38	54,776.45
4	Energía comprada ENRON	53,976.58	57,779.79	56,620.63	55,670.07	55,940.69	55,228.99	56,746.62	58,520.48	61,539.64	64,429.08	65,170.67	66,306.33	707,329.69
5	ENERGIA DISPONIBLE	173,110.97	175,630.44	176,869.45	178,076.15	179,719.78	181,434.91	186,288.74	190,695.15	192,210.62	193,849.53	195,238.84	196,861.66	2,220,008.44
6	Lectura Sub-privadas	20,008.60	19,656.35	19,815.75	20,367.73	20,485.21	20,850.35	21,118.04	21,366.33	21,713.53	21,941.04	22,311.57	22,649.50	252,284.00
7	Lecturas Sub-propias	149,363.58	150,393.13	151,107.27	152,281.66	152,795.63	153,689.09	155,860.70	159,362.80	163,925.55	167,714.49	171,145.63	176,332.38	1,903,912.10
8	Reporte consumidores total ventas	162,351.72	160,825.40	164,058.99	164,522.53	165,292.76	166,146.56	166,205.89	167,655.26	169,316.12	170,725.29	176,025.93	177,469.26	2,010,697.73
9	PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (5)-(6+7)	3,736.79	5,640.96	5,946.43	5,428.77	6,458.74	6,895.46	9,310.00	9,945.03	6,571.74	4,194.00	1,781.64	(2,100.21)	63,812.35
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (9)*100/(6)	2.16	3.21	3.36	3.05	3.69	3.80	5.00	5.22	3.42	2.16	0.91	(1.07)	2.87
	EFICIENCIA EN TRANSMISIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	97.84	96.79	96.64	96.95	96.41	96.20	95.00	94.78	96.56	97.84	99.09	101.07	97.13
10	PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (7)-(8-6)	7,020.45	9,164.06	6,864.03	8,126.85	7,968.28	8,392.88	10,772.85	13,093.86	16,320.65	18,930.24	17,431.27	21,512.62	145,998.37
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (10)*100/(7)	4.70	6.10	4.54	5.34	5.21	5.46	6.91	8.22	9.96	11.29	10.19	12.20	7.65
	EFICIENCIA EN DISTRIBUCIÓN (100-% DE PÉRDIDAS)	95.30	93.90	95.46	94.66	94.79	94.54	93.09	91.78	90.04	88.71	89.81	87.80	92.35
11	PÉRDIDAS TOTALES (4 - 7)	10,759.24	14,805.04	12,810.46	13,555.62	14,427.02	15,268.35	20,082.85	23,039.69	22,892.70	23,124.24	19,212.91	19,412.42	209,410.72
	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS (11)*100/(4)	6.22	8.43	7.24	7.61	8.03	8.43	10.78	12.08	11.91	11.93	9.84	9.86	9.43
	EFICIENCIA SISTEMA (100-% DE PÉRDIDAS)	93.78	91.57	92.76	92.39	91.97	91.57	89.22	87.92	88.09	88.07	90.16	90.14	90.57

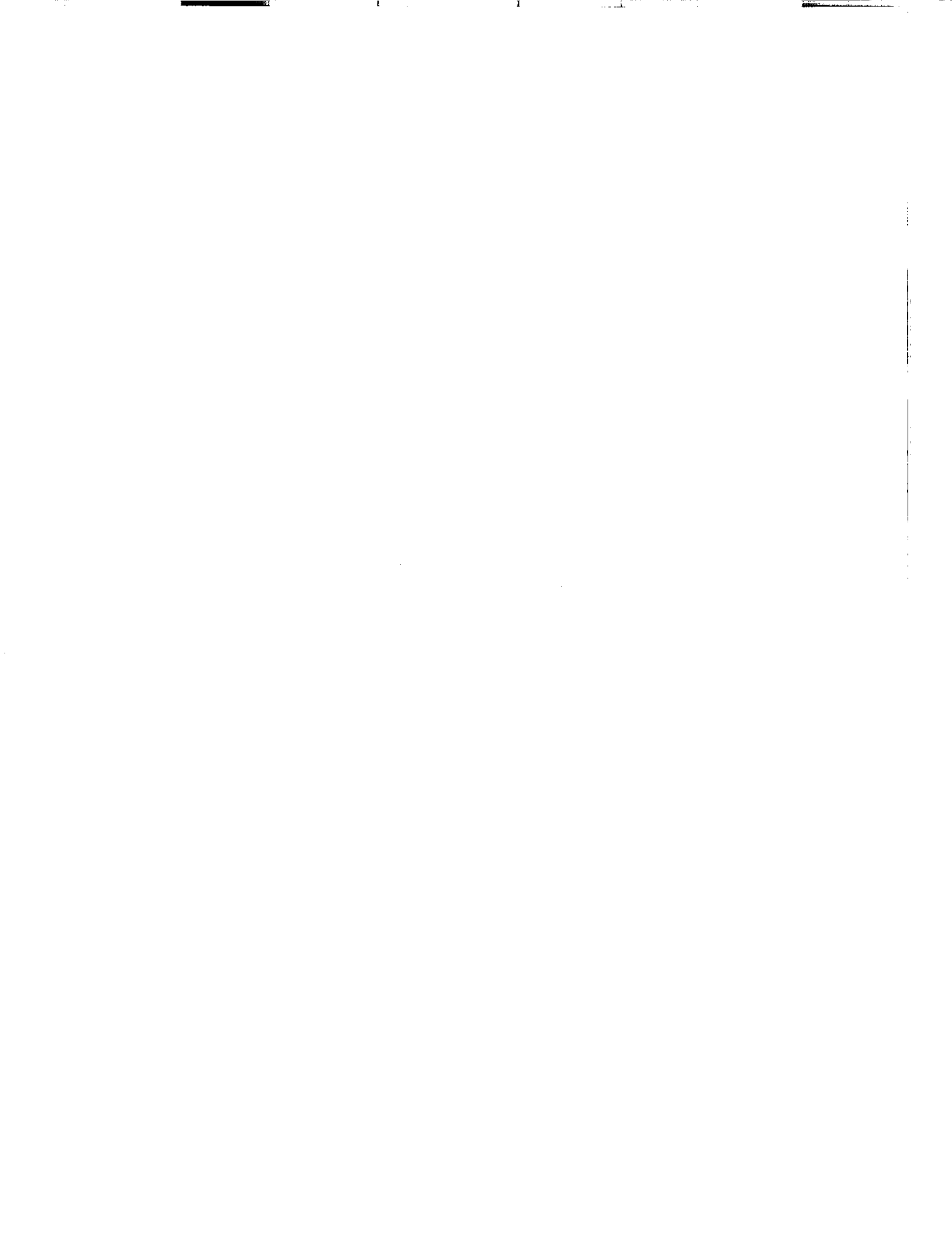
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS

AÑO	MES	% PÉRDIDAS	AÑO	MES	% PÉRDIDAS
1991	E	10.84	1993	E	14.06
	F	11.23		F	16.19
	M	11.06		M	23.48
	A	11.33		A	22.09
	M	11.28		M	22.08
	J	10.62		J	21.26
	J	10.96		J	17.07
	A	10.49		A	14.77
	S	9.43		S	12.88
	O	10.69		O	11.07
	N	10.85		N	9
	D	10.22		D	6.44
1992	E	10.56	1994	E	6.22
	F	7.31		F	8.43
	M	5.03		M	7.24
	A	7.16		A	7.61
	M	6.89		M	8.03
	J	6.17		J	8.43
	J	5.67		J	10.78
	A	5.16		A	12.08
	S	6.27		S	11.91
	O	4.54		O	11.93
	N	4.94		N	9.84
	D	5.14		D	9.86

ANÁLISIS DE LOS DATOS

TOTAL OBSERVACIONES	48
MÍNIMO	4.54
MÁXIMO	23.48
RANGO	18.94
MEDIA	10.554
VARIANZA	21.169
DESVIACIÓN ESTANDARD	4.601
STD.ERROR	0.664
SKEWNESS (G1)	1.218
KURTOSIS (G2)	1.233
SUM	506.59
C.V.	0.436
MEDIANA	10.525

ANEXO 3



BALANCES DE ENERGÍA
 PARA LAS LÍNEAS DE
 LA SUBESTACIÓN GUATEMALA NORTE
 DEL 11 AL 22 DE DICIEMBRE DE 1992

LÍNEA GUATEMALA 2

MEDIDOR	CONSUMO DE LÍNEA	CONSUMO SUB SAN JUAN	CONSUMO SUB NORTE	CONSUMO SUB ZAPOTE	CONSUMO SUB PB ZAPOTE	CONSUMO SUB NOVILLA	CONSUMO TOTAL SUBESTACIONES	PÉRDIDAS TOTALES	PÉRDIDAS TÉCNICAS	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	% PÉRDIDAS
EEGSA	6144.6	2859.5	1267.0	483.0	508.2	1096.0	5213.7	-69.1	104.92	-174.02	-2.83%
INDE	6066.0						6213.7	-147.7	104.92	-252.62	-4.16%

LÍNEA GUATEMALA 3

MEDIDOR	CONSUMO DE LÍNEA	CONSUMO SUB EL SITIO	CONSUMO SUB CASTELLANA	CONSUMO TOTAL SUBESTACIONES	PÉRDIDAS TOTALES	PÉRDIDAS TÉCNICAS	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	% PÉRDIDAS
EEGSA	6006.0	3108.0	3101.0	6209.0	-203.0	85.56	-288.56	-4.80%
INDE	5916.0			6209.0	-293.0	85.56	-378.56	-6.40%

LÍNEA GUATEMALA 5

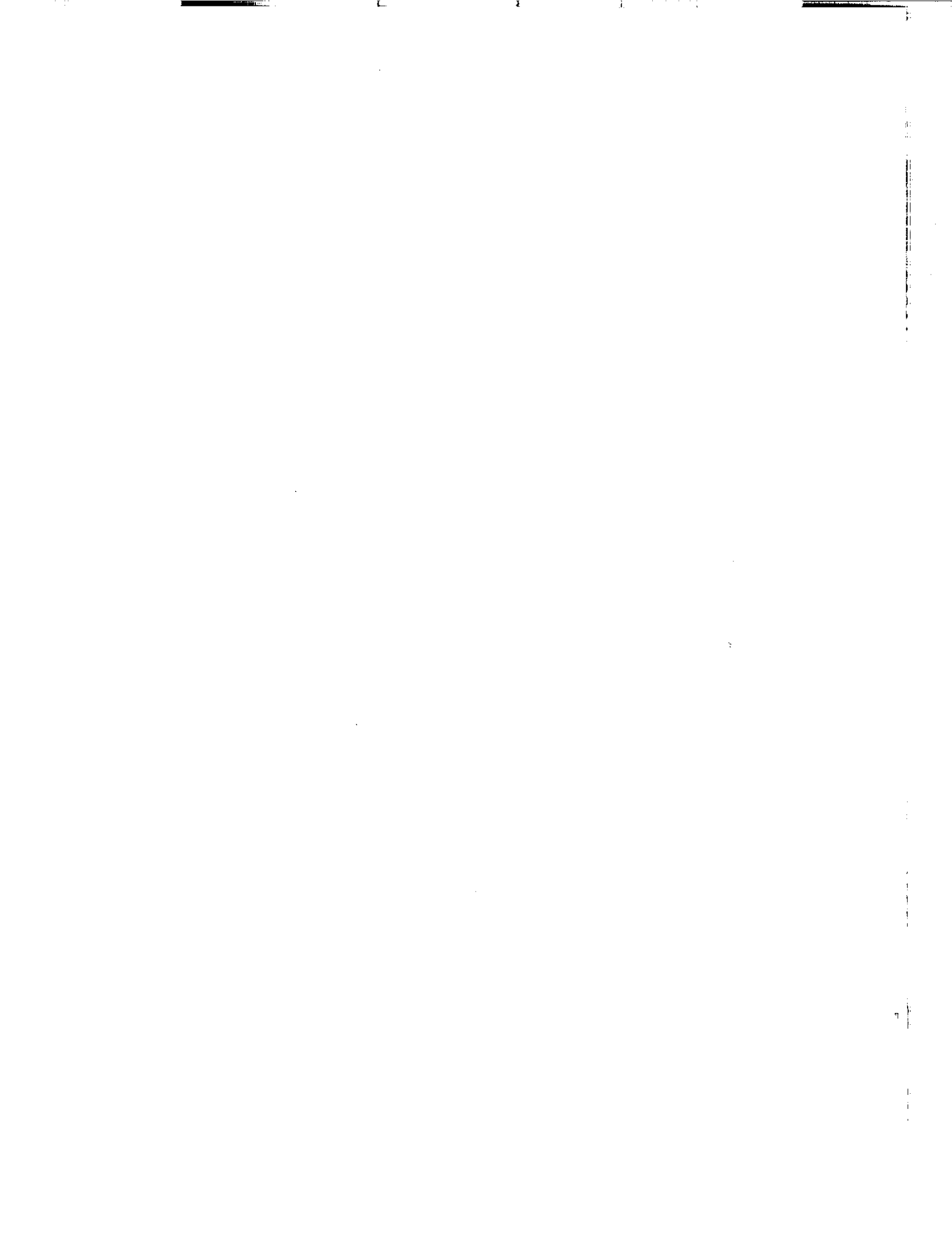
MEDIDOR	CONSUMO DE LÍNEA	CONSUMO SUB DORION	CONSUMO SUB KERNS	CONSUMO SUB H FLORES	CONSUMO SUB PB ATLANTICO	CONSUMO TOTAL SUBESTACIONES	PÉRDIDAS TOTALES	PÉRDIDAS TÉCNICAS	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	% PÉRDIDAS
EEGSA	3897.6	2107.0	11.6	1190.0	408.8	3717.4	180.3	40.31	139.94	3.59%
INDE	3784.0					3717.4	66.7	40.31	26.34	0.70%

LÍNEA GUADALUPE 1

MEDIDOR	CONSUMO DE LÍNEA	CONSUMO SUB R BRIONES	CONSUMO SUB GUADALUPE	CONSUMO TOTAL SUBESTACIONES	PÉRDIDAS TOTALES	PÉRDIDAS TÉCNICAS	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	% PÉRDIDAS
EEGSA	6077.4	2023.0	3584.0	5607.0	470.4	196.42	273.98	4.51%
INDE	5976.0			5607.0	389.0	196.42	172.58	2.89%

LÍNEA GUADALUPE 2

MEDIDOR	CONSUMO DE LÍNEA	CONSUMO SUB SAN ISIDRO	CONSUMO SUB HINCAPIE	CONSUMO SUB PB HINCAPIE	CONSUMO SUB H.MILITAR	CONSUMO TOTAL SUBESTACIONES	PÉRDIDAS TOTALES	PÉRDIDAS TÉCNICAS	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	% PÉRDIDAS
EEGSA	5002.2	1694.0	2808.0	314.9	36.8	4853.6	148.6	101.25	47.32	0.95%
INDE	4966.0					4853.6	112.4	101.25	11.12	0.22%



ANEXO 4



BALANCES DE ENERGÍA
PARA LAS LÍNEAS DE
LA SUBESTACIÓN GUATEMALA NORTE
PRIMER SEMESTRE DE 1995

LÍNEA GUADALUPE 1

SUBESTACION	ENERO-FEBRER	FEBRERO-ABRIL	ABRIL-JUNIO
SAN ISIDRO (1 CTO.)	2905	4585	2457
GUADALUPE	9933	22852	20916
PROCESERES	3878	9611	9317
TOTAL	16716	36848	32690
LECTURA LINEA	17834	32294	29510
PERDIDAS	1218	2716	1120
% DE PERDIDAS	6.78%	6.86%	3.31%

LÍNEA GUADALUPE 2

SUBESTACION	ENERO-FEBRER	FEBRERO-ABRIL	ABRIL-JUNIO
HOSPITAL MILITAR	105	231	210
RODRIGUEZ BRIONES	8890	19166	17045
P.B. HINCAPIE	439	1380.08	1878
HINCAPIE	8006	10833	10045
SAN ISIDRO (1 CTO.)	2436	7084	6594
TOTAL	17876	38504.08	35572
LECTURA LINEA	17876	38504	35572
PERDIDAS	100	1059.92	758
% DE PERDIDAS	0.56%	2.88%	2.09%

LÍNEA GUATEMALA 2

SUBESTACION	ENERO-FEBRER	FEBRERO-ABRIL	ABRIL-JUNIO
HORCALSA	3336	3224	4466.72
NORTE	4214	9674	8820
CERVECERIA, C.A.	1291.5	3696	3690
P.B. ZAPOTE	184.8	357	403
CASTELLANA	7406	17059	16030
TRANSFERENCIAS	0	4989.2	
TOTAL	16432.3	36999.2	33405.72
LECTURA LINEA	16432.3	36999.2	33405.72
PERDIDAS	4231.7	5268.8	15435.28
% DE PERDIDAS	20.48%	11.90%	31.60%

LÍNEA GUATEMALA 3

SUBESTACION	ENERO-FEBRER	FEBRERO-ABRIL	ABRIL-JUNIO
SAN JUAN DE DIOS	6986	15449	15449
EL SITIO	9324	20734	20734
TRANSFERENCIAS	0	0	0
TOTAL	16310	36183	36183
LECTURA LINEA	16310	36183	36183
PERDIDAS	2968	1575	-2289
% DE PERDIDAS	15.40%	4.17%	-6.75%

LÍNEA GUATEMALA 6

SUBESTACION	ENERO-FEBRER	FEBRERO-ABRIL	ABRIL-JUNIO
P.B. ATLANTICO	1142	2478	2343
HECTOR FLORES	3528	6127	7385
KERN'S	264	834	651
DORION	9576	20643	17227
GERONA		1981	5810
TOTAL	14510	34063	33416
LECTURA LINEA	14510	34063	33416
PERDIDAS	316	-2185	-9286
% DE PERDIDAS	2.13%	-6.85%	-38.37%

