



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

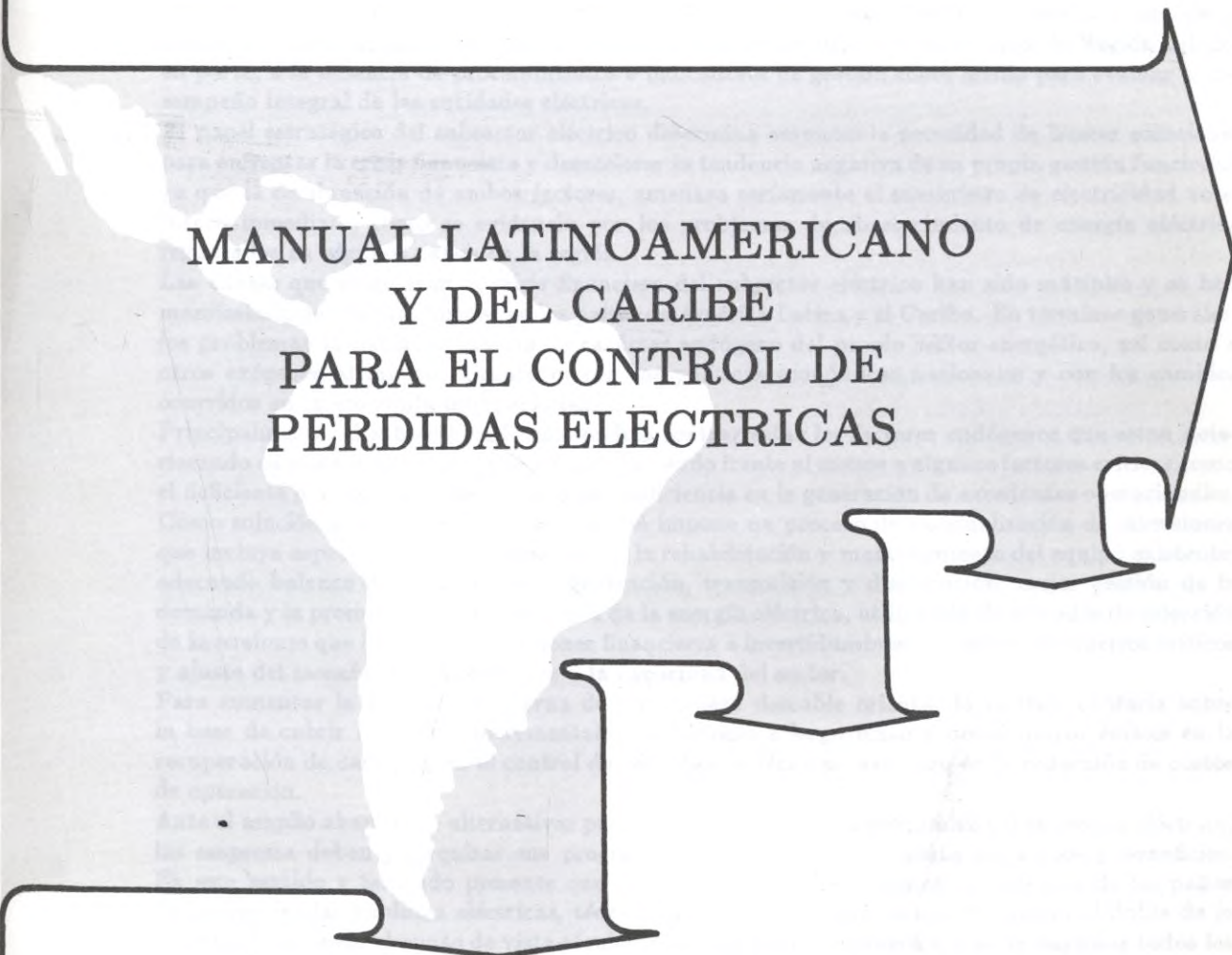
MANUAL LATINOAMERICANO
Y DEL CARIBE
PARA EL CONTROL DE
PERDIDAS ELECTRICAS

Bogotá - Colombia, Agosto de 1990

DISEÑO PORTADA: Ing. Rodrigo Jaimes



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA



**MANUAL LATINOAMERICANO
Y DEL CARIBE
PARA EL CONTROL DE
PERDIDAS ELECTRICAS**

Bogotá - Colombia, Agosto de 1990

PRESENTACION

Los sistemas eléctricos, dentro de la infraestructura básica de las naciones, constituyen un elemento fundamental para impulsar el proceso natural del desarrollo y crecimiento económico. No obstante, la mayoría de las empresas eléctricas de la Región, particularmente desde los inicios de la década de los ochenta, han venido confrontando y tendrán que enfrentar sus propios problemas, para poder atender los futuros requerimientos del servicio, acordes con las mismas necesidades del desarrollo. El subsector eléctrico en los países de la Región atraviesa una difícil coyuntura financiera que, infortunadamente, tiende a agravarse. Esta tendencia y sus proyecciones indican la persistencia del problema y el dilema al cual la mayoría de nuestras empresas eléctricas debe enfrentar, de cubrir el servicio de su deuda o tener que limitar las necesidades futuras de inversión para atender el crecimiento de la demanda.

Actualmente vale destacar que salvo muy pocas excepciones, se ha venido observando una declinación en el desempeño operativo, comercial y gerencial del subsector eléctrico de la Región debido, en parte, a la ausencia de procedimientos e indicadores de gestión como medio para evaluar el desempeño integral de las entidades eléctricas.

El papel estratégico del subsector eléctrico determina entonces la necesidad de buscar soluciones para enfrentar la crisis financiera y desacelerar la tendencia negativa de su propia gestión funcional, ya que la combinación de ambos factores, amenaza seriamente el suministro de electricidad en el futuro inmediato, como se evidencia por los problemas de abastecimiento de energía eléctrica registrados en algunos países de la región.

Las causas que originaron la crisis financiera del subsector eléctrico han sido múltiples y se han manifestado de diversas formas en los países de América Latina y el Caribe. En términos generales, los problemas se deben a factores de carácter endógeno del propio sector energético, así como a otros exógenos al mismo, vinculados con las políticas económicas nacionales y con los cambios ocurridos en la economía internacional.

Principalmente, el subsector eléctrico podría contrarrestar los factores endógenos que están deteriorando su gestión financiera y funcional, haciendo frente al menos a algunos factores críticos como el deficiente planeamiento del sector y la insuficiencia en la generación de excedentes operacionales. Como solución al deficiente planeamiento se impone un proceso de racionalización de inversiones que incluya aspectos como: priorización en la rehabilitación y mantenimiento del equipo existente; adecuado balance de inversiones en generación, transmisión y distribución; mejor gestión de la demanda y la promoción del uso eficiente de la energía eléctrica, utilización de métodos de selección de inversiones que incluyan restricciones financieras e incertidumbres de ciertos parámetros críticos y ajuste del tamaño de los proyectos a la capacidad del sector.

Para aumentar la generación interna de fondos será deseable orientar la política tarifaria sobre la base de cubrir los costos incrementales del servicio a largo plazo y poner mayor énfasis en la recuperación de cartera y en el control de pérdidas no técnicas, así como en la reducción de costos de operación.

Ante el amplio abanico de alternativas para mejorar la eficiencia económica del subsector eléctrico, las empresas deben jerarquizar sus programas teniendo muy en cuenta sus costos y beneficios. En este sentido y teniendo presente que en la mayoría de los sistemas de potencia de los países de la Región, las pérdidas eléctricas, técnicas y no técnicas, superan en promedio al doble de lo recomendado desde el punto de vista técnico, el sector eléctrico deberá tratar de impulsar todos los esfuerzos para al menos reducirlas y buscar su normalización operativa. Su disminución se traduce en menores gastos de operación, mejoramiento en la calidad del servicio y en una reducción del pico de carga, cuya consecuencia es una mayor disponibilidad de la capacidad instalada y un diferimiento substancial de inversiones.

Conscientes de esta situación y considerando que la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) entre sus propósitos fundamentales orienta su accionar a la búsqueda del aprovechamiento racional de los recursos energéticos, inició en 1988 un programa regional dirigido básicamente a promover y desarrollar acciones inmediatas tendientes a la identificación, evaluación, control y

reducción de pérdidas en los sistemas eléctricos como medio para alcanzar ahorros y economías de escala en cada uno de los Países Miembros de la Organización.

En tal sentido se previó, como primer paso, la realización de talleres y seminarios a fin de analizar la problemática de las pérdidas desde el punto de vista de sus implicaciones en las economías latinoamericanas y caribeñas. Para el efecto, se realizaron eventos regionales en Bogotá-Colombia y La Habana-Cuba, para los países de habla hispana y en Kingston-Jamaica, para los países de habla inglesa. Se logró así concientizar a los participantes sobre la importancia del tema de las pérdidas en los sistemas de potencia y recopilar sugerencias que enriquecieron el análisis del problema, poniendo en evidencia la necesidad de elaborar un documento técnico-práctico sobre este tema a nivel regional.

La Secretaría Permanente de Olade, atendiendo esta necesidad regional realizó con el apoyo técnico de la Universidad Nacional de Colombia, a través del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería, la elaboración del "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", el cual constituye un instrumento y aporte novedoso que se pone a disposición de las entidades del subsector, para abordar de manera técnica y sistemática el problema de pérdidas eléctricas.

El presente Manual concede particular importancia no sólo a los aspectos académicos de definición, clasificación y descripción de las metodologías de estimación y control de las pérdidas técnicas y no técnicas, sino también a la implantación de medidas tendientes a lograr la desaparición o atenuación de sus causas, incluyendo la evaluación económica y financiera de los proyectos asociados y recomendaciones para abordar aspectos organizacionales y procedimentales, los cuales deberán ser considerados por las empresas eléctricas como medio para impulsar esta clase de programas.

Por la amplitud de los temas que analiza, el alcance de sus recomendaciones y los ejemplos prácticos que presenta, el Manual podrá convertirse en un documento regional de permanente consulta para ejecutivos, profesionales y técnicos de la industria eléctrica de los Países Miembros, responsables de adelantar programas de control de pérdidas de energía en los sistemas de potencia.

Sea la oportunidad para destacar que el presente Manual constituye un esfuerzo técnico valioso, obtenido mediante el aporte de experiencias y conocimientos de un equipo multidisciplinario de profesionales de la Universidad Nacional de Colombia y de OLADE como organismo natural de la energía en América Latina y el Caribe.

Esta fructífera experiencia Universidad-OLADE, ha demostrado lo importante que para el sector energético de la Región constituye el apoyo universitario en el área de la investigación. Adicionalmente, es necesario resaltar el intercambio permanente de experiencia de un gran número de especialistas del sector eléctrico de los países, sin cuyo aporte y contribución no se hubiera alcanzado este propósito regional.

Será deseable entonces, en el mediano plazo, actualizar y enriquecer este Manual con las experiencias que se vayan obteniendo en cada uno de los Países Miembros, con el ánimo de estimular aún más la investigación científica-técnica en una de las áreas de la energía, que presenta serios problemas para encarar el futuro de acuerdo con los requisitos que precisa el desarrollo económico y social.

RECONOCIMIENTO

La Secretaría Permanente de OLADE desea expresar su reconocimiento al Ingeniero Angel Zannier, actual Ministro de Energía e Hidrocarburos de la República de Bolivia, por su contribución a la concepción de esta idea, convertida en un plan de trabajo que impulsó y supervisó durante su gestión como Jefe del Programa de Electricidad de OLADE; también al equipo de profesionales de la Universidad Nacional de Colombia, integrado por los profesores Luis Alberto Olarte, Renato Céspedes, Hernando Díaz, Estrella Parra, Víctor Borrero, Lucio Flórez, Germán Corredor y César Torres, quienes elaboraron el presente documento, con la colaboración de los ingenieros Jaime Alemán, Luis M. Arévalo, Henry Navarro, Ricardo Pardo y de la señorita Liliana Giraldo. De igual forma agradece a los especialistas de las siguientes empresas eléctricas: Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (Argentina); Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Bolivia); Empresas Públicas de Medellín (Colombia); Instituto Colombiano de Electrificación (Ecuador) y Compañía General de Electricidad (México), así como a la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), por sus valiosas opiniones y comentarios acerca de la versión preliminar del Manual, los cuales, una vez incluidos, permitieron enriquecer su contenido.

Los autores quieren manifestar su agradecimiento a las empresas eléctricas de la Región, que contribuyeron por medio de documentos, comentarios e intercambio de experiencias a mejorar el Manual. En particular, a CADAFFE (Venezuela) e Interconexión Eléctrica S. A. — ISA (Colombia).

MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PERDIDAS ELECTRICAS

RESUMEN EJECUTIVO

1 Introducción

La Organización Latinoamericana y del Caribe de Energía, ha desarrollado el Manual para el Control de Pérdidas Eléctricas, como parte de su Programa de Pérdidas de Energía. Se pretende de esta manera proporcionar a las empresas de electricidad de la región, un instrumento que permita atacar, de manera sistemática, el problema de pérdidas de energía eléctrica, cuyos efectos aquejan, en menor o mayor grado, a un gran número de compañías eléctricas de todos los países de Latinoamérica y el Caribe.

La eficiencia productiva del subsector 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, el cual considera tan importantes las medidas de conservación de la energía, como la búsqueda de nuevos recursos energéticos. Según estimaciones hechas por OLADE, con una reducción de las pérdidas del 0.5% anual durante la próxima década, sería posible ahorrar hasta 22,000 GWh por año y reducir la capacidad adicional necesaria en la región en más de 9000 MW (6.7% de la capacidad instalada actual) hasta el año 2000.

La disminución de las pérdidas eléctricas se traduce en una mayor disponibilidad de capacidad instalada y menores gastos de operación para un mismo beneficio social y económico de consumo de electricidad. Esto implica, a nivel del sector energético, una menor utilización de energía primaria y una eventual disminución de inversiones en el subsector eléctrico.

La reducción de pérdidas libera recursos financieros que, de acuerdo con prioridades de desarrollo económico pueden ser utilizados en otros sectores de la economía. Además el ahorro de combustibles asociado con esta reducción, disminuye la presión sobre la balanza de pagos en países importadores de petróleo.

En la literatura técnica se recomienda que el porcentaje de pérdidas debe ser inferior al 10% y es deseable que sea aún inferior, del orden de un 6 a un 8%. Sin embargo, es importante anotar que el nivel óptimo de pérdidas es particular para cada sistema y depende de las características propias de su sistema eléctrico y de los costos y beneficios que se deriven de la reducción de pérdidas de energía.

2 Consideraciones generales

Un programa de reducción de pérdidas comprende fundamentalmente dos procesos:

Estimación. En el cual se cuantifica el valor de las pérdidas totales del sistema así como las causadas en las diferentes regiones o partes que lo componen. También se trata de estimar la contribución de las diferentes causas al monto global.

Control. Consiste en la implantación de medidas tendientes a lograr la desaparición o atenuación de las causas de las pérdidas.

Las pérdidas de energía se estiman globalmente a partir de los balances de energía efectuados en cada sistema eléctrico. La exactitud del balance de energía y por consiguiente del valor global de las pérdidas de energía, está determinada por la precisión de las medidas, la simultaneidad y la periodicidad de las lecturas.

Para lograr una visión más completa del comportamiento de las pérdidas en el tiempo y con el fin de evitar efectos estacionales, es conveniente, además de efectuar el balance mensual o bimensual

(de acuerdo con la periodicidad de las lecturas de contadores), llevar a cabo balances para el año en curso y para los doce últimos meses.

El balance global debe complementarse con balances por subsistema con el fin de localizar las pérdidas según zonas geográficas o por niveles de tensión. Con este fin deben ubicarse convenientemente medidores de energía en las fronteras de los subsistemas seleccionados. Un subsistema puede ser un circuito de distribución o un conjunto de ellos.

3 Clasificación de pérdidas en sistemas eléctricos

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denomina pérdidas técnicas. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que las origina.

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

4 Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera. Por esta razón deben ser uno de los objetivos primordiales de cualquier programa de reducción de pérdidas.

La estimación de las pérdidas de potencia requiere información adecuada y herramientas computacionales de análisis de redes eléctricas. A partir de las pérdidas de potencia se pueden estimar las pérdidas de energía. La información requerida es normalmente voluminosa y en muchos casos no está disponible en las empresas, lo cual dificulta el proceso de estimación. Esta información incluye la descripción de la red y las características de la carga. El Manual describe diversas metodologías, de acuerdo con el nivel de precisión deseado y la cantidad de información disponible.

La mejor estrategia de reducción de pérdidas consiste en realizar un planeamiento adecuado tanto de operación como de la expansión del sistema. Para cada sistema existe un punto en el cual cualquier reducción adicional del nivel de pérdidas es compensado por los costos asociados con esta reducción. Este será el nivel económico de pérdidas para ese sistema. Los diferentes proyectos que se evalúen para reducir el nivel de pérdidas deben considerar los costos y beneficios asociados con cada uno de ellos.

Para lograr un planeamiento adecuado y una reducción efectiva de pérdidas se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Diagnosticar el estado actual del sistema.
- Predecir la carga.
- Revisar las normas y criterios de expansión.
- Realizar estudios computarizados.
- Mejorar el factor de potencia.
- Mejorar el balance de las fases.
- Manejar la carga de transformadores y usuarios.

Aunque las pérdidas por generación no se incluyen en la clasificación de las pérdidas técnicas, su control permite lograr ahorros significativos en las plantas de producción de electricidad. Por esta razón se incluyó en el Manual una sección acerca de las pérdidas en el proceso de generación. Los mayores ahorros se logran en las plantas térmicas que requieren un porcentaje significativo de su generación para los auxiliares de la planta.

5 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía para una economía. En efecto, esta energía se utiliza por algún usuario, suscriptor o no, de la empresa encargada de la distribución de energía eléctrica. Sin embargo, la empresa recibe solo parte o ninguna retribución por la prestación del servicio.

Es evidente que un sistema de medición defectuoso o que no se aplique en forma estrictamente periódica, procesos de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales son un reflejo de la incapacidad administrativa de la institución. También como consecuencia de lo anterior, estas empresas tienden a tener una cartera morosa elevada.

La estimación global de las pérdidas no técnicas requiere la estimación previa de la energía total disponible y de las pérdidas técnicas, obteniéndose las primeras por diferencia. Por lo tanto, la incertidumbre en el valor de las pérdidas no técnicas aumenta cuando crece el error en la estimación de la energía disponible o de las pérdidas técnicas. Además de esta estimación global es necesario desagregar las pérdidas no técnicas según su distribución geográfica. Esto permite localizarlas, con el fin de detectar las áreas más afectadas, en las cuales se debe iniciar prioritariamente el proceso de control. También se deben estimar valores desagregados por causas. Los procesos de estimación de los valores desagregados se efectúan mediante muestreos y análisis estadísticos.

La revisión de las instalaciones de medida y acometidas constituye la herramienta más efectiva para la detección de infractores y para el control de las pérdidas no técnicas. La revisión persigue dos fines:

- Identificar las instalaciones con medidas defectuosas.
- Servir como datos muestrales para la estimación de pérdidas debidas al fraude, para lo cual se recomienda utilizar una muestra estratificada.

Las medidas punitivas para el control del fraude son importantes puesto que una de las causas más importantes de los fraudes es la conciencia de impunidad. Estas debe complementarse con medidas preventivas que incluyen las tendientes a minimizar la posibilidad de alteraciones en los medidores y acometidas (medidas técnicas) y medidas educativas.

6 Evaluación económica y financiera

La evaluación económica, tiene en cuenta los costos y beneficios de los proyectos desde el punto de vista de la economía en su conjunto, determinando la conveniencia de realizar o no un proyecto. Esta forma de evaluación es aplicable a los proyectos de pérdidas, sin descartar que desde el punto de vista de las empresas encargadas de prestar el servicio de energía eléctrica, el análisis financiero de un proyecto da importantes resultados para la toma de decisiones.

La metodología adoptada es la de Beneficio - Costo. La cuantificación de beneficios se establece sin y con proyecto calculando los costos a precios constantes, con el fin de eliminar los efectos de la inflación.

Los beneficios más importantes atribuibles a proyectos relacionados con la reducción de pérdidas son los siguientes:

- Reducción de pérdidas técnicas, valorados sobre la base del costo incremental de largo plazo.
- Reducción de pérdidas no técnicas que dan origen a un mayor nivel de ingresos.
- Disminución de costos de operación y mantenimiento.
- Reducción del nivel de fallas.
- Mejoras en la regulación del voltaje.

Además de la evaluación económica y financiera del proyecto, se recomienda efectuar un análisis distributivo, cuyo propósito es determinar quiénes son los beneficiarios de un proyecto y cómo se distribuyen los beneficios entre ellos. La evaluación económica se complementa con un análisis del riesgo involucrado en la toma de una decisión. El Manual presenta metodologías para efectuar estos análisis.

7 Recomendaciones operativas

Se ha encontrado que una eficiente labor administrativa de una empresa redundará en un menor nivel de pérdidas. Por lo tanto, las empresas que tengan un elevado nivel de pérdidas deben ser concientes de la necesidad de adoptar los mecanismos administrativos que permitan lograr el objetivo de disminuirlas. El objetivo de una operación eficiente que redunde en una mejor prestación del servicio debe estar, en lo posible, en el objetivo social de cada empresa.

Las áreas prioritarias de desempeño u objetivos principales de las empresas públicas deben ser entre otros:

- Atención al consumidor.
- Desempeño económico-financiero.
- Eficiencia operacional (Incluyendo mantener bajo el nivel de pérdidas).
- Capacidad de innovación tecnológica.
- Preservación del medio ambiente.

El logro de los objetivos anteriores requiere de una estructura organizacional adecuada, un conjunto de métodos y procedimientos, un sistema de información, la infraestructura necesaria, una condición financiera adecuada y el compromiso de los recursos humanos con los objetivos propuestos.

Indice

RESUMEN EJECUTIVO

INTRODUCCION

1	PRESENTACION GENERAL DEL PROBLEMA	1-1
1.1	Introducción	1-1
1.1.1	Relaciones entre economía y energía	1-1
1.1.2	El sector eléctrico y el crecimiento económico	1-2
1.1.3	Perspectivas del sector eléctrico en la región	1-2
1.1.4	Estimaciones globales	1-3
1.2	Pérdidas eléctricas de potencia	1-4
1.3	Balances de energía	1-4
1.3.1	Consideraciones generales	1-5
1.3.2	Componentes del balance	1-6
1.3.3	Balance global	1-7
1.3.4	Balance por subsistema	1-7
1.4	Análisis y diagnóstico de pérdidas con base en los balances	1-15
1.4.1	Indices globales relativos a pérdidas de energía	1-15
1.4.2	Análisis y diagnóstico por subsistema	1-17
1.4.3	Conclusiones de los análisis a partir de los balances	1-19
1.5	Clasificación de pérdidas en sistemas eléctricos	1-19
1.5.1	Pérdidas técnicas	1-20
1.5.2	Pérdidas no-técnicas	1-20
1.5.3	Pérdidas "fijas" y pérdidas "variables"	1-22
1.6	Cálculo de pérdidas técnicas y no técnicas	1-22
2	PERDIDAS TECNICAS	2-1
2.1	Introducción	2-1
2.2	Clasificación de pérdidas técnicas	2-1
2.3	División del sistema.	2-2
2.3.1	Subsistema de generación	2-3
2.3.2	Subsistema de transmisión y subtransmisión	2-6
2.3.3	Subsistema de distribución	2-8
2.4	Consideraciones básicas para la estimación de pérdidas	2-11
2.4.1	Estimación de pérdidas de potencia	2-12
2.4.2	Estimación de pérdidas de energía	2-13
2.4.3	Herramientas utilizadas en la estimación de pérdidas	2-16
2.4.4	Información requerida para la estimación de pérdidas	2-17
2.5	Metodologías de estimación	2-17
2.5.1	Subsistema de generación	2-18
2.5.2	Subsistema de transmisión	2-19
2.5.3	Subsistema de distribución	2-20
2.6	Control de pérdidas técnicas	2-26

2.6.3	Control de pérdidas	2-31
2.7	Selección óptima de elementos	2-36
2.7.1	Conductor económico	2-37
2.7.2	Transformador económico	2-38
2.7.3	Condensador económico	2-40
2.8	Pérdidas técnicas en procesos de generación de energía eléctrica	2-41
2.8.1	Centrales con ciclo de vapor	2-41
2.8.2	Flujo de energía y pérdidas	2-42
2.8.3	Pérdidas en el almacenamiento del carbón	2-42
2.8.4	Pérdidas por combustible no quemado	2-43
2.8.5	Pérdidas por radiación	2-43
2.8.6	Pérdidas en el flujo de gases por la chimenea	2-43
2.8.7	Pérdidas mecánicas y eléctricas	2-44
2.8.8	Ciclo de la turbina, pérdidas en el condensador	2-44
2.8.9	Potencia utilizada en servicios auxiliares	2-45
2.8.10	Operación Cíclica	2-46
2.8.11	Recomendaciones para la selección y el diseño	2-47
3	PERDIDAS NO TECNICAS	3-1
3.1	Introducción	3-1
3.2	Presentación de la problemática	3-1
3.2.1	Clasificación de pérdidas no técnicas	3-2
3.2.2	Pérdidas de energía vs. pérdidas financieras	3-3
3.2.3	Pérdidas durante el registro de consumos	3-4
3.2.4	Pérdidas durante la facturación	3-5
3.2.5	Pérdidas durante el recaudo	3-6
3.3	Metodología general de estimación	3-6
3.4	Fraude	3-9
3.4.1	Introducción	3-9
3.4.2	Metodología de estimación	3-9
3.4.3	Esquemas de revisión	3-11
3.4.4	Control de pérdidas por fraude	3-11
3.5	Usuarios no suscriptores	3-14
3.5.1	Estimación	3-14
3.5.2	Control de usuarios no suscriptores	3-14
3.6	Errores en la estimación de los consumos	3-15
3.6.1	Fuentes de error en mediciones	3-16
3.6.2	Errores de medida para ventas en bloque	3-16
3.6.3	Pérdidas de energía por descalibración de medidores	3-17
3.6.4	Control de pérdidas por descalibración	3-19
3.7	Otras fuentes de pérdidas	3-20
3.7.1	Pérdidas en el proceso de registro	3-20
3.7.2	Pérdidas en facturación	3-20
4	EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA DE PROYECTOS DE REDUCCION DE PERDIDAS	4-1
4.1	Introducción	4-1
4.2	Evaluación económica - Metodología general	4-2
4.3	Costos de inversión	4-5
4.3.1	Distribución de imprevistos	4-5
4.3.2	Ajustes por precio sombra	4-5
4.4	Costos de operación y mantenimiento	4-6
4.4.1	Determinación de los costos o beneficios de operación y mantenimiento.	4-6
4.4.2	Ajuste por precios sombra	4-6

4.5.2	Cálculo del beneficio por reducción de pérdidas técnicas	4-7
4.5.3	Otros beneficios	4-8
4.6	Beneficio por reducción de pérdidas no técnicas	4-8
4.7	Beneficio por reducción de fallas	4-14
4.8	Análisis distributivo	4-15
4.9	Evaluación financiera	4-16
4.10	Cálculo y análisis de indicadores	4-18
4.11	Tratamiento del riesgo	4-19
4.11.1	Introducción	4-19
4.11.2	Alternativas de evaluación del riesgo	4-19
4.11.3	Estructura del árbol y asignación de probabilidades	4-21
4.11.4	Solución del árbol de decisiones	4-22
5	RECOMENDACIONES OPERATIVAS	5-1
5.1	Introducción	5-1
5.2	Alcance de las recomendaciones operativas	5-1
5.3	Objetivos de las empresas y pérdidas de energía eléctrica	5-2
5.3.1	Consideraciones generales	5-2
5.3.2	Objetivos de las empresas de servicios públicos	5-2
5.3.3	El objetivo de reducir las pérdidas de energía	5-3
5.4	Plan organizacional	5-4
5.4.1	Consideraciones generales	5-4
5.4.2	La estructura organizacional	5-4
5.5	Métodos y procedimientos	5-13
5.6	La obtención de resultados	5-14
5.6.1	El sistema de información gerencial	5-14
5.6.2	El control de gestión.	5-19
5.7	Infraestructura para el control y reducción de pérdidas de energía.	5-23
5.7.1	Los recursos humanos.	5-23
5.7.2	El soporte legal	5-24
5.7.3	El sistema de información	5-24
A	METODOLOGIAS PARA EL CALCULO DE BENEFICIOS	A-1
A.1	Beneficios por mejoras en regulación de tensión	A-1
A.2	Beneficios por mejoras en servicio para usuarios ilegales	A-4
B	EJEMPLO DE EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA	B-1
B.1	Evaluación económica	B-2
B.1.1	Definición de costos de inversión	B-2
B.1.2	Definición de los costos de operación y mantenimiento	B-4
B.1.3	Cálculo de beneficios	B-4
B.2	Resumen de costos y beneficios	B-8
B.3	Cálculo de indicadores	B-8
B.4	Evaluación financiera	B-10
B.4.1	Beneficios	B-10
B.4.2	Costo de inversión y de operación y mantenimiento	B-12
B.4.3	Indicadores financieros	B-13
B.5	Análisis distributivo	B-13
B.6	Análisis de riesgo	B-15
B.6.1	Análisis de sensibilidad	B-15
B.6.2	Arbol de decisiones	B-18

C	ESTRUCTURAS ORGANIZACIONALES BASICAS	C-1
C.1	Tipos de organización	C-1
C.2	Organización lineal	C-1
C.3	Organización funcional	C-3
C.4	Organización línea - staff	C-4
C.5	Los comités	C-5
C.6	La especialización sectorial	C-7
D	ESTRUCTURAS ORGANIZACIONALES TÍPICAS DE EMPRESAS ELEC- TRICAS	D-1
D.1	Denominación	D-1
D.2	Estructura organizacional típica de empresas generadoras	D-1
D.3	Estructura organizacional típica para empresas distribuidoras	D-7
D.4	Estructura organizacional típica para empresas generadoras - distribuidoras	D-9
E	EJEMPLO DE PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO	E-1
I	GLOSARIO	I-1
II	CONCEPTOS ECONOMICOS	II-1
III	CONCEPTOS ESTADISTICOS	III-1
III.1	Probabilidad	III-1
III.2	Muestreo	III-3
III.3	Estimación	III-4
III.4	Tamaño de la muestra	III-5
III.5	Técnicas de muestreo	III-7
III.5.1	Muestreo estratificado	III-7
III.5.2	Variables de estratificación	III-8
IV	SISTEMA DE MEDICIONES	IV-1
IV.1	Variables que se deben medir	IV-1
IV.2	Evaluación de costos	IV-2
IV.3	Selección de los sitios de medida	IV-4
IV.4	Evaluación del muestreo	IV-4
IV.5	Reducción de las fuentes de error	IV-7
IV.5.1	Equipo de medición	IV-7
IV.5.2	Errores humanos	IV-9
IV.6	Programas de coordinación	IV-9
IV.7	Error de simultaneidad en la lectura	IV-10
IV.8	Evaluación del error de variabilidad	IV-11
IV.9	Evaluación del error de simultaneidad	IV-13
IV.10	Programas de mantenimiento	IV-14
V	CASO COLOMBIANO	V-1
V.1	Introducción	V-1
V.2	Descripción del sistema colombiano	V-1
V.2.1	Reseña histórica	V-1
V.2.2	Estructura y operación del sector eléctrico	V-2
V.2.3	Demanda de energía y capacidad instalada	V-7
V.2.4	Cobertura y usuarios	V-7
V.2.5	Evolución histórica de las tarifas	V-11
V.2.6	Líneas de transmisión	V-11
V.3	Evolución histórica de las pérdidas: Datos básicos y diagnóstico	V-11
V.3.1	Pérdidas totales de energía	V-11

V.5	Diagnóstico preliminar	V-20
V.6	Metodología	V-23
V.7	Estudios y programas relacionados con pérdidas eléctricas	V-24
	V.7.1 Estudio de pérdidas de energía en el sector eléctrico colombiano	V-24
	V.7.2 Plan maestro de distribución	V-28
	V.7.3 Programa nacional de reducción de pérdidas eléctricas	V-29
V.8	Medidas organizativas	V-31
	V.8.1 Conformación	V-31
	V.8.2 Funciones	V-31
V.9	Actividades para reducción de pérdidas	V-33
	V.9.1 Principales actividades en el período 1983-1987	V-33
	V.9.2 Empresa de Energía de Bogotá	V-33
	V.9.3 Empresas Públicas de Medellín	V-34
V.10	Orientación para estudios y programas de reducción de pérdidas	V-35
	V.10.1 Diagnóstico	V-35
	V.10.2 Estudio de factibilidad	V-35
	V.10.3 Evaluación económica de proyectos	V-37
	V.10.4 Unificación de especificaciones técnicas (Normalización)	V-38

BIBLIOGRAFIA

Lista de Tablas

1.1	Inversión anual en energía como porcentaje de la inversión pública anual [53].	1-1
1.2	Estadísticas del sector eléctrico de países miembros de Olade [25]	1-3
1.3	Reporte mensual típico de una empresa eléctrica.	1-8
1.4	Ejemplo del balance global de un sistema.	1-9
1.5	Balance por subsistema.	1-13
1.6	Resumen de pérdidas por subsistema y global.	1-14
1.7	Eficiencia por subsistema (para el caso mostrado en la tabla 1.6)	1-19
1.8	Niveles deseables de pérdidas por subsistema	1-19
1.9	Ejemplos de desagregación de pérdidas técnicas de energía.	1-23
1.10	Datos de pérdidas técnicas y no técnicas.	1-24
2.1	Pérdidas de potencia según referencia [56].	2-34
2.2	Pérdidas de potencia según referencia [55].	2-34
2.3	Evaluación económica del conductor.	2-37
2.4	Evaluación económica del transformador.	2-39
2.5	Evaluación económica de condensadores.	2-40
2.6	Consumo de potencia en servicios auxiliares.	2-46
2.7	Efecto de la presión y la temperatura del vapor de agua sobre la eficiencia del ciclo [1].	2-47
4.1	Resumen del impacto distributivo del proyecto.	4-17
4.2	Criterio para el uso de técnicas de análisis de riesgo	4-19
5.1	Correspondencia entre las actividades de control y reducción de pérdidas con las áreas organizacionales	5-8
5.2	Informe sobre indicadores de gestión	5-21
5.3	Informe sobre el plan de acción	5-22
B.1	Costos de inversión	B-2
B.2	Impuestos	B-2
B.3	Costos de operación y mantenimiento con proyecto (en \$)	B-3
B.4	Número de usuarios a regularizar	B-3
B.5	Inversión anual del proyecto (millones \$)	B-5
B.6	Costos relevantes de operación y mantenimiento (millones \$)	B-5
B.7	Beneficios netos anuales	B-8
B.8	Resumen de costos y beneficios	B-9
B.9	Costos y beneficios financieros (millones \$)	B-12
B.10	Efecto distributivo de la inversión (millones \$)	B-14
B.11	Impacto distributivo. <i>VP</i> de costos y beneficios (millones \$).	B-16
B.12	Sensibilidad del <i>VPN</i> a la variación de factores relevantes	B-17

Lista de Figuras

1.1	Balance global de un sistema eléctrico: Esquema básico.	1-6
1.2	División de un sistema eléctrico en subsistemas.	1-11
1.3	Identificación de subsistemas de un sistema Electrico. Caso de Empresas Públicas de Medellin (EPM).	1-12
1.4	Ejemplo de evolución anual de pérdidas.	1-16
1.5	Zonas de aumento/reducción del porcentaje de pérdidas.	1-16
1.6	Evolución de pérdidas y proyección a largo plazo.	1-17
1.7	Pirámides de energía disponible.	1-18
1.8	Clasificación de las pérdidas.	1-21
1.9	Procedimiento general para el cálculo de pérdidas.	1-25
1.10	Pérdidas técnicas - "Sistema ideal".	1-26
1.11	Pérdidas técnicas - "Sistema Colombiano".	1-26
2.1	Pérdidas del sistema en función de la carga.	2-3
2.2	Modelo eléctrico del generador.	2-3
2.3	Relaciones de potencia en un generador.	2-4
2.4	Relaciones de potencia en un transformador.	2-4
2.5	Modelo eléctrico de un transformador.	2-5
2.6	Pérdidas en vacío en de un transformador, en función de la tensión aplicada.	2-7
2.7	Subsistema de transmisión.	2-7
2.8	Relaciones de potencia en una línea.	2-8
2.9	Línea de transmisión. Circuito π	2-9
2.10	Subsistema de distribución.	2-9
2.11	Representación de una línea de distribución.	2-10
2.12	Curva de duración de carga.	2-15
2.13	Evaluación de pérdidas de energía en función de la demanda mediante el uso de flujos de carga.	2-15
2.14	Pasos básicos en la estimación de pérdidas técnicas.	2-17
2.15	Factor de corrección de pérdidas por mal tiempo según el coeficiente de rugosidad m	2-21
2.16	Curvas típicas de factor de coincidencia.	2-23
2.17	Estimación de pérdidas técnicas en circuitos primarios.	2-25
2.18	Estimación de pérdidas técnicas en circuitos secundarios.	2-27
2.19	Representación simplificada de una línea de distribución.	2-29
2.20	Porcentaje de pérdidas en función del valor de resistencia.	2-30
2.21	Porcentaje de pérdidas en función del factor de potencia.	2-30
2.22	Porcentaje de pérdidas en función del nivel de tensión.	2-31
2.23	Diagrama vectorial de tensiones y corrientes.	2-32
2.24	Comportamiento de las pérdidas y la regulación en función del factor de potencia.	2-32
2.25	Diagrama simplificado del ciclo de vapor en una planta termoeléctrica.	2-41
2.26	Balance del flujo de energía en una planta termoeléctrica.	2-42
2.27	Efecto del exceso de aire sobre las pérdidas y la eficiencia en la caldera.	2-44
2.28	Trabajo realizado por Kg de vapor en la turbina.	2-45

3.1	Pérdidas de energía.	3-2
3.2	Clasificación de Pérdidas No Técnicas.	3-4
3.3	Modelo de medición de perdidas no técnicas.	3-7
3.4	Modelo de medición para redes radiales.	3-8
3.5	Curva de calibración de un medidor de energía.	3-17
3.6	Curvas de carga y duración de carga para un usuario individual.	3-18
3.7	Error de medición de potencia para un usuario.	3-19
3.8	Modificación de la curva de calibración de un medidor.	3-20
4.1	Proceso de la evaluación económica de un proyecto de control y reducción de pérdidas.	4-4
4.2	Curva de demanda - consumo fraudulento.	4-10
4.3	Curva de demanda - disminución de consumo fraudulento.	4-11
4.4	Curva de demanda - disminución en el costo anual por disminución en el consumo fraudulento.	4-12
4.5	Curva de demanda - pérdida en el excedente del consumidor.	4-12
4.6	Caso 1 : Tarifa del consumo marginal igual al costo marginal.	4-13
4.7	Caso 2: Tarifa inferior al costo marginal.	4-13
4.8	Caso 3: Tarifa superior al costo marginal.	4-14
4.9	Esquema del árbol.	4-21
4.10	Función acumulada de probabilidad en forma discreta 3 escalones.	4-22
5.1	Dependencias para el control de pérdidas	5-11
A.1	Demanda anual de energía CON y SIN el proyecto.	A-2
A.2	Curvas de demanda CON y SIN el proyecto.	A-2
A.3	Beneficio por la Mejora de la Regulación de Voltaje.	A-3
A.4	Costo de suministrar energía adicional.	A-4
A.5	Beneficio bruto por mejor servicio, para usuarios ilegales.	A-5
A.6	Costo de la energía incremental, para usuarios ilegales.	A-6
B.1	Curva de demanda	B-6
B.2	Excedente del consumidor	B-7
B.3	Sensibilidad del VPN a la variación de factores relevantes	B-19
B.4	Sensibilidad del VPN a la variación de otros factores relevantes	B-20
B.5	Esquema de árbol	B-21
B.6	Curva de probabilidad acumulada	B-22
D.1	Estructura organizacional típica de una empresa generadora	D-2
D.2	Estructura organizacional típica de una central térmica	D-5
D.3	Estructura organizacional típica de una empresa distribuidora	D-8
D.4	Estructura organizacional típica de una empresa generadora - distribuidora	D-10
II.1	Curva de demanda.	II-3
II.2	Curva de demanda simplificada.	II-4
II.3	Excedente del consumidor.	II-4
III.1	Distribución normal.	III-2
III.2	Distribución uniforme.	III-2
III.3	Distribución triangular.	III-3
III.4	Interpretación de la condición $P(-z_{\alpha/2} < Z < z_{\alpha/2}) = 1 - \alpha$	III-6
IV.1	Costos del sistema de medición y recuperación de pérdidas	IV-3
IV.2	Distribución anual de pérdidas eléctricas	IV-5
IV.3	Distribución de la probabilidad de carga de un usuario	IV-11
IV.4	Error relativo de la estimación del consumo total	IV-12

IV.7 Costo anual de mantenimiento	IV-16
V.1 Estructura institucional del sector eléctrico colombiano.	V-3
V.2 Esquema operacional del sector eléctrico colombiano.	V-4
V.3 Mapa de Colombia con las áreas de cubrimiento de las principales empresas del sector eléctrico.	V-5
V.4 Evolución histórica de la demanda de energía 1970 - 1978 en el sector eléctrico colombiano	V-8
V.5 Evolución histórica de la capacidad instalada en Colombia	V-10
V.6 Curva típica de demanda (MW) para 1988	V-13
V.7 Crecimiento histórico del número de suscriptores	V-14
V.8 Índice de cobertura rural y urbano - Sector eléctrico 1986	V-15
V.9 Tarifas medias reales (US\$/KWH) - Precios constantes a Dic/88	V-16
V.10 Relación consumo residencial con respecto a ingreso disponible.	V-17
V.11 Red de transmisión del sistema eléctrico colombiano - 1989	V-18
V.12 Crecimiento de pérdidas - Período 1971-1987	V-19
V.13 Índice de pérdidas de energía - Evolución histórica	V-22
V.14 Índices de pérdidas en 1988 - % de las respectivas demandas	V-22
V.15 Metodología general del sector eléctrico colombiano para el análisis y reducción de pérdidas eléctricas	V-26

1.4. INTRODUCCIÓN

El presente estudio tiene como objetivo principal analizar el estado actual del sector eléctrico colombiano, sus características operativas y económicas, y proponer medidas para mejorar su eficiencia y reducir las pérdidas de energía. El estudio se divide en cinco partes: la primera describe la estructura institucional y el esquema operacional del sector; la segunda muestra el mapa de Colombia con las áreas de cubrimiento de las principales empresas; la tercera y cuarta presentan la evolución histórica de la demanda y la capacidad instalada, respectivamente; y la quinta describe la metodología general para el análisis y reducción de pérdidas eléctricas.

El estudio se realizó a partir de datos suministrados por las empresas del sector eléctrico colombiano, así como de información secundaria obtenida de fuentes confiables. Los resultados se presentan en forma de cuadros, gráficos y mapas, que facilitan la comprensión de la información.

Nombre	Apellido	Fecha
...
...
...
...

Capítulo 1

PRESENTACION GENERAL DEL PROBLEMA

Este capítulo presenta en forma general el problema de las pérdidas eléctricas. A partir del balance de energía de un sistema se calculan las pérdidas totales que se producen en el mismo a nivel global y por subsistema y se hace un diagnóstico inicial con base en estos datos. Se clasifican luego las causas que producen las pérdidas con el fin de establecer, en capítulos posteriores, métodos apropiados para su cuantificación y control.

1.1 Introducción

1.1.1 Relaciones entre economía y energía

El escenario de América Latina y del Caribe ofrece un panorama en la cual el sector energético experimenta —en términos generales— una situación de estancamiento y deterioro, que contribuye a agravar aún más el difícil momento por el cual pasa la región. Siendo la disponibilidad de recursos de energía adecuados, a un costo razonable, vital para un crecimiento económico la inversión que requiere el sector energético en países en desarrollo sigue siendo muy alta y es, en promedio, alrededor de un 25% de la inversión pública total. La tabla 1.1 presenta los porcentajes de inversión en algunos países del área y del resto del mundo. No se prevé que la demanda intensiva de capital del sector energético, disminuya en el corto plazo y es un aspecto a considerar en la definición de estrategias de desarrollo energético. Ante esta situación se vislumbra una opción que ofrece una solución estructural: Buscar una nueva estrategia de desarrollo energético, más adaptada a los recursos locales, a los cambios necesarios en las estructuras productivas y a los niveles de vida de la población. Esta estrategia debe estar apoyada en un proceso de cooperación e integración regionales.

Tradicionalmente los planificadores energéticos y económicos en general, sostenían que la energía constituía un motor para el crecimiento y desarrollo. Sin embargo, acontecimientos ocurridos durante los últimos diez a quince años muestran que la falta de coordinación entre las políticas de desarrollo económico y las estrategias energéticas, han hecho que el sector no juegue necesariamente

Mayor que 40%	30 a 40%	20 a 30%	Menor que 20%
Argentina	Ecuador	Botswana	Egipto
Brasil	India	Costa Rica	Etiopia
Colombia	Pakistan	China	Ghana
Corea	Filipinas	Liberia	Nigeria
Mexico	Turquía	Nepal	Sudán

Tabla 1.1: Inversión anual en energía como porcentaje de la inversión pública anual [53].

el papel de motor que se le había asignado. Surge, en consecuencia, la necesidad de integrar las estrategias de desarrollo energético en el marco más general de desarrollo económico para cada uno de los países de la región.

Según análisis efectuados en el área [2], es interesante destacar que la integración de políticas sectoriales y subsectoriales, así como la evolución de técnicas de análisis del sector de energía, han ido evolucionado en total concordancia con los eventos socioeconómicos de la región. Así, por ejemplo, antes de la crisis de los precios del petróleo de los años 1973/74 las técnicas de análisis del sector eran totalmente aisladas entre los distintos subsectores componentes y estaban referidas fundamentalmente a la oferta del sector. Cualquier desajuste en el equilibrio entre la oferta y la demanda era, por lo general, corregido mediante incrementos de la oferta del subsector en cuestión. Tales mecanismos ignoraban los nexos existentes entre los distintos subsectores entre sí y las del sector con la economía.

A partir de 1973/74 los países importadores de petróleo, así como los exportadores, vieron la necesidad de integrar las políticas subsectoriales. Esto llevó a estudiar más a fondo el consumo energético de la región para analizar potencialidades de ahorro y conservación de hidrocarburos. Se comenzó en esta forma una "Planificación Energética Integral".

Esta planificación, aplicada al subsector de energía eléctrica, identifica como una prioridad el aumento de la eficiencia de este sector por medio de una disminución de los altos porcentajes de pérdidas de energía que se registran en el mismo y que en la región superan los niveles considerados aceptables para sistemas eléctricos planeados y operados con criterios económicos.

1.1.2 El sector eléctrico y el crecimiento económico

Uno de los aspectos fundamentales en la definición de políticas energéticas es la valoración de la influencia del sector en el crecimiento económico. La afirmación sin mayor discusión de que el motor de la economía era la energía eléctrica, llevó a algunos países latinoamericanos a destinar recursos económicos y financieros muy elevados al subsector de energía eléctrica.

Aceptando como medida de crecimiento el producto interno bruto, se puede concluir que en general en los países de la región, el valor agregado del sector eléctrico es normalmente una pequeña proporción (del orden de un 2 a 3%) del PIB mientras que el sector hidrocarburos participa en un porcentaje bastante mayor (del orden de un 15% para países exportadores y un 5% para países importadores de petróleo) [83].

Otros intentos de medir la influencia de los subsectores mencionados, por medio tablas de insumo-producto en la formación del valor agregado de los sectores económicos, registran valores negativos.

Desde el punto de vista de la generación de excedentes económicos, los cuales miden la influencia de los sectores en el crecimiento de la economía, el subsector petrolero normalmente es un generador de excedentes en los países exportadores del mismo y que puede serlo en los países importadores mediante políticas fiscales adecuadas. En contraposición, el subsector eléctrico en casi todos los países de la región, no solamente no genera excedentes económicos, sino que los absorbe de la economía en general.

Finalmente las relaciones de capital/producto, que señala los requisitos de capital para obtener un producto determinado, indican que para la región tales coeficientes son para el sector eléctrico muy superiores que para otros sectores de la economía, tales como la industria, la agricultura, etc.

1.1.3 Perspectivas del sector eléctrico en la región

Teniendo en cuenta las consideraciones de la relación del crecimiento económico con el sector de energía, es importante reconocer que el subsector eléctrico deberá jugar un papel importante con el fin de contribuir al desarrollo económico y social de la región.

La eficiencia económica del sector eléctrico se cumplirá, en lo referente a la macroeconomía, si se cumplen simultáneamente los criterios de eficiencia productiva y eficiencia en la asignación de recursos.

La eficiencia productiva se logrará por medio de adecuadas políticas de expansión óptima de los sistemas eléctricos, así como por medio de la operación óptima de los mismos.

	CAPACIDAD INSTALADA		GENERACION		CONSUMO kWH/HAB
	MW	%	GWH	%	
Nuclear	2227	1.5	6407	1.2	
Geotérmica	885	0.6	6242	1.2	
Termoeléctrica	54480	38.0	161910	30.4	
Hidroeléctrica	85899	59.9	357595	67.2	
TOTAL	143491	100.0	532154	100.0	1134

Tabla 1.2: Estadísticas del sector eléctrico de países miembros de Olade [25]

La asignación óptima de recursos se logrará, según el punto de vista teórico, a través de políticas tarifarias basadas en los criterios de costo marginal de largo plazo, siempre y cuando se involucren a todos los sectores de la economía, entre los cuales está el subsector eléctrico.

Lo anterior hace imperativo que se tomen acciones en las siguientes áreas para mejorar la eficiencia del sector eléctrico:

- Planificación de los sistemas.
- Planificación financiera.
- Operación óptima de los sistemas.
- Gestion empresarial.
- Política tarifaria.

Como parte de la planificación de los sistemas se deben tener en cuenta los criterios económicos adecuados, incluyendo los relacionados con pérdidas de energía, que redunden en el óptimo económico global de expansión. En esta planificación deben identificarse las medidas correctivas necesarias para reducir y mantener a corto, mediano y largo plazo niveles de pérdidas económicas.

Por otra parte la operación óptima debe incluir el control de pérdidas de energía como un objetivo que tiene una gran potencialidad de ahorro en la economía. Lo anterior, complementado con políticas de manejo de la demanda y uso racional de la energía eléctrica, permitirían aumentar aún más los ahorros esperados.

Toda mejora de eficiencia en cualquiera de los componentes de un sistema eléctrico, tendrá repercusiones en el subsector, las cuales se reflejarán en el sector energético y finalmente en la economía.

La disminución de pérdidas a todo nivel, se traduce en una mayor disponibilidad de capacidad instalada y menor consumo de combustible para un mismo nivel de beneficio social y económico de consumo de energía eléctrica. Esto implicaría a nivel del sector energético, una menor utilización de energía primaria y una eventual disminución de inversiones en el subsector eléctrico.

Desde el punto de vista macroeconómico, el impacto de la reducción de pérdidas puede materializarse en varias formas. Por una parte, se liberarán recursos financieros -de por si escasos- los que de acuerdo con prioridades de desarrollo económico podrán ser volcados a otros sectores de la economía. De otro lado los ahorros de combustibles, eventualmente, disminuirán la presión en la cuenta corriente de la balanza de pagos de los países importadores de petróleo.

1.1.4 Estimaciones globales

La tabla 1.2 presenta las principales estadísticas relativas al sector eléctrico en los países miembros de OLADE para 1988.

Aunque no se conocen datos completos de pérdidas de la región, para efectos de ilustrar la potencialidad de las medidas relacionadas con la reducción de pérdidas eléctricas, se puede efectuar el siguiente análisis simplificado:

del área crece a un ritmo del 5% anual en promedio, la cantidad de energía total que se ahorraría en los doce años, sería del orden de 262000 GWH (aproximadamente 50% del total generado en 1988), es decir, 22000 GWH en promedio por año para el período analizado.

Por otra parte, la reducción de la energía se traduce en una disminución del pico de carga y por ende se diferencian las necesidades de una capacidad instalada adicional, la cual se puede estimar en más de 9000 MW, 6.7% de la capacidad instalada actual, al final del período de 12 años analizado.

Estas cifras estimadas muy conservativamente con respecto al verdadero ahorro esperado de medidas de reducción de pérdidas efectivas en la región, permiten visualizar la gran importancia de mejorar la eficiencia de los sistemas eléctricos en América Latina y el Caribe.

1.2 Pérdidas eléctricas de potencia

Un sistema eléctrico está integrado por una serie de elementos encargados de la generación, transformación, transporte y conversión 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 el 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 no se aprovecha aunque sí hace 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.

Para suplir la carga se deben tener en cuenta, en la operación del sistema, las pérdidas de potencia en los despachos de generación que asignan un programa de generación a cada unidad generadora para el período considerado. Con el fin de reducir costos de operación es posible definir esquemas de generación que, cumpliendo con las restricciones de la operación, reduzcan las pérdidas instantáneas. Esto se puede lograr por ejemplo, por medio de un despacho económico de unidades que involucre el criterio de reducción de pérdidas.

Resulta impráctico registrar y almacenar todos los datos instantáneos de operación de un sistema eléctrico. En efecto, sólo pocos datos instantáneos son de interés siendo los más importantes los valores a carga máxima y el tiempo en el cual ocurren los valores máximos. Se opta en consecuencia por tomar muestras de datos de la operación generalmente a horas determinadas. La mayoría de datos restantes que se toman en un sistema eléctrico corresponden al comportamiento promedio durante un tiempo determinado lo cual implica la medición de cantidades de energía.

Es indispensable para propósitos de facturación (con excepción de cargos por demanda máxima), estadística, contabilización, etc. medir cantidades de electricidad en energía. La energía eléctrica medida es igual a la potencia promedio utilizada multiplicada por el tiempo de utilización.

Las pérdidas eléctricas en un período de tiempo determinado, 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 multitud de 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 considerado. Al igual que la contabilidad de una empresa, el balance de energía y su análisis debe dar la información suficiente para indicar diferentes aspectos de la forma como se efectuó la operación incluyendo el comportamiento de sus principales subsistemas o componentes.

Todo 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 de energía y de los aparatos que acondicionan las medidas de tensión y corriente de entrada a 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 esta razón y en virtud de la gran diferencia entre sistemas, los balances de energía pueden variar en el grado de detalle que cada sistema requiera.

Según el detalle requerido se identifican dos tipos de balances de energía: balance global y balance detallado o por subsistema. Estos balances se explican a continuación luego de las consideraciones generales aplicables a todo balance.

1.3.1 Consideraciones generales

Los siguientes aspectos influyen en los datos utilizados en los balances de energía y por consiguiente en la precisión del balance.

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 se derive de patrones o estándares internacionales aceptados.

La precisión de las lecturas debe reflejarse en los balances con anotaciones de la exactitud de las cifras del balance, es decir, se debe efectuar un análisis de error con base en la precisión de los instrumentos de medida de forma que se indique la precisión mayor o menor de los datos.

Simultaneidad de las lecturas Las lecturas de los contadores de energía a partir de las cuales se elabora el balance de energía deberían tomarse en forma simultánea. La simultaneidad se logra generalmente con mecanismos de lectura automáticos tales como unidades terminales remotas que hacen parte de un sistema de control centralizado y que envían su información a computadores para su procesamiento. Otros medios de lograr una simultaneidad, aunque menos precisa que en el caso anterior, es utilizar registradores en medios magnéticos locales los cuales producen información que se lleva directamente a un computador de procesamiento.

Teniendo en cuenta que es imposible lograr una simultaneidad en la lectura de contadores con los métodos manuales actualmente utilizados, especialmente a nivel de usuarios del servicio de electricidad, se debe compensar esta imprecisión de los balances sobre períodos cortos de tiempo aumentando los períodos de tiempo para los balances complementarios que se produzcan. Un período de un año por varias razones es adecuado para este propósito aunque períodos mayores disminuyen aún más el error analizado.

Periodicidad de las lecturas Todas las lecturas de energía deben tomarse al menos con la periodicidad requerida por el balance; esto es, al menos se debe disponer de una lectura de energía de cada una de las requeridas para el balance. La periodicidad con que se puede realizar el balance está determinada, en consecuencia, por la menor periodicidad con que se tomen las lecturas. Teniendo en cuenta que esta periodicidad está determinada por lo general por la toma de lecturas de contadores de usuarios, se puede realizar el balance con la periodicidad de la facturación; es decir, mensual o bimensualmente según el período de facturación.

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 o bimensuales.

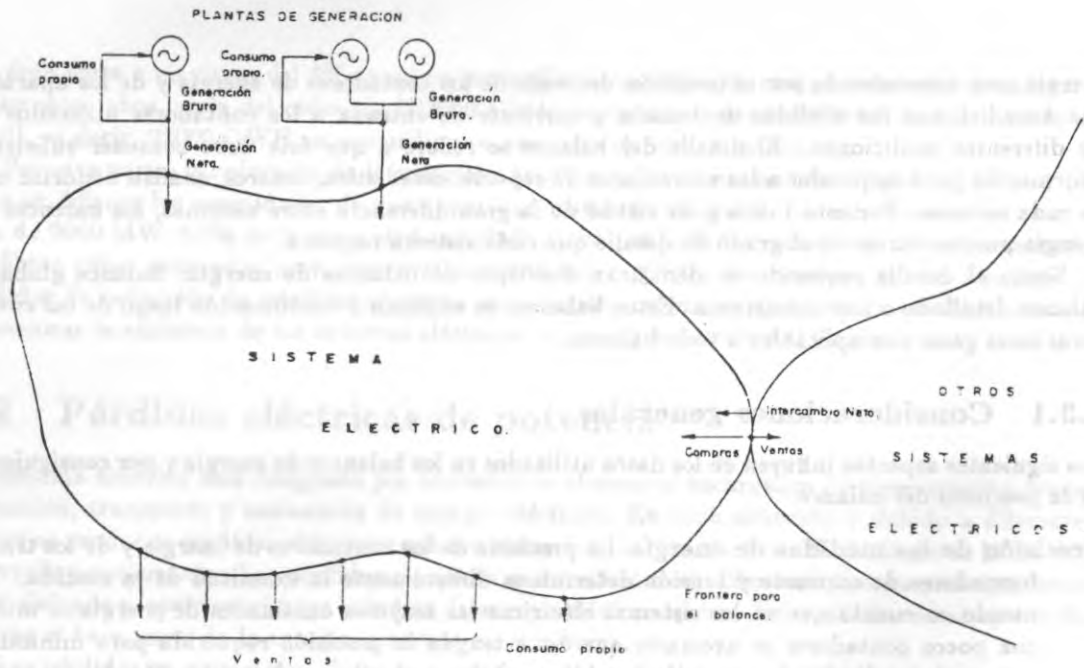


Figura 1.1: Balance global de un sistema eléctrico: Esquema básico.

1.3.2 Componentes del balance

Como su nombre lo indica con este balance se quiere reflejar en forma general la operación del sistema eléctrico en el período considerado. La figura 1.1 presenta en forma esquemática un sistema eléctrico. El sistema eléctrico para propósitos del 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 uno de 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 utiliza 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:

$$\text{Generación neta planta} = \text{Generación bruta planta} - \text{Consumo propio planta} \quad (1.1)$$

La generación neta de la planta será el resultado de un balance local de la generación bruta de todas las unidades de la planta menos los consumos propios de los auxiliares de la planta, muchos de los cuales se comparten entre varias unidades generadoras. La generación neta de todo el sistema se contabiliza como la suma de la generación neta de todas las plantas del sistema:

$$\text{Generación neta sistema} = \sum_{i=1}^n \text{Generación neta planta } i \quad (1.2)$$

La generación neta de entrada al sistema siempre se toma con signo positivo para propósitos del balance.

2. **Intercambio:** en estos puntos se efectúan las transacciones o 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 sitio, calculándose el intercambio neto en la siguiente forma:

$$\text{Intercambio neto sitio} = \text{Compra energía sitio} - \text{Venta energía sitio} \quad (1.3)$$

Tanto las compras de energía como las ventas se toman para la ecuación anterior en valores absolutos, siendo el intercambio neto positivo si predominan las compras sobre las ventas. Si predominan las ventas, el intercambio neto será negativo.

Los sistemas que no tengan generación propia y por lo tanto dependan de la generación entregada por otros sistemas pueden aplicar la fórmula anterior a los puntos de compra de energía, siendo las ventas iguales a cero.

El intercambio neto de todo el sistema se contabiliza como la suma de los intercambios netos de todos los sitios de transferencia:

$$\text{Intercambio neto sistema} = \sum_{i=1}^m \text{Intercambio neto sitio } i \quad (1.4)$$

3. **Venta:** estos puntos agrupan los de venta de energía a sistemas distribuidores (ventas en bloque), las ventas a grandes y pequeños consumidores usuarios del servicio eléctrico, alumbrado público y demás servicios comunitarios y en general todos los puntos donde se efectúe entrega de energía eléctrica, incluyendo 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 como la suma de todas las ventas efectuadas, entendiéndose por ventas no sólo las facturadas y recaudadas sino en general toda transacción de energía aunque ésta no dé lugar a un cobro por parte de la empresa administradora del sistema.

$$\text{Ventas sistema} = \sum_{i=1}^k \text{Ventas por sitio } i \quad (1.5)$$

Todas las ventas se toman con signo positivo.

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:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Generación neta} & + & \text{Intercambio neto} & - & \text{Ventas} & = & \text{Pérdidas} \\ \text{sistema} & & \text{sistema} & & \text{sistema} & & \text{sistema} \end{array} \quad (1.6)$$

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

El balance global de un sistema con los elementos anteriores se puede presentar como se indica en la figura 1.2.

La tabla 1.3 presenta, a manera de ejemplo, un balance de una empresa, el cual incluye los componentes presentados. Para esta empresa, el balance global de pérdidas de energía se presenta en la tabla 1.4.

1.3.4 Balance por subsistema

El balance global presentado en el numeral anterior permite determinar la totalidad de las pérdidas pero sin identificar ni su localización geográfica ni el reparto de las mismas en los diferentes niveles de tensión ni 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 para los fines de esta presentación es una parte del sistema eléctrico completamente identificada en cuanto a sus fronteras con otros subsistemas y que cuenta con mediciones de energía en todas las fronteras.

La figura 1.2 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, a saber : transmisión, subtransmisión y distribución. En lugar de nombres en algunos sistemas eléctricos es conveniente utilizar directamente el nombre del nivel de tensión que caracteriza el subsistema como por ejemplo: nivel de 115 kV, nivel de 44 kV, etc.

COMPAÑIA BOLIVIANA DE ENERGIA ELECTRICA S.A.
BOLIVIAN POWER COMPANY LIMITED
DIVISION - LA PAZ
MONTHLY STATISTICAL REPORT FOR MARCH 1989

	MEGAWATTHOUR			STATION SERVICE MWH	STM. COINCID. PEAK	
	GROSS				DATE:31	HR: 19.30
	Mthly	Yr. to date	12 mth. cum.		MW	MVA
Achachicala						
Zongo						
Botijlaca						
Cuticucho						
Santa Rosa No. 1						
Santa Rosa No. 2						
Sainani						
Chururaqui						
Marca						
Canua						
Gross production						
Station service						
TOTAL TRNSM'D						
Renco s/s import						
Renco s/s export						
Nett import						
System total						
Company use				12 Month. system data		
Transm & s/s losses				Peak load MW: 127.50 Date:		
Distrib'n losses				Load factor : 51.98%		
				% Sold to systm total: 81.59		
				Customers	kWH/Cust (12 Mth Cum.)	
TOTAL SALES						
Domestic - B2						
Domestic - B3						
Domestic - B4						
Domestic - B5						
TOTAL DOMESTIC						
General small - C1						
General large - C2						
Industrial small - D						
Industrial large - E						
Special contracts - F						
Street lighting						
Small towns						
Rural electrification						
Chojlia mine (Ende)						
Desaguadero (Ende)						
Kasani (Ende)						
Adjustments (1.0/RDC)						
Municipal & gov't	MWH	Customers		Dbtn. Transf.	Nr	KVA
Municipality				Company Owned		
Government				Custmr Owned		
La Paz peak demand				TOTAL		
Without export to Ende				Tfmr. Ratio		
DATE:30 HR: 20:00				Street Lightng	Nr.	KW
MW : 127.50 MVA: 141.11			Company own'd			
			MUNICIPAL			

Tabla 1.3: Reporte mensual típico de una empresa eléctrica.

	MENSUAL			ACUMULADO	ULTIMOS
	BRUTA	CONS. PROPIO	NETO	ANUAL	DOCE MESES
a. Generacion					
PLANTA				NETO (2)	NETO (2)
Achachicala	1,460.20	9.35	1,450.85	4,037.07	13,226.91
Zongo	746.40	15.70	730.70	2,033.21	6,661.54
Botijlaca	2,064.00	2.64	2,061.36	5,735.85	18,792.72
Cuticucho	5,592.00	4.08	5,587.92	15,548.69	50,943.17
Santa Rosa No.1	1,943.90	2.24	1,941.66	5,402.77	17,701.45
Santa Rosa No.2	3,667.30	3.35	3,663.95	10,195.14	33,402.99
Sainani	6,942.00	3.06	6,938.94	19,307.98	63,259.96
Chururaqui	12,261.60	5.98	12,255.62	34,101.93	111,730.33
Harca	12,650.00	12.27	12,637.73	35,165.17	115,213.89
Cahua	13,494.60	17.53	13,477.07	37,500.67	122,865.87
GENERACION NETA SISTEMA			60,745.80	169,028.48	553,798.83
b. Intercambios					
	COMPRA	VENTA			
Kenko	1,848.00	(11,004.00)	(9,156.00)	(23,490.00)	26,779.94
INTERCAMBIO NETO SISTEMA			(9,156.00)	(23,490.00)	26,779.94
c. Ventas					
Consumo Propio			(393.73)	(1,160.98)	(4,576.20)
Ventas			(39,317.18)	(119,022.70)	(473,687.33)
VENTAS SISTEMA			(39,710.91)	(120,183.68)	(478,263.53)
ENERGIA DISPONIBLE			51,589.80	145,538.48	580,578.77
PERDIDAS SISTEMA			11,878.89	25,354.80	102,315.24
PORCENTAJE DE PERDIDAS (%)			23.03	17.42	17.62

- (1) Todos los datos en Megavatios-hora
- (2) Datos supuestos por planta

Tabla 1.4: Ejemplo del balance global de un sistema.

En forma similar la subdivisión puede y debe hacerse por regiones geográficas con el fin de determinar la localización de las mismas. Esto es particularmente útil en grandes sistemas interconectados que comprenden diferentes empresas. La división geográfica normalmente coincide con el área de influencia de una empresa; en este caso, se confunden las fronteras del subsistema con las fronteras comerciales en las cuales se cuenta normalmente con medición de energía. Cada subsistema regional puede a su vez estar dividido en subsistemas eléctricos por niveles de tensión como los presentados en la figura 1.2.

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

El intercambio neto total es la suma de los intercambios anteriores para cada subsistema.

Con el fin de contabilizar los intercambios entre subsistemas se deben efectuar las siguientes equivalencias:

- *Compras a otros sistemas equivalente a Energía recibida de otros subsistemas*
- *Ventas a otros sistemas equivalente a Energía entregada a otros subsistemas*

La energía entregada a otros subsistemas debe ser medida alrededor del subsistema y efectuar el balance de energía correspondiente. Esta medida de energía no siempre está disponible en los sistemas eléctricos salvo en fronteras donde se efectúe alguna transacción de energía. Sin embargo, este valor es fundamental para establecer un control adecuado de las pérdidas como se explica más adelante. Como una alternativa, esta medida puede calcularse como la integral de la potencia medida. Esto se debe efectuar preferiblemente como parte de los cálculos de un centro de control en el que se disponga periódicamente de la medida lo que garantiza la precisión requerida.

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:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Generación} & & \text{Intercambio} & & \text{Intercambio} & & \text{Ventas} & & \text{Pérdidas} & & \\ \text{neta} & + & \text{neto otras} & + & \text{neto otros} & - & \text{subsistema} & = & \text{subsistema} & & \\ \text{subsistema} & & \text{empresas} & & \text{subsistemas} & & & & & & \end{array} \quad (1.7)$$

La figura 1.3 presenta a manera de ejemplo la subdivisión de una empresa en subsistemas, según los niveles de tensión de sus diferentes partes.

La tabla 1.5 presenta el balance por subsistema, identificando las pérdidas para cada uno de ellos. Por otra parte, en la tabla 1.6 se presenta el resumen general para el sistema con los correspondientes balances: general y por subsistema.

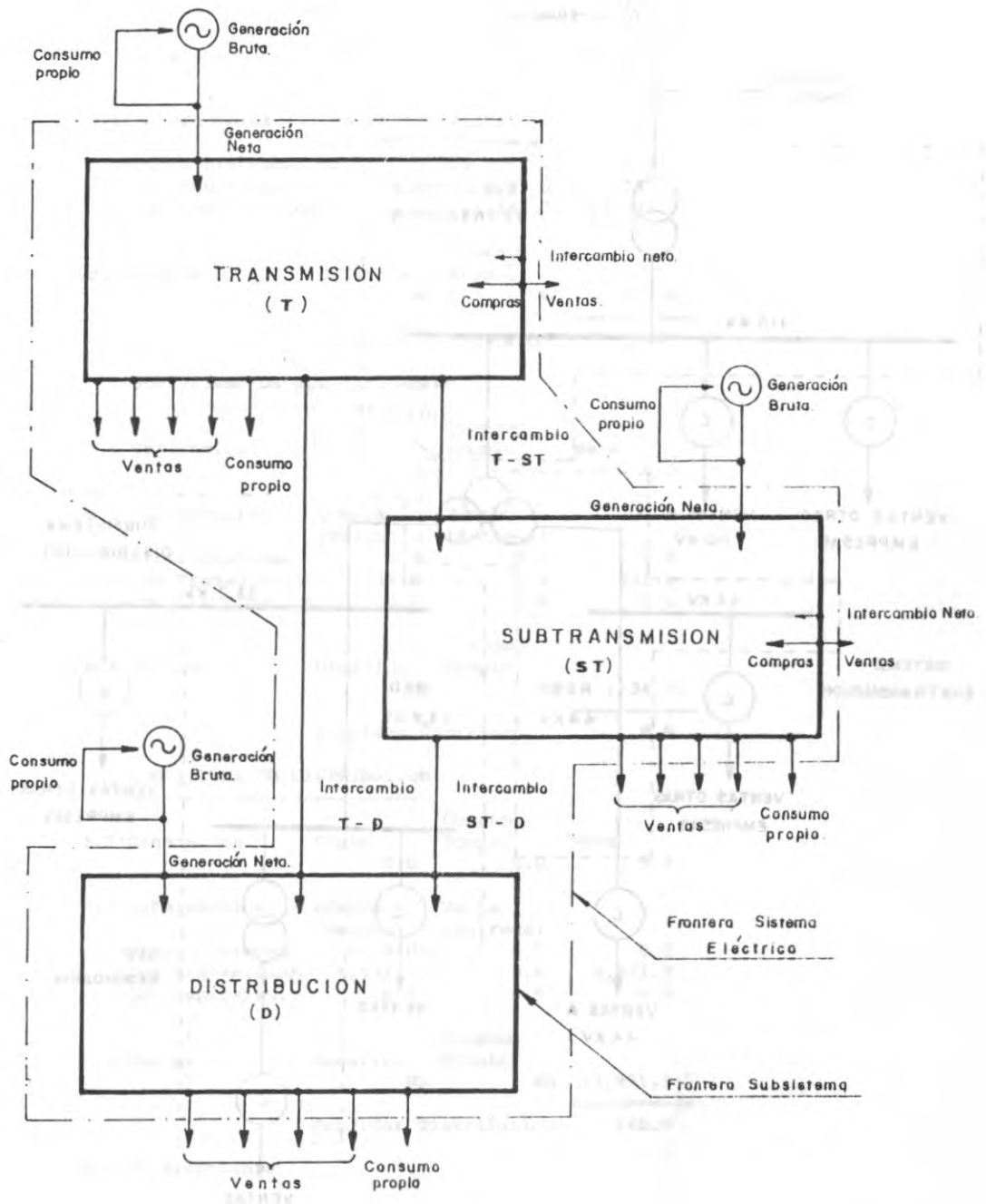


Figura 1.2: División de un sistema eléctrico en subsistemas.

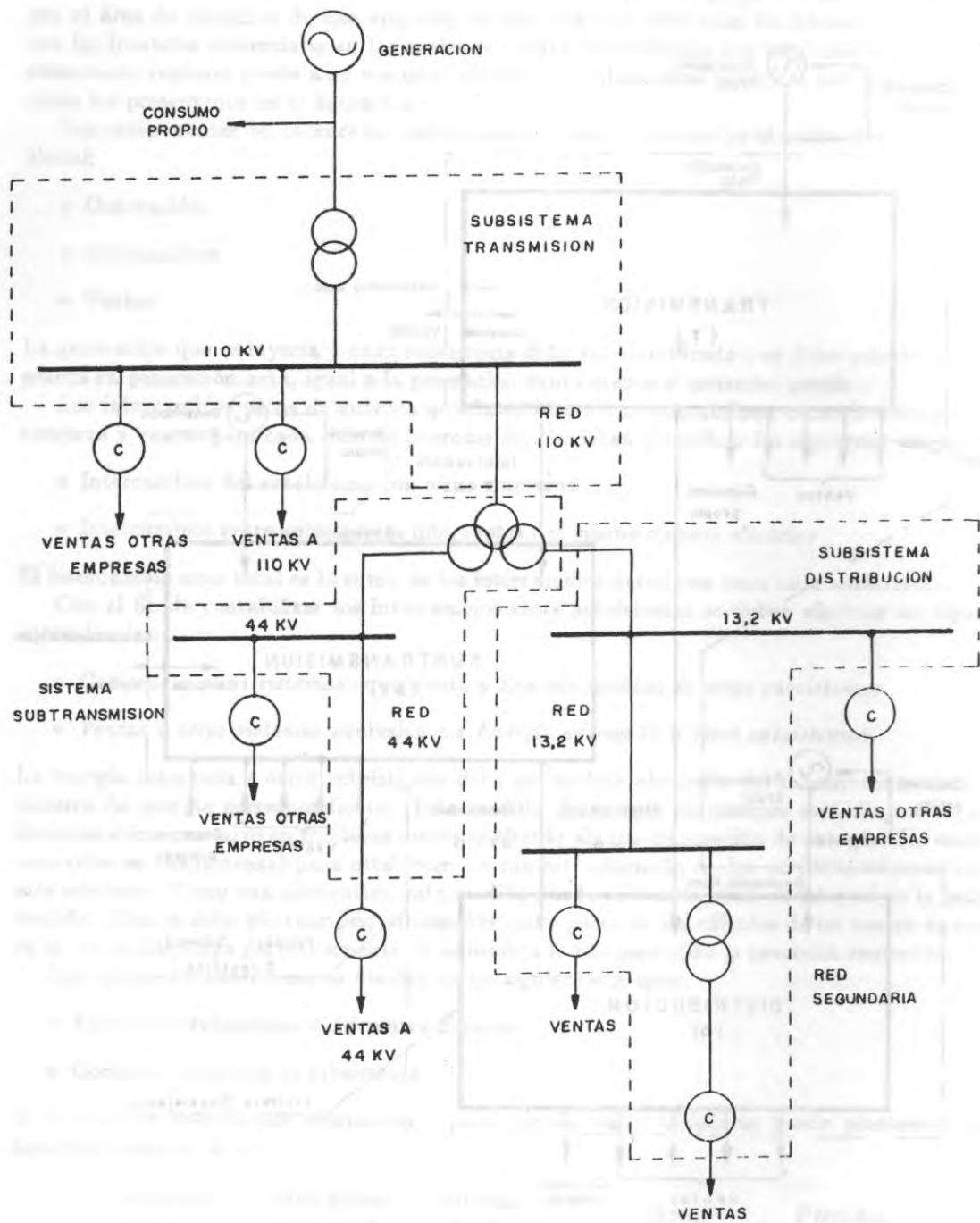


Figura 1.3: Identificación de subsistemas de un sistema Electrico. Caso de Empresas Públicas de Medellín (EPM).

SUBSISTEMA DE TRANSMISION

a.1 Generacion	Bruta	Consumo Propio	Neta
	5,819.0	11.5	5,807.5
b.1 Intercambios	Compra (Recibo)	Venta (Entrega)	
-Otros Sistemas	ND	ND	878.1
-Con Subtransm.	0.0	(735.0)	(735.0)
-Con Distribucion	0.0	(4,932.7)	(4,932.7)
c.1 Ventas	Usuarios	Consumo Propio	
	ND	ND	(853.8)
	Perdidas Transmision		164.1

SUBSISTEMA DE SUBTRANSMISION

a.1 Generacion	Bruta	Consumo Propio	Neta
	0.0	0.0	0.0
b.1 Intercambios	Compra (Recibo)	Venta (Entrega)	
-Otros Sistemas	0.0	0.0	0.0
-Con Transmision	735.0	0.0	735.0
-Con Distribucion	0.0	0.0	0.0
c.1 Ventas	Usuarios	Consumo Propio	
	ND	ND	(734.2)
	Perdidas Subtransm.		0.8

SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION

a.1 Generacion	Bruta	Consumo Propio	Neta
	0.0	0.0	0.0
b.1 Intercambios	Compra (Recibo)	Venta (Entrega)	
-Otros Sistemas	0.0	0.0	0.0
-Con Transmision	4,932.7	0.0	4,932.7
-Con Subtransm.	0.0	0.0	0.0
c.1 Ventas	Usuarios	Consumo Propio	
	ND	ND	(3,991.9)
	Perdidas Distribucion		940.8

ND: No disponible

Tabla 1.5: Balance por subsistema.

	TRANSMISION (T)	SUBTRANSMISION (ST)	DISTRIBUCION (D)	BALANCE
GENERACION NETA	5,807.50	0.00	0.00	5,807.50
INTERCAMBIO NETO	878.10	0.00	0.00	878.10
INTERCAMBIO T - ST	(735.00)	735.00	0.00	0.00
INTERCAMBIO T - D	(4,932.70)	0.00	4,932.70	0.00
VENTAS	(853.80)	(734.20)	(3,991.90)	(5,579.90)
PERDIDAS	164.10	0.80	940.80	1,105.70
ENERGIA DISPONIBLE	6,685.60	735.00	4,932.70	6,685.60
PORCENTAJE DE PERDIDAS	2.45	0.11	19.07	16.54

Tabla 1.6: Resumen de pérdidas por subsistema y global.

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 según se explica a continuación.

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:

$$\text{Porcentaje de pérdidas del sistema} = \frac{\text{Pérdidas sistema}}{\text{Energía disponible}} \times 100 \quad (1.8)$$

donde

$$\text{Energía disponible} = \text{Generación neta sistema} + \text{Intercambio neto sistema} \quad (1.9)$$

y

$$\text{Eficiencia sistema} = 100 - \text{Pérdidas sistema (\%)} \quad (1.10)$$

Los índices anteriores se pueden calcular para un período (mensual, bimensual, etc.), para el acumulado del año y para los últimos doce meses según lo presentado en el numeral 1.2. Estos últimos son mejores indicadores para propósitos de estudiar comportamientos y tendencias estables de las pérdidas.

La figura 1.4 presenta un ejemplo de evolución del porcentaje de pérdidas de energía en un año. En la misma figura se puede graficar el porcentaje de pérdidas óptimo para el sistema analizado. 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:

$$\text{Porcentaje de pérdidas excesivo} > 10\% \quad [42])$$

$$\text{Porcentaje de pérdidas deseable} = 6\% \text{ a } 8\% \quad [55])$$

Además de comparar los porcentajes de pérdidas con el óptimo económico es importante monitorear la variación de las mismas en el tiempo. La figura 1.5 muestra el crecimiento de la energía disponible (pérdidas más ventas de energía) y el crecimiento del cuadrado de esta cantidad (proporcional al cuadrado de la demanda o I^2). Estas curvas se han normalizado con respecto a su valor inicial al comienzo del período, de forma que se pueden representar varias curvas sobre la misma escala. Las curvas así definidas separan tres zonas a saber:

Zona I: en esta zona las pérdidas se reducen porcentualmente lo que indica que las ventas crecen más rápido que las pérdidas. Este es un indicio de la efectividad de medidas de reducción de pérdidas.

Zona II: en esta zona las pérdidas aumentan más rápido que las ventas y por lo tanto su porcentaje aumenta. En esta zona se puede considerar que las medidas de reducción de pérdidas no son adecuadas y/o se presenta el caso de un crecimiento de las pérdidas no técnicas.

Zona III: en esta zona las pérdidas crecen aceleradamente como consecuencia de un crecimiento de la demanda sin ninguna medida de control de pérdidas y/o refuerzo adecuado de la red. Puede también reflejar un porcentaje muy alto de pérdidas no técnicas o una combinación de los factores mencionados.

La figura 1.6 presenta el caso de un sistema eléctrico en el cual el porcentaje de pérdidas pasó de un 18% a un 24% en un período de 10 años. En el período considerado se presentó, en este sistema, un aumento promedio del 6% anual de la energía disponible (duplicación cada 12 años) mientras

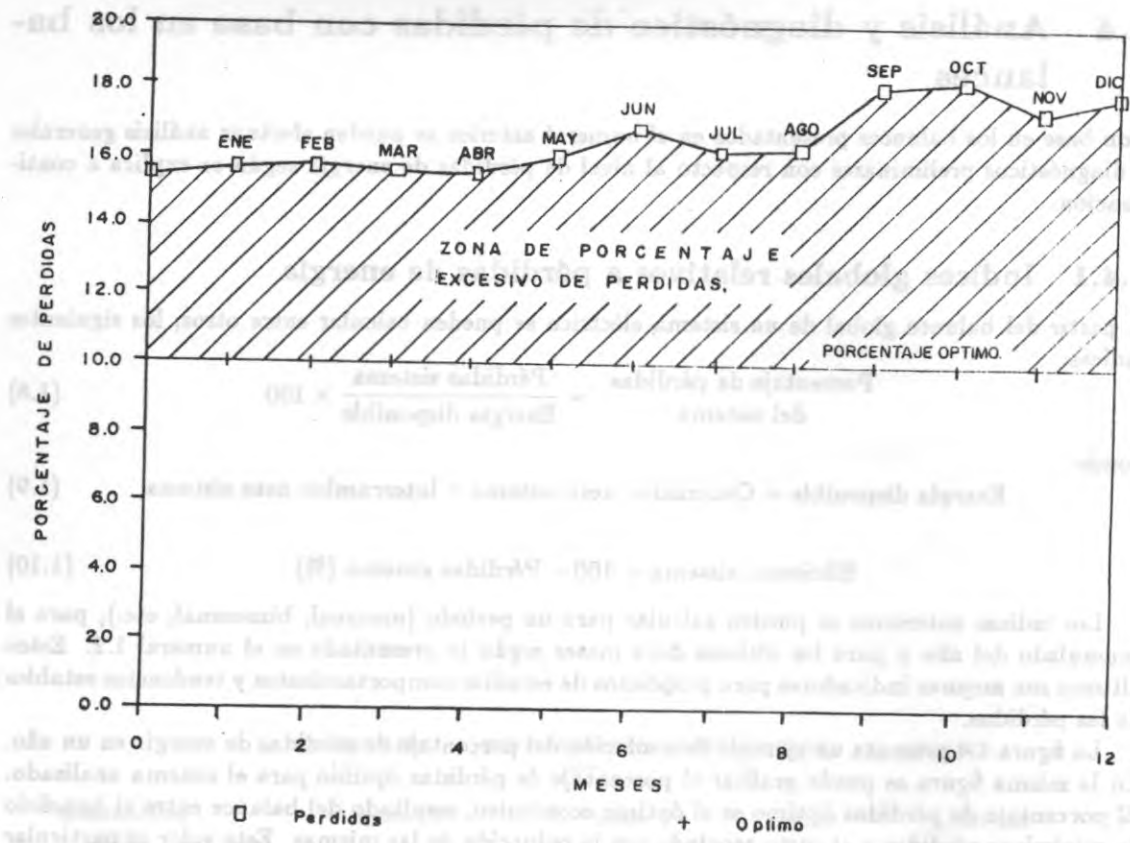


Figura 1.4: Ejemplo de evolución anual de pérdidas.

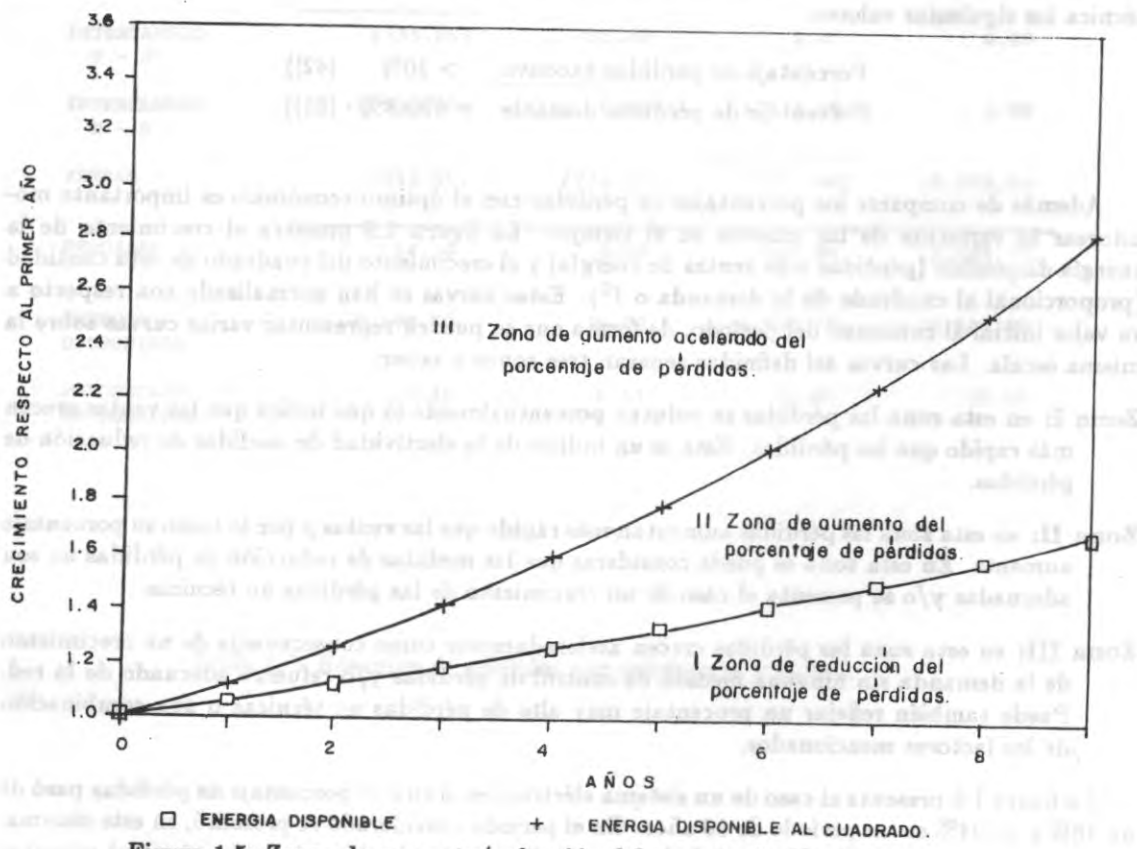


Figura 1.5: Zonas de aumento/reducción del porcentaje de pérdidas.

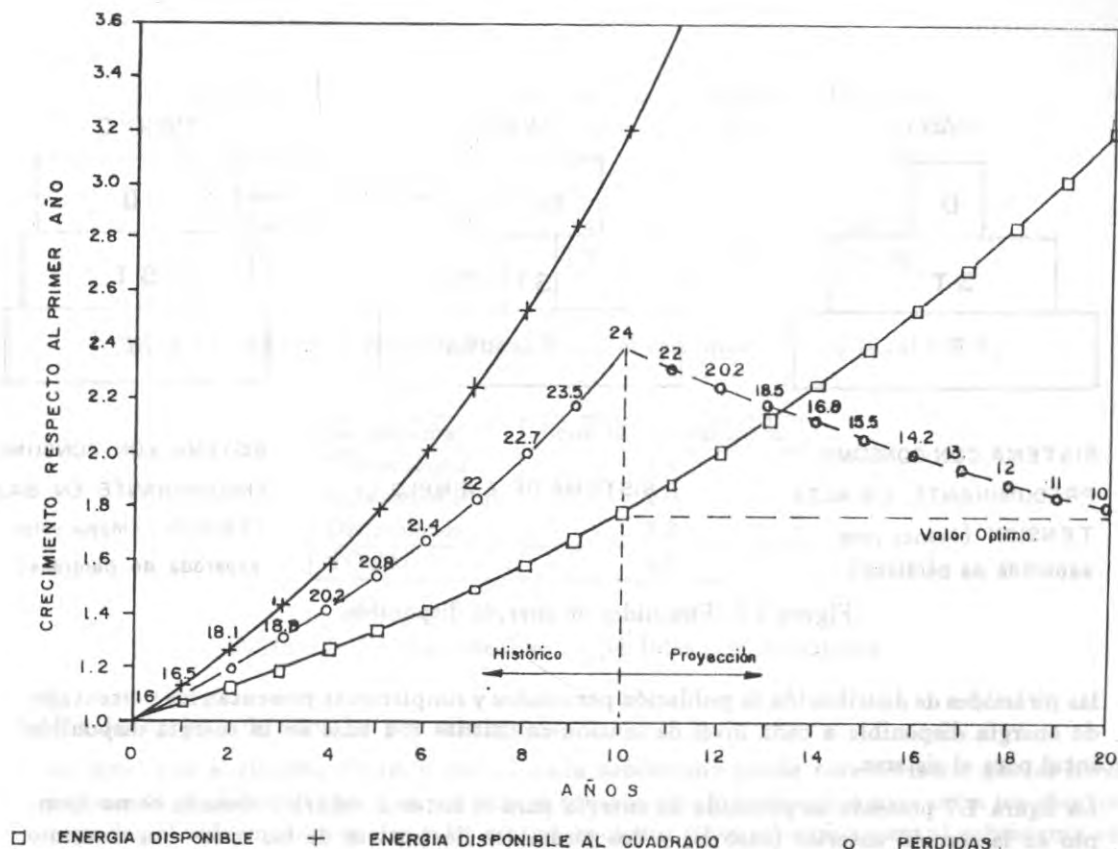


Figura 1.6: Evolución de pérdidas y proyección a largo plazo.

que las pérdidas aumentaron para el mismo período a una tasa promedio del 9.1% (duplicación cada 8 años). Si se define para este sistema el objetivo de reducir las pérdidas a un 10% en un período de 10 años, y el crecimiento de la energía disponible se mantiene en el 6% anual, se puede concluir que para este sistema las pérdidas se deberán reducir a un ritmo de aproximadamente 3% por año durante el período de 10 años (Ver figura 1.6).

1.4.2 Analisis y diagnóstico por subsistema

Los índices globales presentados anteriormente sólo dan un indicativo general de las pérdidas en forma macroscópica para todo el sistema eléctrico analizado. Estos índices, calculados con base en el balance global, 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. En efecto, es muy diferente el comportamiento de las pérdidas de energía 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 caso la energía debe circular por todos los subsistemas, antes de llegar al usuario final.

Una forma sencilla de presentar la distribución de energía por los subsistemas de transmisión, subtransmisión y distribución es en "pirámides de energía". Estas pirámides son similares a



Figura 1.7: Pirámides de energía disponible.

las pirámides de distribución de población por edades y simplemente presentan los porcentajes de energía disponible a cada nivel de tensión calculados con base en la energía disponible total para el sistema.

La figura 1.7 presenta la pirámide de energía para el sistema eléctrico tomado como ejemplo en la sección anterior (caso B) y dos pirámides ilustrativas de los casos con consumo predominante a nivel de tensión de transmisión (caso A) y de distribución (caso C).

A partir de los datos anteriores se puede efectuar la siguiente clasificación de los sistemas:

SISTEMA DISTRIBUIDOR : Porcentaje de energía disponible a nivel de distribución mayor que el 50% de la energía disponible total.

SISTEMA TRANSMISOR : Porcentaje de energía disponible a nivel de distribución menor que el 50% de la energía disponible total.

Esta clasificación es útil para efectos de comparar eficiencias de los sistemas eléctricos según su tipo.

2. Índices para cada subsistema.

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

$$\text{Porcentaje de pérdidas del subsistema} = \frac{\text{Pérdidas subsistema}}{\text{Energía disponible subsistema}} \times 100 \quad (1.11)$$

$$\text{Eficiencia subsistema} = 100 - \text{Pérdidas subsistema} (\%) \quad (1.12)$$

Para el caso del ejemplo de la tabla 1.6 se pueden calcular las eficiencias a partir de los datos disponibles. Los resultados se muestran en la tabla 1.7.

Es importante resaltar la información complementaria que proporciona el análisis anterior. El sistema analizado puede catalogarse como predominantemente de distribución ya que el 74 % de la energía disponible llega a los niveles de tensión iguales o menores a 13.2 kV. Como puede observarse, los subsistemas de transmisión y subtransmisión para este caso se caracterizan por un nivel relativamente bajo de pérdidas, mientras que el nivel de distribución concentra la casi totalidad de las pérdidas del sistema. Lo anterior permite identificar aquellos subsistemas con mayores niveles de pérdidas y por consiguiente enfocar los programas de reducción de las mismas hacia los subsistemas donde se concentran la mayor parte de ellas.

Subsistema	Energía disp. (%)	Pérdidas (%)	Eficiencia (%)
Transmisión (115 kV)	100	2.45	97.55
Subtransmisión (44 kV)	11	0.11	99.89
Distribución (≤ 13.2 kV)	74	19.10	80.90
TOTAL	100	16.54	84.56

Tabla 1.7: Eficiencia por subsistema (para el caso mostrado en la tabla 1.6)

Subsistema	Pérdidas deseables %
Transmisión	1.4
Subtransmisión	2.0
Distribución	3.2
TOTAL	6.6

Tabla 1.8: Niveles deseables de pérdidas por 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.

A manera ilustrativa se presentan en la tabla 1.8 los valores promedio tomados de [55].

1.4.3 Conclusiones de los análisis a partir de los balances

Las secciones anteriores ilustran en forma general el tipo de balances de energía, su análisis y los resultados esperados. De lo anterior se pueden extraer las siguientes conclusiones:

1. Es de vital importancia para conocer el comportamiento de las pérdidas de energía, disponer de las estadísticas relativas a su monto y variación. Las estadísticas asociadas a este comportamiento deben ser práctica común en todo sistema eléctrico.
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 acorde con la cantidad de energía medida.
3. Además de los balances periódicos mensuales, bimensuales, etc. que se deben realizar, es importante para efectos de estadísticas de pérdidas, realizar balances que involucren el acumulado para el año 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 eléctricos con igual porcentaje de pérdidas a nivel global pueden tener problemas muy diferentes y requerir soluciones distintas.

1.5 Clasificación de pérdidas en sistemas eléctricos

La identificación detallada y precisa de las causas que producen las pérdidas es el objetivo de esta sección. Se presenta en forma general la clasificación que se utiliza en el resto del Manual. Los

diferentes tipos de pérdidas se describen en detalle en los capítulos del manual dedicados a las pérdidas técnicas y no- técnicas respectivamente.

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. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que las origina.

1. Por función del componente.

Estas pérdidas corresponden a:

- Pérdidas por transporte
 - En líneas de transmisión
 - En líneas de subtransmisión
 - En circuitos de distribución primaria
 - En circuitos de distribución secundaria
- Pérdidas por transformación
 - En transmisión/subtransmisión
 - En subtransmisión/distribución
 - En transformadores de distribución

2. Por causa de pérdidas.

Según la causa que las origina, las pérdidas técnicas se pueden agrupar en las siguientes:

- Pérdidas por efecto corona
- Pérdidas por efecto Joule
- Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis

El cuadro mostrado en la figura 1.8 resume la clasificación de las pérdidas.

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.

Las pérdidas no-técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios. Entre los más convenientes para propósitos de este manual se encuentran los siguientes:

- Clasificación según la causa que las produce.
- Clasificación según su relación con las actividades administrativas de la empresa.

Según la clasificación adoptada, las pérdidas no-técnicas se miden en energía, mientras que otras pérdidas como las ocasionadas por el no recaudo o recaudo demorado del pago corresponden estrictamente a pérdidas financieras. Estas últimas comprenden también las pérdidas para la empresa, resultantes de un cobro a una tarifa diferente a la correspondiente a un usuario determinado. El capítulo 3 de este Manual amplía estos conceptos.

1. Clasificación según sus causas

Consumo de usuarios no suscriptores o contrabando : Comprende fundamentalmente la conexión directa de usuarios del servicio a un red sin haber suscrito un contrato o acuerdo con la empresa encargada de la distribución de energía. En este grupo se incluyen también aquellos usuarios que habiendo tenido un contrato con la empresa distribuidora son desconectados de la red y se vuelven a conectar a ésta sin autorización. Estos usuarios, obviamente, no tienen medición de energía consumida.

Por Tipo

- Técnicas

- Transporte

- * Transmisión
- * Subtransmisión
- * Circuito primario
- * Circuito secundario

- Transformación

- * Transmisión/Subtransmisión
- * Subtransmisión/Distribución
- * Distribución

- No técnicas

- Fraude
- Error en medición
- Consumo de usuarios no suscriptores
- Errores en consumo propio de la empresa

Por causa

- Fijas (Corona, parásitas, histéresis)

- Variables (Joule)

Figura 1.8: Clasificación de las pérdidas.

Error en la contabilización de energía (de suscriptores con contador): Comprende todos aquellos errores de medición de contadores, lectura y facturación de suscriptores excluyendo los casos de adulteración de los equipos de medición. En estas pérdidas se incluyen las debidas a la no simultaneidad de la medición de los contadores.

Error en consumo estimado (de suscriptores sin contador): Corresponde a todos aquellos suscriptores que por cualquier motivo se facturan por una estimación de su consumo. Incluye los casos de usuarios temporales a los cuales la Empresa decide no instalar un contador.

Fraude o Hurto (por parte de suscriptores): Comprende todos los casos en los cuales el usuario, siendo un suscriptor de la empresa distribuidora, altera el equipo de medición o toma directamente la energía.

Error en consumo propio de las empresas: Corresponde a la no contabilización de energía consumida por la empresa encargada de la distribución. Incluye generalmente el consumo no medido de auxiliares en subestaciones, alumbrado público, etc.

2. Clasificación según relación con las actividades administrativas de la empresa

- Por registro o medición deficiente del consumo
- Por facturación incorrecta de los usuarios

Las deficiencias de las empresas distribuidoras en estos procesos administrativos lleva generalmente a pérdidas más o menos grandes que son el reflejo de la organización existente en las mismas y de los recursos y esfuerzos que las empresas dedican a estas actividades.

1.5.3 Pérdidas "fijas" y pérdidas "variables"

Esta clasificación de pérdidas corresponde a reconocer que ciertas pérdidas tanto de potencia como de energía varían con la demanda o son aproximadamente fijas independientemente de las variaciones de la misma. Esta clasificación es útil para identificar cuáles son función de la demanda y cuáles se mantienen aproximadamente constantes con la misma.

Las pérdidas "fijas" incluyen las siguientes pérdidas técnicas:

- Efecto corona
- Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas

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.

Por ejemplo, las pérdidas por corrientes parásitas e histéresis en un transformador dependen de los parámetros del transformador y del voltaje de operación. Ahora bien, el voltaje sólo varía, por lo general, en un porcentaje pequeño con la demanda (variación menor al 5% en la mayoría de los casos) lo cual permite clasificar este tipo de pérdidas como "fijas".

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

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar en su totalidad como pérdidas variables con la demanda. En efecto, como se explicó anteriormente, las pérdidas no técnicas hacen parte de la demanda misma pero por cuyo servicio la empresa distribuidora no recibe ninguna retribución o una retribución menor que la señalada por las tarifas de prestación del servicio.

1.6 Cálculo de pérdidas técnicas y no técnicas

El control de los niveles de pérdidas y su eventual reducción a niveles aceptables requiere conocer la distribución de las mismas según su ubicación y según las causas que las produce. En esta sección se presenta, en forma general, el problema de estimación de las pérdidas, aspecto que se amplía en los capítulos 2 y 3.

	Colombia [27]		Cadafe [48]		"Ideal" [55]	
	L(%)	%	L(%)	%	L(%)	%
Líneas de Transmisión	1.98	15.7	1.80	20.0	1.40	21.2
Líneas de Subtransmisión	1.12	8.9				
Transf. Subestaciones	0.93	7.4	0.40	4.4	1.60	24.2
Aliment. Primarios	2.70	21.4	1.95	21.6	0.40	6.0
Transf. Distribución	1.87	14.8	1.02	11.3	2.42	36.6
Aliment. Secundarios	4.02	31.9	3.85	42.7	0.80	12.1
Total	12.62	100.0	9.02	100.0	6.62	100.0

Tabla 1.9: Ejemplos de desagregación de pérdidas técnicas de energía.

La figura 1.9 presenta un diagrama de flujo de la estimación de pérdidas. Luego de efectuar la estimación de pérdidas eléctricas por subsistema es necesario calcular las pérdidas técnicas según la causa que las produce para disponer de una base para identificar aquellas que arrojan pérdidas excesivas y para efectuar los análisis económicos que justifiquen la adopción de medidas tendientes a su control y reducción.

Las pérdidas no técnicas se calculan luego como la diferencia entre las pérdidas totales por subsistema y las pérdidas técnicas estimadas. Finalmente las pérdidas no técnicas se pueden desagregar según sus causas y establecer las medidas más adecuadas para su reducción a niveles aceptables.

Una estimación completa y en detalle de las pérdidas eléctricas de un sistema sólo se puede lograr por medio de un estudio particular del mismo, con base en sus propias características y datos de operación. La presentación de metodologías de estimación detallada y completa de las pérdidas técnicas es objeto del capítulo 2. Es importante también anotar aquí que los estudios de pérdidas suelen ser puntuales dado su elevado costo. Por lo tanto es necesario disponer de métodos aproximados con el fin de poder estimar la distribución de las pérdidas según sus causas, a partir de los datos de un estudio detallado. Un ejemplo de este tipo de metodologías es el desarrollado por las Empresas Públicas de Medellín, el cual utiliza una metodología simplificada para estos cálculos, validada a partir de estudios completos de pérdidas y análisis sobre un período de tiempo prolongado [79].

Los métodos simplificados de desagregación de pérdidas se basan en datos globales del sistema, tales como:

- Longitud total de líneas y circuitos, según su nivel de tensión.
- Capacidad total de transformación según rangos de tensión.
- Demanda total de energía y potencia por zonas, circuitos o subsistemas.

Todos estos datos hacen parte de una estadística que generalmente está disponible en las empresas.

En [57] se propuso una estadística de este tipo para comparar características de diferentes sistemas eléctricos de la región.

La tabla 1.9 representa, a manera de ejemplo, algunos resultados de pérdidas técnicas de estudios y análisis, así como los valores recomendados en [60] (Sistema ideal). Estos valores, así como su distribución con respecto al total de las pérdidas técnicas, se ilustran en las figuras 1.10 y 1.11 para el sistema colombiano [27] y para el sistema "ideal".

Un análisis comparativo de estas dos últimas figuras permite sacar algunas conclusiones importantes:

- La distribución de pérdidas eléctricas, en el caso ideal implica que un poco más del 50% del total de las pérdidas técnicas están localizadas en el sistema ideal a bajas tensiones, contra aproximadamente un 70% para el caso colombiano.
- En el caso colombiano las pérdidas de los alimentadores secundarios son un 31.9% mientras que este rubro sólo corresponde al 12% en el sistema "ideal".

PAIS	PERDIDAS TECNICAS (%)	PERDIDAS NO TECNICAS (%)	TOTAL (%)
Sri Lanka	14	4	18
Panamá	17	5	22
Sudán	17	14	31
Bangladesh	14	17	31
Liberia	13	22	35
Malasia	11	17	28
Costa de Marfil	8	4	12
Colombia [27]	13	6	19

Tabla 1.10: Datos de pérdidas técnicas y no técnicas.

Este tipo de análisis tiene una gran potencialidad para identificar problemas y causas de pérdidas que ameriten estudios detallados y que puedan conducir a estudiar alternativas de criterios, tanto de diseño como de planeación, en lo relacionado con pérdidas eléctricas.

La tabla 1.10 ilustra la división entre pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas de algunos países, según la referencia [54]. Como puede apreciarse, estos niveles de pérdidas son elevados y, en particular, la componente de pérdidas no técnicas es apreciable. En estos casos, aunque su valor se lleve a cero (valor "óptimo" para cualquier empresa), las pérdidas seguirían siendo altas, lo cual señala la necesidad de controlarlas y reducirlas a niveles aceptables.

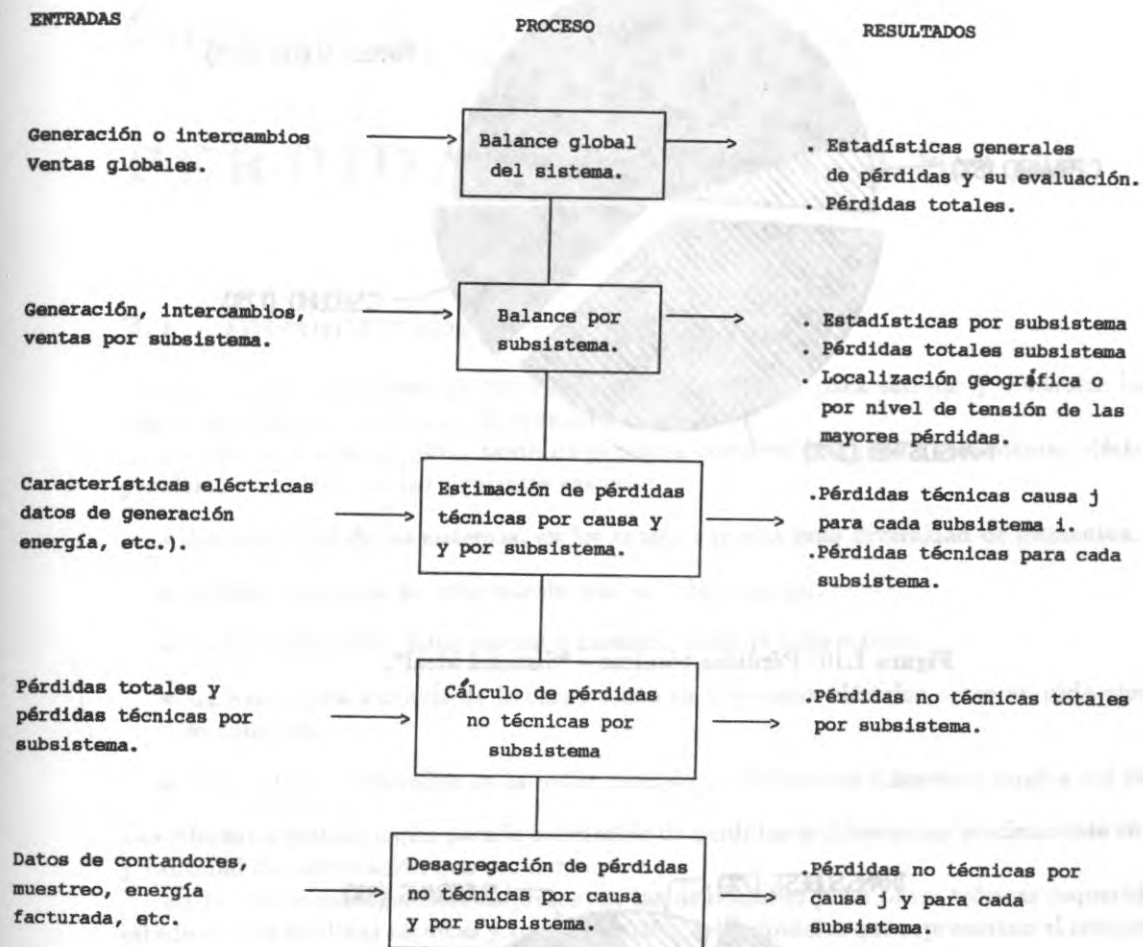


Figura 1.9: Procedimiento general para el cálculo de pérdidas.

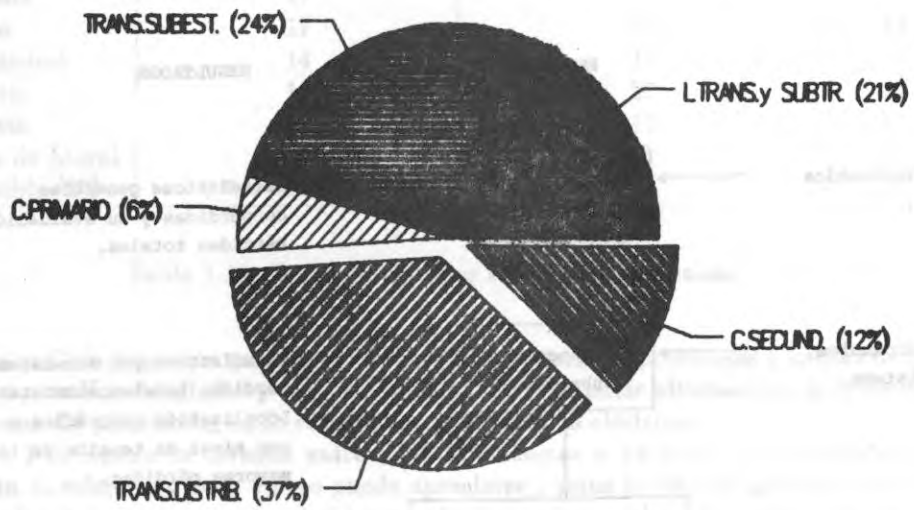


Figura 1.10: Pérdidas técnicas - "Sistema ideal".

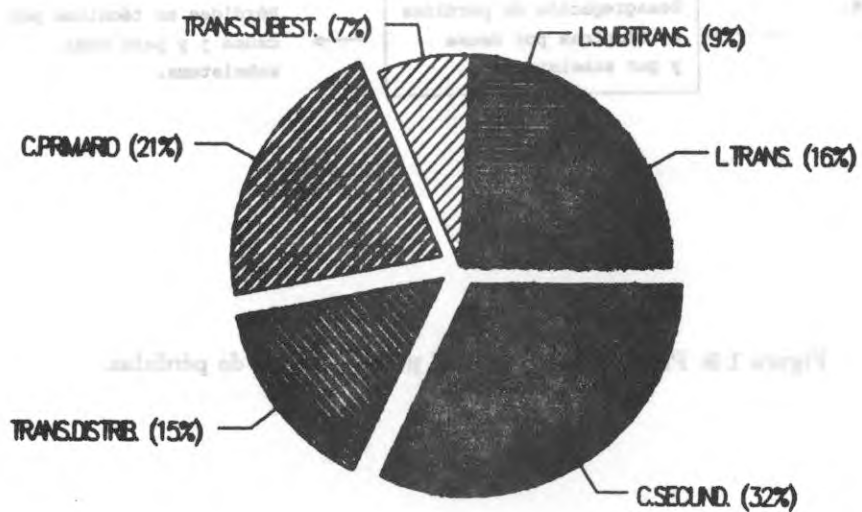


Figura 1.11: Pérdidas técnicas - "Sistema Colombiano".

Capítulo 2

PERDIDAS TECNICAS

2.1 Introducción

En este capítulo se presentan las diferentes metodologías para estimar y controlar las pérdidas físicas de un sistema eléctrico de potencia.

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 carencia 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.

Las diferentes metodologías para la estimación de pérdidas se diferencian precisamente en la calidad y cantidad de información que requieren.

En las secciones siguientes 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. Existen múltiples clasificaciones para este tipo de pérdidas, pero para su tratamiento en este capítulo se utiliza la siguiente clasificación:

1. **Pérdidas asociadas con la variación de la demanda** (pérdidas en 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 (ver figura 2.1).

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

P_L : Pérdidas en el elemento del sistema (W).

I : Corriente que circula por el elemento (A).

R : Resistencia del elemento (Ω).

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, 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.

Si se requiere mayor exactitud, las pérdidas de vacío, en función de la variación de la tensión se calculan mediante:

$$P_L^{jv} = P_L^{iv} (V^j/V^i)^2 \quad (2.2)$$

donde:

P_L^{iv} : Pérdidas en vacío (W) a un valor de tensión V^i (V).

V^j : Valor de tensión al cual se desea conocer las pérdidas (V).

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. El número de divisiones dependerá de la complejidad del sistema y de la información disponible.

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.

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.

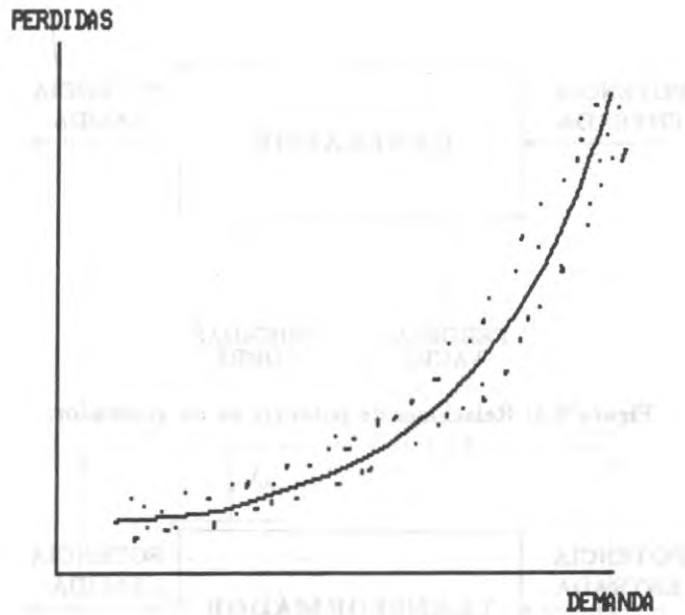


Figura 2.1: Pérdidas del sistema en función de la carga.

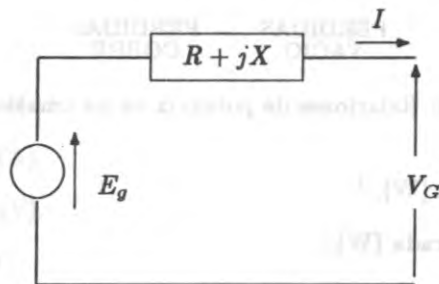


Figura 2.2: Modelo eléctrico del generador.

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 pueden considerar como función de la tensión, de la potencia generada tanto activa como reactiva y de la resistencia de los conductores (ver figura 2.2 y figura 2.3). Así.

$$P_L = I^2 R \quad (2.3)$$

$$I = (P_G - jQ_G)/V_G^* \quad (2.4)$$

donde:

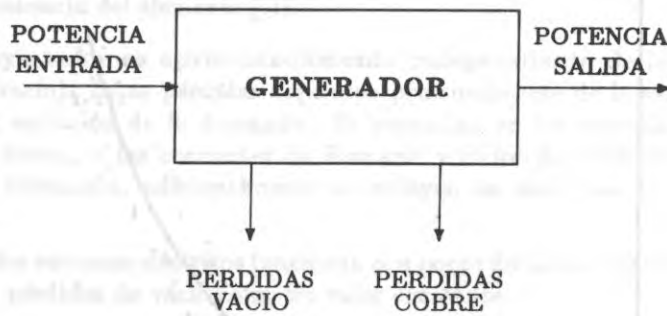


Figura 2.3: Relaciones de potencia en un generador.

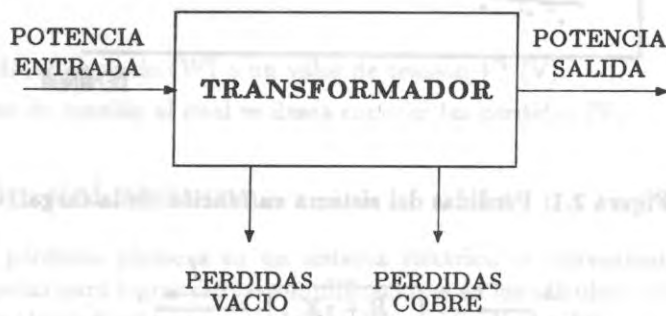


Figura 2.4: Relaciones de potencia en un transformador.

P_L : Pérdidas de potencia (W).¹

P_G : Potencia activa generada (W).

Q_G : Potencia reactiva generada (VAR).

V_G : Tensión del generador (V).

R : Resistencia del generador (Ω).

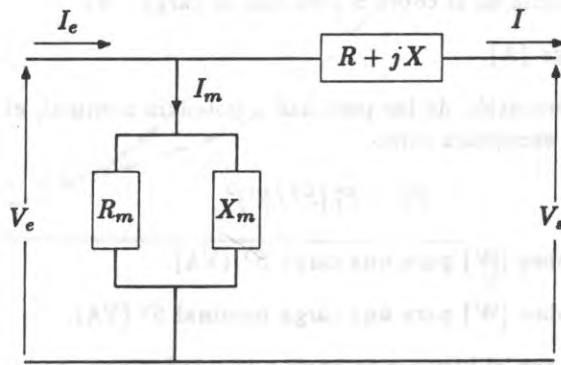
Transformador.

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

- 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).
- Pérdidas asociadas al valor de la tensión aplicada y están relacionadas con las corrientes de excitación del transformador. (Se conocen con el nombre de pérdidas en el hierro, o pérdidas en vacío).

Las figuras 2.4 y 2.5 muestran los modelos de potencia y eléctrico del transformador.

¹En todos los casos el valor de las pérdidas se da por fase, razón por la cual para calcular las pérdidas totales habrá que multiplicar por el número de fases del sistema.



- 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 (Ω) (asociada con pérdidas en el cobre).
- X : Reactancia serie (Ω).
- R_m : Resistencia derivación (Ω) (asociada con pérdidas en el hierro).
- X_m : Reactancia derivación (Ω).
- I_m : Corriente asociada con la excitación del transformador (A).

Figura 2.5: Modelo eléctrico de un transformador.

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 es válido para transformadores monofásicos y transformadores trifásicos (o bancos de transformadores monofásicos iguales) en los que las 3 fases estén igualmente cargadas.

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

$$P_L = I^2 R \quad (2.5)$$

donde:

P_L : Pérdidas de potencia en el cobre o pérdidas en carga (W).

I : Corriente de carga (A).

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

$$P_L^j = P_L^i (S^j / S^i)^2 \quad (2.6)$$

P_L^j : Pérdidas en el cobre (W) para una carga S^j (VA).

P_L^i : Pérdidas en el cobre (W) para una carga nominal S^i (VA).

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

$$P_L^v = V_e^2 / R_m \quad (2.7)$$

donde:

P_L^v : Pérdidas de vacío (W).

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

Si se desea mayor exactitud se puede recurrir a gráficas como la de la figura 2.6, que muestran la variación de las pérdidas en el hierro como una función de la tensión, o en su defecto se puede utilizar la relación:

$$P_L^{jv} = P_L^{iv} (V^j / V^i)^2 \quad (2.8)$$

donde:

P_L^{jv} : Pérdidas en vacío (W) para una tensión V^j (V).

P_L^{iv} : Pérdidas en vacío (W) para una tensión V^i (V).

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 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; pérdidas en los transformadores (tanto en su núcleo como en sus devanados) y pérdidas por efecto corona.

En esta sección se presentan los modelos de los diferentes elementos del subsistema de transmisión. En la figura 2.7 se muestra un esquema básico de un subsistema de transmisión con sus elementos constitutivos más comunes.

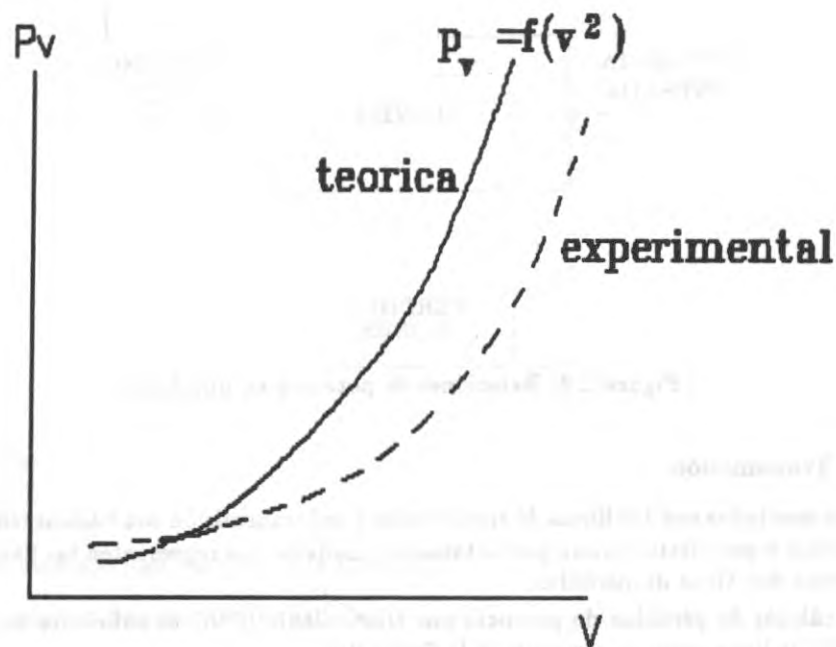


Figura 2.6: Pérdidas en vacío en de un transformador, en función de la tensión aplicada.

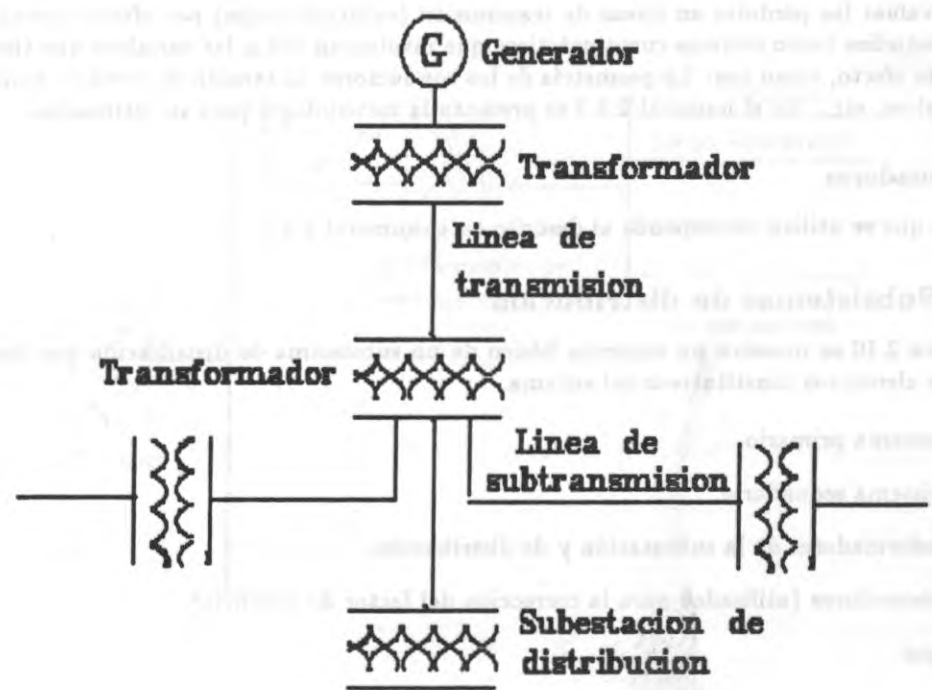


Figura 2.7: Subsistema de transmision.

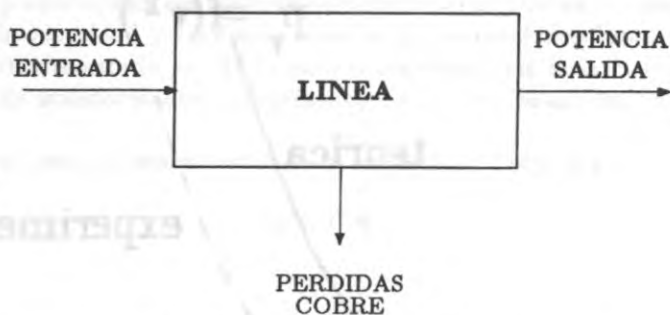


Figura 2.8: Relaciones de potencia en una línea.

Líneas de Transmisión

Las pérdidas asociadas con las líneas de transmisión y subtransmisión son básicamente las pérdidas por efecto Joule y por efecto 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^2R) es suficiente la representación tradicional de la línea como se muestra en la figura 2.9.

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_k ó G_j).

El valor de la conductancia (G) depende de las características del medio ambiente (presión atmosférica, humedad, altura sobre el nivel del mar, etc.).

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 (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.. En el numeral 2.5.2 se presenta la metodología para su estimación.

Transformadores

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

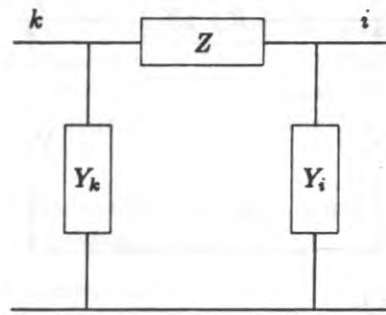
2.3.3 Subsistemas de distribución

En la figura 2.10 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.

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



$$Y_k = G_k + jB_k:$$

$$Y_i = G_i + jB_i:$$

G_k, G_i : Conductancia (derivación) de la línea (Ω).

B_k, B_i : Susceptancia (derivación) de la línea (Ω).

R : Resistencia (serie) de la línea (Ω).

X : Reactancia (serie) de la línea (Ω).

Y_k, Y_i : Admitancia (derivación) de la línea (Ω).

Figura 2.9: Línea de transmisión. Circuito π .

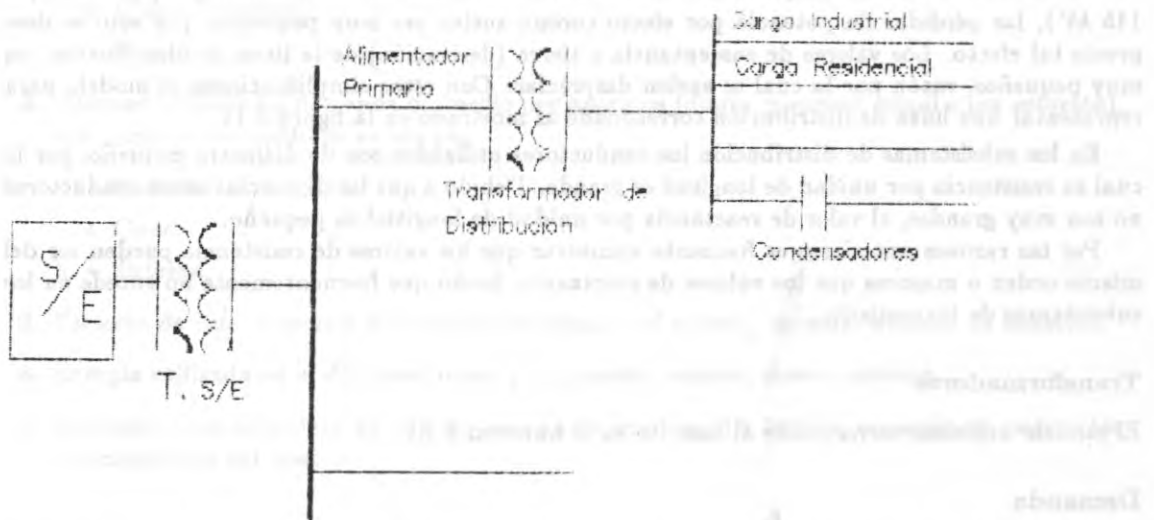
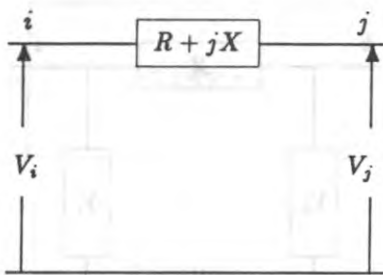


Figura 2.10: Subsistema de distribución.



V_i : Tensión en el punto i (V).

V_j : Tensión en el punto j (V).

R : Resistencia de la línea (Ω).

X : Reactancia de la línea (Ω).

Figura 2.11: Representación de una línea de distribución.

este proceso se presentan pérdidas de potencia asociadas principalmente con la resistencia de los conductores y con las corrientes que circulan.

$$P_L = I^2 R \quad (2.9)$$

donde:

I : Corriente que circula por el conductor (A).

R : Resistencia del conductor (Ω).

En los subsistemas de distribución, donde las tensiones son relativamente bajas (menores que 115 kV), 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 2.11.

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 como son, entre otros: Factor de carga, factor de coincidencia, factor de pérdidas, capacidad instalada, energía consumida, número de usuarios, etc. (ver glosario en el 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.).
- ¿Qué tan profundo y extenso 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: Robo, lecturas erradas, aparatos descalibrados, etc.; es decir, incluye tanto pérdidas técnicas como pérdidas no técnicas.
2. Las lecturas de los aparatos de medida realizadas en los diversos puntos del sistemas no son hechas simultáneamente, presentándose desfases de tiempo entre ellas de 1 o 2 meses, dependiendo de la periodicidad con que se efectúen.

Aun 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 a este 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 mediante el uso del flujo de carga.²

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:

$$I_k = (V_i - V_j)/Z_k \quad (2.10)$$

donde:

I_k : Corriente que circula por el elemento (k) conectado entre los puntos $i - j$.

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}

$$P_{Lk} = R_k I_k^2 \quad (2.11)$$

P_{Lk} : Pérdidas (W) 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.

$$P_L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} + P_L^v \quad (2.12)$$

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.

²Para mayor información sobre métodos de solución de flujo de carga ver Bibliografía [58, 72,73, 75].

- Las pérdidas están dadas por

$$P_L = P_s - \sum_{k=1}^M P_{Dk} + P_L^u \quad (2.13)$$

donde:

P_s : Potencia activa suministrada por el sistema (W).

P_{Dk} : Demanda en el punto k (W).

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.

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad (2.14)$$

donde:

L : Pérdidas de energía (WH).

P_{Lk} : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo k (W).

N : Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.

ΔT_k : Intervalo de tiempo (H).

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:

$$L = F_L P_L^p T \quad (2.15)$$

donde:

F_L : Factor de pérdidas del sistema.

P_L^p : Pérdidas de potencia que se presentan en la condición de demanda máxima (W).

T : Intervalo de tiempo considerado.

2. Efectuando estudios de flujos de carga

En diferentes condiciones de carga del sistema (máxima, mínima, 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. (figura 2.1), obteniéndose un modelo que puede ser, por ejemplo, de la forma:

$$P_L = C_1 + C_2 P_D + C_3 P_D^2 \quad (2.16)$$

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 considerarlas constantes durante cada intervalo de tiempo. Este valor se puede adicionar al término C_1 ó 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 evaluar las pérdidas de potencia mediante el uso de flujos de carga.
2. Utilizando análisis estadísticos, correlacionar los datos obtenidos en el paso anterior (1) para obtener una ecuación, cuya forma puede ser, a manera de ejemplo:

$$P_L = C_1 + C_2 P_D + C_3 P_D^2 \quad (2.17)$$

3. Evaluar las pérdidas de potencia en vacío del sistema P^v .
4. Calcular las pérdidas para cada intervalo de tiempo (por ejemplo cada hora):

$$P_{Lk} = C_1 + C_2 P_{Dk} + C_3 P_{Dk}^2 + P_k^v \quad (2.18)$$

k : subíndice que indica el intervalo para el cual se realiza el cálculo.

5. Evaluar las pérdidas de energía mediante:

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad (2.19)$$

donde:

ΔT_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 (ver figura 2.12 y 2.13).

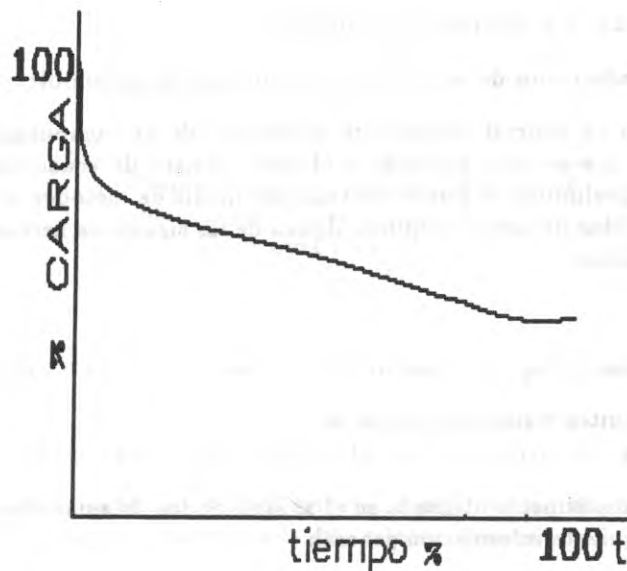


Figura 2.12: Curva de duración de carga.

Evaluar las pérdidas de potencia, para varios estados de demanda.
(utilizar un flujo de carga)

Correlacionar el valor de pérdidas de potencia con los valores de demanda del sistema.
 $P_L = f(P_D, P^v)$

De acuerdo con las curvas de demanda o de duración de carga, evaluar las pérdidas de energía.
 $L = \sum_{k=1}^m P_{Lk} \Delta T_k$

Figura 2.13: Evaluación de pérdidas de energía en función de la demanda mediante el uso de flujos de carga.

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:

- La calidad y cantidad de la información utilizada
- El uso de modelos adecuados de acuerdo con la información disponible

La solución del problema en general requiere de utilización de un computador digital, dado el volumen de información que se debe procesar y el gran número de ecuaciones a resolver. Sin embargo una estimación preliminar se puede efectuar por medio de métodos manuales.

La estimación de pérdidas de potencia utiliza alguna de las siguientes herramientas de acuerdo con la información disponible.

- 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 hace 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 a estudiar.

Dividir el sistema en subsistemas:
generación, transmisión, distribución,
etc.

Recolección de la información técnica y
operativa.

Evaluación de las pérdidas técnicas de
potencia y energía.
(Demanda y vacío)

Figura 2.14: Pasos básicos en la estimación de pérdidas técnicas.

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 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 los transformadores.
- 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 generación

Las pérdidas presentes en el subsistema de generación se pueden considerar distribuidas en el generador y el transformador correspondiente.

Generador

Por lo general se dispone de una buena información horaria respecto a las variables de salida del generador (potencia activa, potencia reactiva, tensión). Además, se debe tener en cuenta que el funcionamiento de los generadores, por lo general, no sigue el mismo patrón de variación de la demanda del sistema (mantenimiento, salidas forzadas, etc).

Para estimar las pérdidas de energía se utiliza el factor de pérdidas, el cual se calcula mediante:

$$F_L = (1/T) \sum_{i=1}^N (P_{Gi}/P_G^{max})^2 \quad (2.20)$$

donde:

P_{Gi} : Generación promedio en el intervalo i (W).

P_G^{max} : Generación máxima (W) en el período considerado.

F_L : Factor de pérdidas.

N : Número de intervalos.

Las pérdidas de energía durante el intervalo T se encuentran utilizando la fórmula:

$$L = F_L P_L^{max} T \quad (2.21)$$

donde:

P_L^{max} : Pérdidas de potencia (W) en la generación máxima.

T : Período de estudio (H).

Transformador

Si se dispone de una buena información horaria respecto a las variables del transformador (potencia activa, potencia reactiva, tensión), el factor de pérdidas para el transformador se puede calcular mediante :

$$F_L = (1/T) \sum_{i=1}^N (P_{Di}/P_D^p)^2 \quad (2.22)$$

donde:

P_{Di} : Demanda promedio (W) del intervalo i .

P_D^p : Demanda máxima o pico (W) en el período considerado.

F_L : Factor de pérdidas.

Las pérdidas de energía se encuentran utilizando la fórmula:

$$L = F_L P_L^p T \quad (2.23)$$

donde:

P_L^p : Pérdidas de potencia (W) a demanda máxima.

T : Período de estudio (H).

2.5.2 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 alternativas 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 2.14, así:

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad (2.24)$$

P_{Lk} : Pérdidas promedio de potencia (W) en el intervalo k .

ΔT_k : Duración del intervalo de muestreo (H).

2. Mediante la utilización de modelos estadísticos, 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 y mal tiempo (ver referencia [77]). 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:

$$P_L^{bt} = \frac{20.96 \cdot 10^{-6} f V^2 \phi_c}{\log^2(2D/d)} \quad (2.25)$$

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:

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

$$k_1 = \exp\left(0.2354 + 1.0443 \frac{V}{V_0}\right)$$

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 trenzados.

β : Constante de Peek

$$\beta = \frac{1 + 0.301}{(\delta r_e)^{1/2}}$$

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:

$$P_L^{mt} = K F_c \quad (2.26)$$

donde:

k : Constante

$$K = (n f \beta)^2 \frac{2.52 - \log(\sigma/r_e)}{2.52 - \log \sigma}$$

F_c : Factor de corrección de pérdidas por corona para condiciones de mal tiempo (KW) (Figura 2.15).

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

$$L = 87.6(p^{bt} P_L^{bt} + p^{mt} P_L^{mt}) L \quad (2.27)$$

donde:

p^{bt} : Porcentaje de buen tiempo en un año.

p^{mt} : Porcentaje de mal tiempo en un año.

L : Longitud del conductor (km).

2.5.3 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:

$$L = F_L P_L^p T \quad (2.28)$$

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:

$$F_C^2 < F_L < F_C \quad (2.29)$$

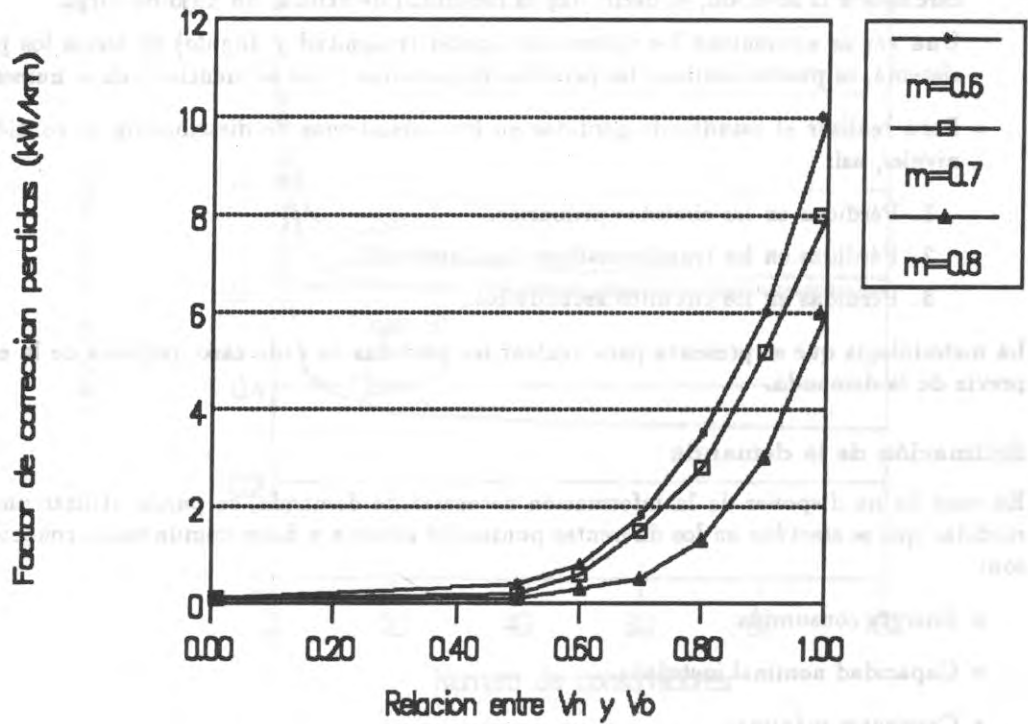


Figura 2.15: Factor de corrección de pérdidas por mal tiempo según el coeficiente de rugosidad m .

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

$$F_L = XF_C + (1 - X)F_C^2 \quad (2.30)$$

donde la variable $X \leq 1$ y depende de las características de cada sistema (ver referencias [37] y [81]).

- 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).

$$S = P + jQ = VI^* \quad (2.31)$$

donde:

- S : Potencia aparente (VA).
- P : 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, hay la necesidad de 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 comunmente 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.³

$$P_{Di}^{max} = f(E_i, C_i^n, I_i^{max}, U_i) \quad (2.32)$$

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).

$$P_{Di}^{max} = A + BE_i + CE_i^2 \quad (2.33)$$

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

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

$$P_{Di}^{max} = KE_i \quad (2.34)$$

K : Constante de proporcionalidad que depende de la clase de usuario.

³Entre mayor sea el número de factores correlacionados es de esperarse una mejor aproximación, pero su número depende de la información disponible.

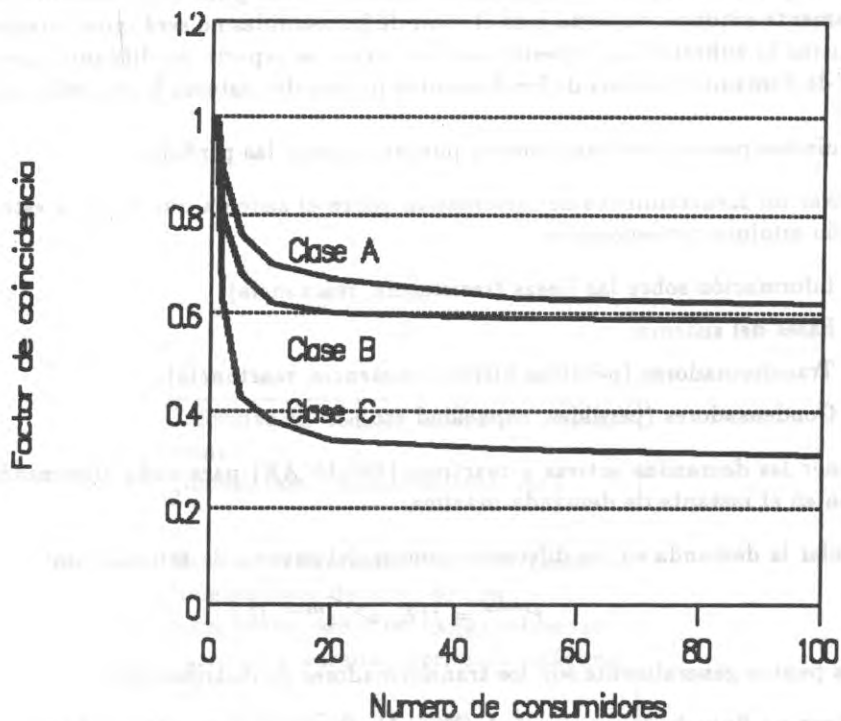


Figura 2.16: Curvas típicas de factor de coincidencia.

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:

$$P_{Di}^{max} = F_{co} \sum_{j=1}^n P_{Dj}^{max} \quad (2.35)$$

donde:

F_{co} : Factor de coincidencia para el grupo de usuarios que alimenta el transformador (figura 2.16).

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:

$$P_{Di}^{max} = AB \quad (2.36)$$

$$A = f(N_u) \quad (2.37)$$

$$B = f(E_a, N_u) \quad (2.38)$$

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 muy frecuente). Las demandas máximas de los diferentes puntos se estiman de acuerdo con lo mencionado en el párrafo anterior.

Debido a que las demandas máximas en los diferentes puntos del sistema no se presentan simultáneamente entonces su suma más el valor de las pérdidas no será igual a la potencia máxima que suministra la subestación; en este caso este error se reparte modificando proporcionalmente los valores de demanda máxima de los diferentes puntos del sistema hasta reducir suficientemente el error.

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 corresponde a:

- Información sobre las líneas (resistencia, reactancia).
- Fases del sistema.
- Transformadores (pérdidas hierro, resistencia, reactancia).
- 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. Calcular la demanda en los diferentes puntos del sistema de acuerdo con:

$$P_{Di}^{max} = f(E_i, C_i, I_i^{max}, U_i) \quad (2.39)$$

Estos puntos generalmente son los transformadores de distribución.

4. Efectuar un flujo de carga para encontrar, las tensiones y pérdidas del sistema [10, 22, 58].

5. Si la suma de las demandas de los diferentes puntos del sistema más las pérdidas del sistema es igual a la demanda de cada alimentador en la subestación (dentro de cierto margen de error) entonces ir al paso (6), en caso contrario modificar la demanda de cada punto del sistema proporcionalmente al error y volver al paso (3).

6. El valor de pérdidas de energía está dado por:

$$L = F_L P_L^P T \quad (2.40)$$

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.

$$P_{Di}^{max} = f(E_i, N_u^i, U_i) \quad (2.41)$$

E_i : Energía suministrada por el transformador i (WH).

N_u^i : Número de usuarios del transformador i .

U_i : Clase de usuarios del transformador i .

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

$$P_L^{max} = P_L^n (S_D^{max} / S_D^n)^2 \quad (2.42)$$

donde:

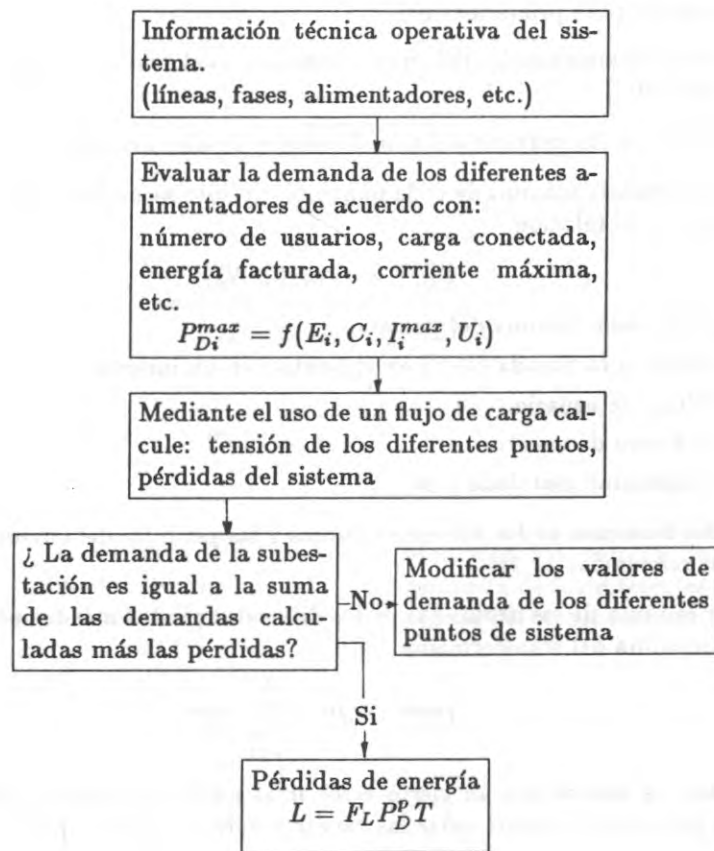


Figura 2.17: Estimación de pérdidas técnicas en circuitos primarios.

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.

$$L = F_L P_L^{max} T + P^v T \quad (2.43)$$

P^v : Pérdidas en vacío del transformador (W).

T : Intervalo de tiempo de estudio considerado (H).

Pérdidas en los circuitos secundarios

Se puede utilizar la misma metodología mencionada para el cálculo de las pérdidas en los subsistemas primarios; es decir, con base en los consumos facturados de energía en los diferentes puntos del sistema estimar la demanda máxima para cada punto de manera similar a como se describió para los circuitos primarios, así:

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

$$P_{Di}^{max} = f(E_i, U_i, N_u, C_i) \quad (2.44)$$

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 (utilizar un flujo de carga. Ver referencias 11,22).
5. Comparar la suma de las demandas de los diferentes puntos más las pérdidas con el valor de demanda máxima del transformador.

$$P_D^{max} - (P_L + \sum_{i=1}^N P_{Di}^{max}) \quad (2.45)$$

Si este valor es menor que un cierto error ir al paso (6). En caso contrario repartir esta diferencia proporcionalmente entre las cargas y volver al paso (3).⁴

6. Se calculan las pérdidas de energía mediante

$$L = F_L P_L^{max} T \quad (2.46)$$

2.6 Control de pérdidas técnicas

La mejor estrategia para el control de pérdidas eléctricas es realizar un planeamiento adecuado, tanto en la operación como en la expansión de los sistemas eléctricos.

Las pérdidas eléctricas así como su control tienen asociados unos costos, por lo tanto, la decisión de tomar una u otra medida para lograr una reducción del nivel pérdidas del sistema se efectuará con base en una adecuada evaluación económica y financiera como se ilustra en el capítulo 4 de este Manual. A continuación se mencionará de una manera breve el problema de los costos asociados con el control de las pérdidas.

⁴Este procedimiento (pasos 1 al 6) se realiza, por lo general, para una muestra de transformadores de distribución y su sistema secundario asociado.

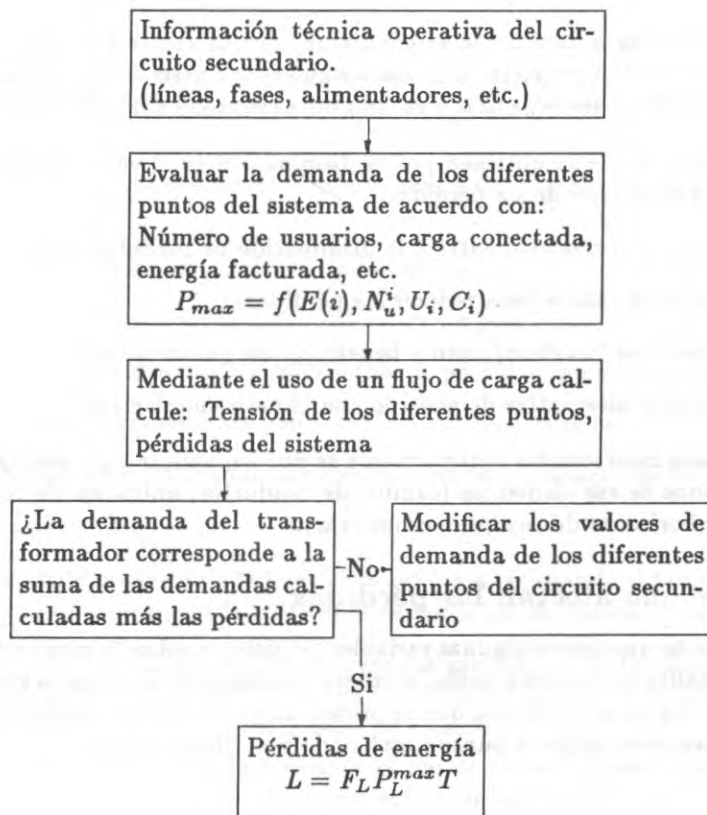


Figura 2.18: Estimación de pérdidas técnicas en circuitos secundarios.

2.6.1 Evaluación económica de la reducción de pérdidas

Para reducir el valor de las pérdidas es necesario realizar algunas inversiones en el sistema como son: 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 menor costo. 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 con cada uno de ellos. El objetivo es maximizar por ejemplo, el valor presente de los beneficios menos los costos, como medida de rentabilidad de un proyecto.

Los diferentes proyectos a considerar se comparan con los costos y beneficios que el sistema tendría si no se hiciese ningún proyecto. Los pasos siguientes muestran una forma sencilla y rápida de evaluación, la cual 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 alternativa de acuerdo con el paso anterior (4).

Los diferentes pasos mencionados anteriormente se pueden aplicar para evaluar todo el sistema, o parte de él, o algunos de sus elementos (cambio de conductor, ubicación de condensadores, etc. teniendo en cuenta el horizonte de tiempo a considerar).

2.6.2 Factores que afectan las pérdidas

Para demostrar el efecto que tienen algunas variables del sistema sobre la magnitud de las pérdidas, en este numeral se analiza como caso sencillo, 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 está dada por: (figura 2.19)

$$P_{TR} = V_i I \cos \phi \quad (2.47)$$

donde:

P_{TR} : Potencia transmitida (W).

V_i : Tensión de la línea en el punto i (V).

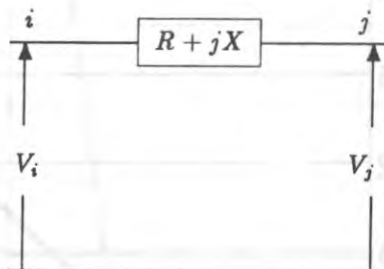
$\cos \phi$: Factor de potencia al cual está funcionando la línea.

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

$$\frac{P_L}{P_{TR}} = \frac{I^2 R}{P_{TR}} = P_{TR} R / (V_i^2 \cos^2 \phi) \quad (2.48)$$

De la fórmula anterior se tiene que esta relación es:

- Directamente proporcional a la potencia transmitida.
- Directamente proporcional a la resistencia.



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

Figura 2.19: Representación simplificada de una línea de distribución.

- Inversamente proporcional al cuadrado de la tensión.
- Inversamente proporcional al cuadrado del factor de potencia.

Por estas razones si se desea disminuir el porcentaje de pérdidas 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. Para esto se utilizan condensadores conectados generalmente en paralelo con la carga.

En las figuras 2.20, 2.21 y 2.22 se pueden observar las variaciones de la relación de pérdidas de potencia respecto de la potencia transmitida para diferentes valores de resistencia (calibres de conductores), de factores de potencia y de niveles de tensión.

La corrección del factor de potencia mediante el uso de condensadores es uno de los métodos más utilizados para reducir las pérdidas eléctricas en los alimentadores de una red de distribución.

El valor de pérdidas y de corriente asociada a la potencia activa enviada por un elemento está dada por:

$$P_L = I^2 R \quad (2.49)$$

$$I = \frac{P_{TR}}{V_i \cos \phi} \quad (2.50)$$

De acuerdo con lo anterior la corrección del factor de potencia (tender el valor de $\cos \phi$ a 1) cumple dos finalidades:

1. Reducir la corriente que circula por el elemento y de esta forma reducir las pérdidas asociadas.

$$P_L^j = P_L^i (\cos \phi_i / \cos \phi_j)^2 \quad (2.51)$$

donde:

P_L^i : Pérdidas al enviar la potencia P_{TR} a un $\cos \phi_i$.

P_L^j : Pérdidas al enviar la potencia P_{TR} a un $\cos \phi_j$.

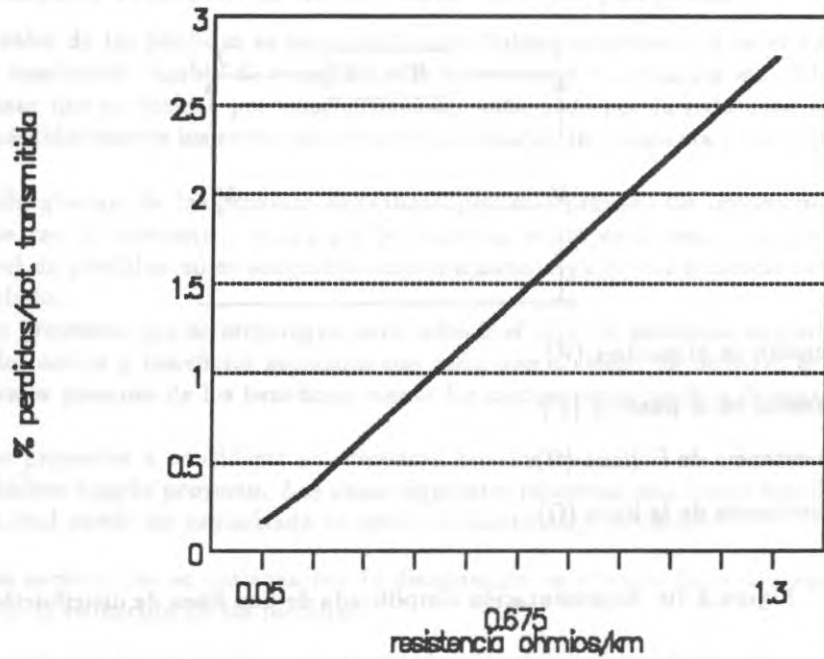


Figura 2.20: Porcentaje de pérdidas en función del valor de resistencia.

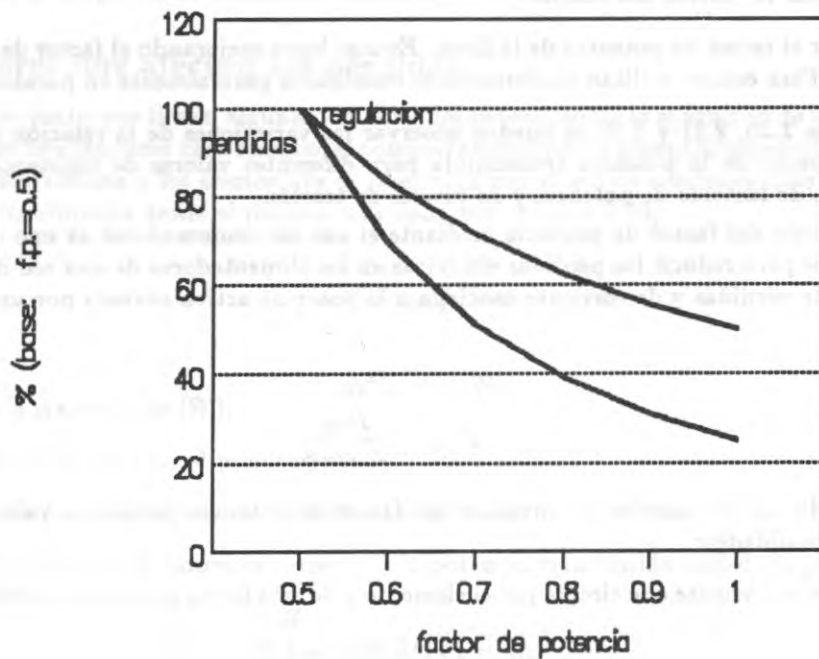


Figura 2.21: Porcentaje de pérdidas en función del factor de potencia.

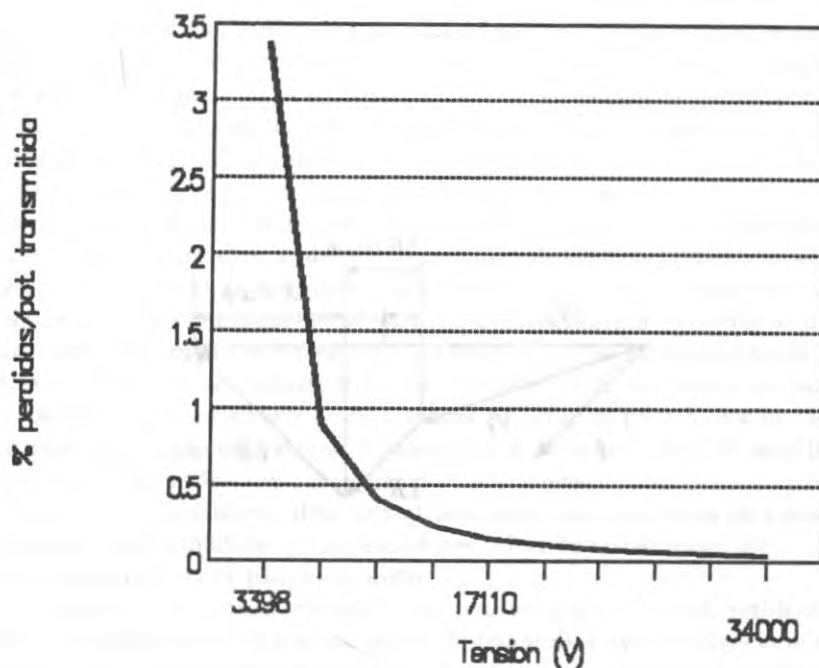


Figura 2.22: Porcentaje de pérdidas en función del nivel de tensión.

Al mejorar el $\cos \phi$ en un porcentaje k , las pérdidas se reducen proporcionalmente a k^2 .

2. Reducir la caída de tensión en el elemento, mejorando la regulación de tensión del sistema.

$$\Delta V = (R + jX)I \quad (2.52)$$

ΔV : Caída de tensión en la impedancia del elemento.

La regulación de tensión está dada por:

$$\epsilon = \frac{|V_i| - |V_j|}{|V_j|} \quad (2.53)$$

$|V_i|, |V_j|$: Magnitudes de la tensión en los puntos i, j respectivamente.

Para fines prácticos y manuales se puede utilizar la fórmula

$$\epsilon = I(R\cos\phi + X\sin\phi) \quad (2.54)$$

La figura 2.24 muestra el efecto que se presenta sobre las pérdidas y la regulación de tensión cuando se mejora en cierto porcentaje el factor de potencia, para una carga de potencia activa fija. Se tomaron como base los valores de regulación y pérdidas que se obtienen a un $\cos\phi = 0.5$ en atraso (las demandas con factores de potencia en adelante son poco frecuentes pero su tratamiento es similar).

2.6.3 Control de pérdidas

El control de pérdidas se debe realizar a todos los niveles del sistema, es decir, a nivel de generación, transmisión y distribución. En esta sección se describen los métodos principales de control de pérdidas técnicas en los subsistemas de distribución. No se incluyen medidas de control en las áreas de generación y transmisión puesto que esta última raramente presenta niveles excesivos de pérdidas y la primera se trata con detalle en la sección 2.8.

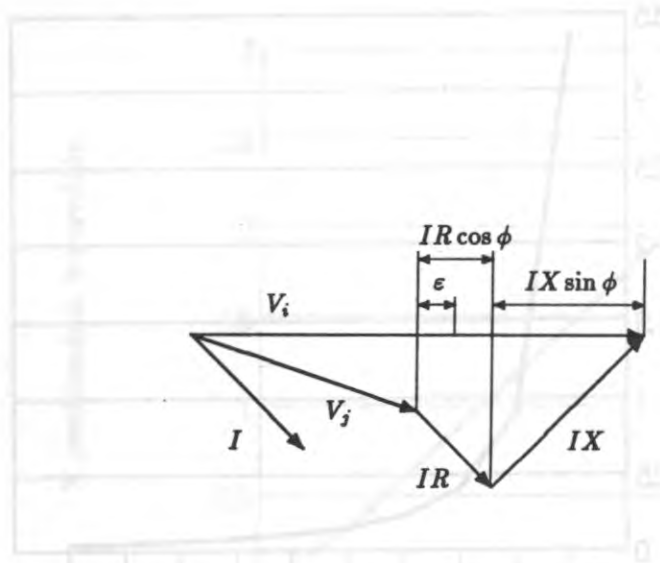


Figura 2.23: Diagrama vectorial de tensiones y corrientes.

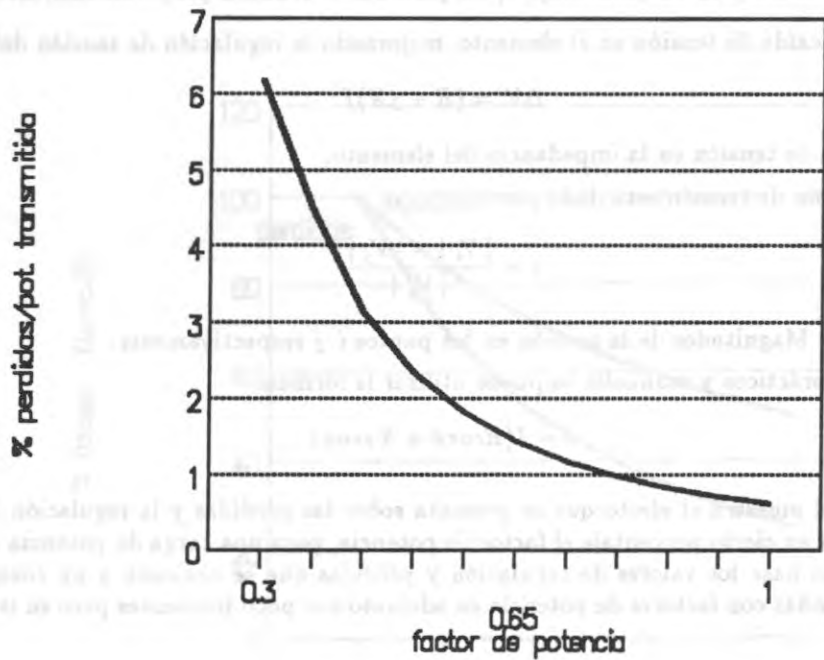


Figura 2.24: Comportamiento de las pérdidas y la regulación en función del factor de potencia.

Para lograr que se realice adecuadamente un plan de reducción de pérdidas, se debe acompañar con un adecuado planeamiento del sistema. A continuación se describen las principales características que se deben considerar en la planeación de los subsistemas de distribución.

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.

Esta adición de elementos se debe realizar tanto en el tiempo como en el espacio.

El planeamiento en los subsistemas de distribución comienza en el mismo nivel de los consumidores. Por esta razón el tipo de demanda, el factor de carga, y las características de carga de los usuarios señalan los requerimientos del subsistema de distribución. Una vez se determinan las cargas de los usuarios, se agrupan por medio de los circuitos secundarios que están conectados al transformador de distribución, los transformadores de distribución se combinan para determinar la demanda de los circuitos primarios y éstos a su vez se agrupan para hallar la capacidad de la subestación. Es decir, las cargas determinan la capacidad de la subestación, de aquí la importancia que se debe dar a una evaluación muy cuidadosa de la demanda.

Adicionalmente hay que considerar algunas restricciones como son niveles de tensión, existencia limitada de grupo de transformadores y condensadores, nivel de aislamiento, etc.

Factores a considerar en el planeamiento

Existe un gran número de factores de índole técnica, económica, social, ambiental, y nivel de pérdidas que deben considerarse en el planeamiento. El factor de mayor incidencia es el crecimiento de la demanda. De aquí 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 de 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.
- Niveles de cargabilidad de los diferentes elementos del sistema.

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

- Calidad de servicio representada en niveles de tensión y frecuencia adecuados.
- Continuidad y restauración rápida del servicio en caso de interrupción.
- Que sea la alternativa 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.

PERDIDAS DE POTENCIA [56]				
COMPONENTE	IDEAL		MAXIMO TOLERABLE	
		% ACUMULADO		% ACUMULADO
Estación de generación	0.25	0.25	0.5	0.5
Estación y líneas de transmisión EHV y HV	1.75	2.00	3.5	4.0
Estación de subtransmisión y Distribución	2.25	4.25	3.5	7.5
Distribución primaria	1.75	6.00	3.5	11.0
Distribución secundaria y transformadores de distribución	2.50	8.50	5.0	16.0

Tabla 2.1: Pérdidas de potencia según referencia [56].

PERDIDAS DE POTENCIA [55]				
COMPONENTE	IDEAL		MAXIMO TOLERABLE	
		% ACUMULADO		% ACUMULADO
Estación generadora	0.25	0.25	0.5	0.5
Estación y transmisión EHV	0.50	0.75	1.0	1.5
Estación y transmisión HV	1.25	2.00	2.5	4.0
Subtransmisión	2.00	4.00	4.0	8.0
Estación de distribución	0.25	4.25	0.5	8.5
Distribución primaria	3.00	7.25	5.0	13.5
Distribución secundaria y Transformadores de distribución	1.0	8.25	2.0	15.5

Tabla 2.2: Pérdidas de potencia según referencia [55].

- Estudios computarizados.
- Mejora del factor de potencia.
- Análisis de beneficios.
- Mejora del balance de las fases.
- Manejo de carga.
- Incentivos tarifarios.
- Manejo de carga de transformadores.
- Monitoreo del sistema.
- Estrategias.

Diagnosticar el estado actual del sistema: El primer paso es determinar qué tan bien o mal está 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.

Las tablas 2.1 y 2.2 se muestran algunos valores de pérdidas ideales y máximas tolerables que se considera que se presentan en un sistema bien planeado y con un buen mantenimiento, su diferencia radica en el criterio de los autores ([55] y [56]).

Predicción de carga: Es una de las tareas más importantes a realizar en todo estudio de planeación y 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 subestimar la importancia que tiene 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: Calibre de los 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.

Estudios computarizados: En sistemas relativamente grandes donde la cantidad de información presenta dificultades para ser manejada manualmente, es aconsejable el uso del computador, el cual en los últimos tiempos ha tenido un rápido desarrollo y una baja en los costos. Adicionalmente se han desarrollado bases de datos muy versátiles y fáciles de manejar y el *software* necesario para hacer los análisis requeridos.

Mejora del factor de potencia: Para reducir las pérdidas en un 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 en estas circunstancias pérdidas. Es difícil evaluar el daño que se le produce a la comunidad por suspensión del servicio, razón por la cual hay que evaluarlo con sumo cuidado.

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 requiriendo 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 calentadores de agua (si constituyen una parte importante de la demanda) estén apagados 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 cuando se utilizan los calentadores en horas de baja demanda. El principal problema reside en los aparatos de medición para que tengan en cuenta estos horarios.

Manejo de carga de transformadores: Utilizando esta herramienta que relaciona al usuario y su consumo con las características del transformador se obtiene:

- Reducción de pérdidas en los devanados de los transformadores.
- Una forma metódica de estimar el comportamiento de los transformadores y su posible cambio o reubicación.
- Mejores datos para realizar una mejor predicción de demanda.
- Utilización económica de la capacidad de transformadores y conductores los cuales pueden trabajar en condiciones por debajo de sus límites térmicos.
- Uso de niveles mayores de tensión en los subsistemas de distribución con lo cual se aumenta la capacidad de transporte y disminuyen las pérdidas.

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 subsistemas 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 necesitándose 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.

En los subsistemas de distribución se puede considerar la aplicación de medidas que lleven a un funcionamiento óptimo de ellos bajo las siguientes consideraciones:

1. El sistema actual.
2. El sistema en el futuro inmediato.
3. El sistema en el futuro lejano.

Sistema actual

Cuando en el subsistema de distribución se detecta que los niveles de las pérdidas existentes son mayores que los límites preestablecidos como admisibles, se deben ejecutar acciones a corto plazo que conlleven a una reducción de las pérdidas. Entre ellas se pueden mencionar:

- Circuito primario: Efectuar cambios de conductor por otros de menor resistencia, reconfiguración del sistema.
- Circuito secundario: Igual que en el caso anterior, realizar cambios de conductores, o reconfigurar el sistema ya sea centralizando o no el sistema.

Los sistemas centralizados se caracterizan por el uso de un transformador para un gran número de usuarios (15-200) y por tener circuitos primarios relativamente cortos comparados con las longitudes de los circuitos secundarios.

Los sistemas descentralizados poseen características opuestas al caso anterior.

- Transformadores: Efectuando cambios en su capacidad o reubicándolos en el sistema.
- Factor de potencia: Mejorando el factor de potencia mediante el uso de nuevos condensadores o reubicando los condensadores existentes.
- Redistribución de cargas: Transfiriendo cargas entre alimentadores.

El funcionamiento del sistema en el futuro inmediato y futuro lejano está condicionado a que se haya realizado un planeamiento adecuado.

2.7 Selección óptima de elementos

En esta sección se presentan algunas consideraciones para la selección óptima de los elementos del sistema que tienen mayor impacto sobre las pérdidas, así como también su evaluación de acuerdo con lo mencionado en el numeral 2.6.1. En el capítulo 4 se encuentra una información mas amplia sobre este tema.

Corriente de referencia 150 A					
Referencia de longitud de la línea 1 km					
Conductor	2	1/0	266.6	636.0	1192.5
Capacidad térmica del conductor	150	200	300	600	1000
% de carga	100	75	50	25	15
Peso por km (kg)	136	216	431	1470	2000
Peso relativo del conductor	1.0	1.59	3.17	10.8	14.7
Resistencia Ω/km	1.03	0.67	0.317	0.104	0.055
Pérdidas kW/km	69.5	45.22	21.40	7.02	3.71
Pérdidas a: \$250/kw/año \$0.037/kWH					
Valor pérdidas de demanda (\$)	17375	11305	5350	1760	927.5
Pérdidas de energía (kWH) (se considera $F_L = 0.25$)	5631.6	3664.2	1734	568.8	300.6
Valor total (\$)	23006.6	14969.2	7084	2328.8	1228.1
Costo incremental (\$)	8037.4	7885.2	4755.2	1100.7	
Costo de línea total p.u.	1.0	1.1	1.25	1.75	2.5
Estimativo del costo total de la línea \$ 15530/km	15530	17083	19412	27177	38825
Costo incremental (\$)		1553	2326	7765	11648
Relación beneficio/costo		5.17	3.39	0.61	0.09
Valor presente de costo línea y pérdidas en un Período de 20 años al 12% (\$)	187373	128891	72324	44565	47996

Tabla 2.3: Evaluación económica del conductor.

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 selección del conductor económico se enuncia de la manera siguiente: 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.

En la práctica se tienen los siguientes factores que afectan la selección del conductor:

- Sólo se cuenta con un número discreto de calibres de conductores
- Los costos de los conductores no son estrictamente proporcionales a su volumen debido a que los equipos y planes de fabricación trabajan óptimamente bajo ciertas circunstancias.

Una forma sencilla de evaluar los costos del conductor se obtiene utilizando la tabla 2.3, la cual se debe llenar de acuerdo con las características de cada conductor en particular y a los costos asociados. Mediante el siguiente ejemplo se ilustra la forma de empleo de la tabla 2.3.

Se desea encontrar el conductor económico para una corriente máxima de 150A (Corriente de referencia).

1. Para encontrar este objetivo se consideran los posibles conductores N^{02} , 1/0, 266.8 kcm, 636 kcm y 1192.5 kcm.

El conductor N^{02} presenta una capacidad térmica de 150A para una temperatura de $50^{\circ}C$., igual al valor de la corriente de referencia, mientras que el último conductor presenta una capacidad térmica de 1000A unas 6 veces el valor de la corriente analizada.

2. Las pérdidas se calculan como I^2R multiplicado por el número de fases (para este caso se consideran 3).

3. Se calculan los costos debidos a las pérdidas tanto por demanda máxima como por energía durante un año, tomando como costos:

C_D : Costos de demanda = \$250/kW/año.

C_E : Costos de energía = \$0.037/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).

Para este ejemplo el factor de pérdidas (F_L) se asume 0.25

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

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

4. El costo de la línea incluye el costo del conductor, postes, herrajes, lo que hace que el costo no sea proporcional al peso del conductor ya que la mano de obra y accesorios permanecen relativamente constante para estos calibres de conductores.

Se han representado los costos con referencia al costo de conductor N^02 .

Se tomó el costo base por unidad de longitud de \$15.528/km. De tal forma que para obtener los costos para cada conductor se multiplica este costo por el costo relativo correspondiente.

Los costos incrementales de la línea representan los costos adicionales de pasar de utilizar un conductor al siguiente.

5. Una vez estimados los costos y beneficios 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 al utilizar el nuevo conductor. Por ejemplo la relación B/C cuando se utiliza el conductor 1/0 es igual a $8037/1553 = 5.17$. En este caso la máxima relación beneficio/costo se obtiene al pasar del uso de conductor N^02 al uso de conductor 1/0.

6. Por último se calculan los costos y beneficios para el total de vida útil del proyecto, ya sea bajo una base de valor presente, valor futuro o equivalencia anual, considerando la inversión inicial de la línea y los costos anuales asociados a las pérdidas. En este ejemplo se tomo como base de comparación el valor presente, obteniéndose el menor costo con el uso de conductor 636kcm. En caso de utilizar valores diferentes de costos asociados a las pérdidas los resultados pueden variar.

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 existen economías de escala significativas, es decir que entre 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 la tabla 2.4 la cual se hace para cada potencia de referencia.

1. Se tomó como referencia una demanda máxima de 10kW. Para realizar el ejemplo se seleccionaron 3 transformadores de 5, 10 y 25 kVA respectivamente. Se ha supuesto que el tranformador de 5 kVA soporta la demanda de 10 kW bajo ciertas condiciones de carga.
2. Los costos debidos a la demanda máxima se consideraron iguales a $C_D = \$250/Kw/año$ y para efectos de energía se asumió $C_E = \$0.037/KWH$.

El sistema, se asume, opera con un factor de pérdidas $F_L = 0.3$

Potencia de referencia $P^R = 10kW$			
C_D : Costo por demanda máxima : \$ 250/kW/año			
C_E : Costo de energía : \$ 0.037/kWH			
Potencia (kVA)	5	10	25
Pérdidas vacío (kW) P_L^v	0.045	0.068	0.130
Pérdidas carga nominal(kW) P_L^n	0.144	0.237	0.467
Pérdidas a una carga P_L^R			
$P_L^R = P_L^n(10/P^n)^2$	0.576	0.237	0.075
Pérdidas de potencia: $P_L^v + P_L^R$ (kW)	0.621	0.305	0.205
$L =$ Pérdidas de Energía (kW/año) ($F_p = 0.3$)			
$8760(P_L^v + F_L P_L^R)$	1907	1218	1336
$Costos = C_D(P_L^v + P_L^R) + C_E L$	226.8	121.3	100.6
Variación de costos (año)		105	20.7
Costo transformador (\$/año)	57	68	98
Incremento del costo del sistema	-	11	30
Relación Beneficio/costo		9.5	0.69
Costo neto del transformador y energía (\$/año)	283.8	189.8	198.6

Tabla 2.4: Evaluación económica del transformador.

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

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

$$P_L^R = P_L^n (P^R / P^n)^2$$

P_L^R : Pérdidas en el cobre (W) del transformador a la demanda de referencia (10kVA).

P_L^v : Pérdidas en vacío (W) del transformador a tensión nominal.

P_L^n : Pérdidas en el cobre (W) del transformador a condiciones nominales.

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

$$L = (P_L^v + P_L^R F_L) 8760$$

Los costos totales debidos a las pérdidas compuestas por la componente de demanda y la componente de energía se calculan mediante:

$$C_T = C_D P_L + C_E L$$

- Disminución de los costos de las pérdidas al pasar del uso de un transformador a otro.
- Costo de involucrar el transformador en el sistema, el cual incluye el costo del transformador, postes, mano de obra, mantenimiento y operación. Los valores se han pasado a costos anuales imponiendo una tasa de retorno del 12% y 2% de mantenimiento y operación.
- Costo total anual, el cual incluye el costo debido a las pérdidas y los costos del transformador.

La mejor alternativa para considerar es la que dé los menores costos, en este caso el transformador de 10kVA.

Costo anual de instalar los condensadores	197.000
Costo anual de pérdidas	
Sin los condensadores	881.600
Con los condensadores	587.200
Ahorros	294.400
Relación Beneficio/Costo	$294.400/197.000=1.49$

Tabla 2.5: Evaluación económica de condensadores.

2.7.3 Condensador económico

La evaluación de la relación beneficio/costo debida a la corrección del factor de potencia por la instalación de un conjunto de condensadores se efectúa de manera similar a la forma como se calculó para los conductores y transformadores. Por ejemplo se instala un banco de condensadores de cierta capacidad, el cual mejora el factor de potencia de una carga determinada al 95% para la corriente de la demanda máxima. Los pasos siguientes muestran la forma de evaluación (tabla 2.5):

1. Se considera que el costo anual de la instalación del grupo de condensadores es de \$ 197.000.
2. En la evaluación de los costos debidos a las pérdidas con y sin condensadores instalados se consideran como los costos debidos a las pérdidas por la demanda. Para el ejemplo, se asume un valor igual a 250 \$/Kw/año y los costos de pérdidas de energía igual a 0.034 \$/kWH. Para calcular el valor de pérdidas con o sin condensadores se recurre a estudios de flujo de carga.
3. Al colocar los condensadores se reducen las pérdidas obteniéndose un ahorro en los costos de operación anuales.
4. La relación beneficio costo se obtiene como los dólares ahorrados por dolar invertido.

Para comparar los costos entre los sistemas centralizados o no, se puede recurrir a la ayuda de una tabla que muestre los costos asociados con los ítem siguientes:

- Demanda a alimentar.
- Costos asociados a los transformadores.
- Costos de las líneas de alta tensión.
- Costos de las líneas secundarias.
- Costos asociados con las pérdidas.
- Costos asociados con las pérdidas de energía.
- Costos totales.

Para la evaluación de los costos se puede utilizar, por ejemplo, el valor anual teniendo en cuenta la vida útil del proyecto.

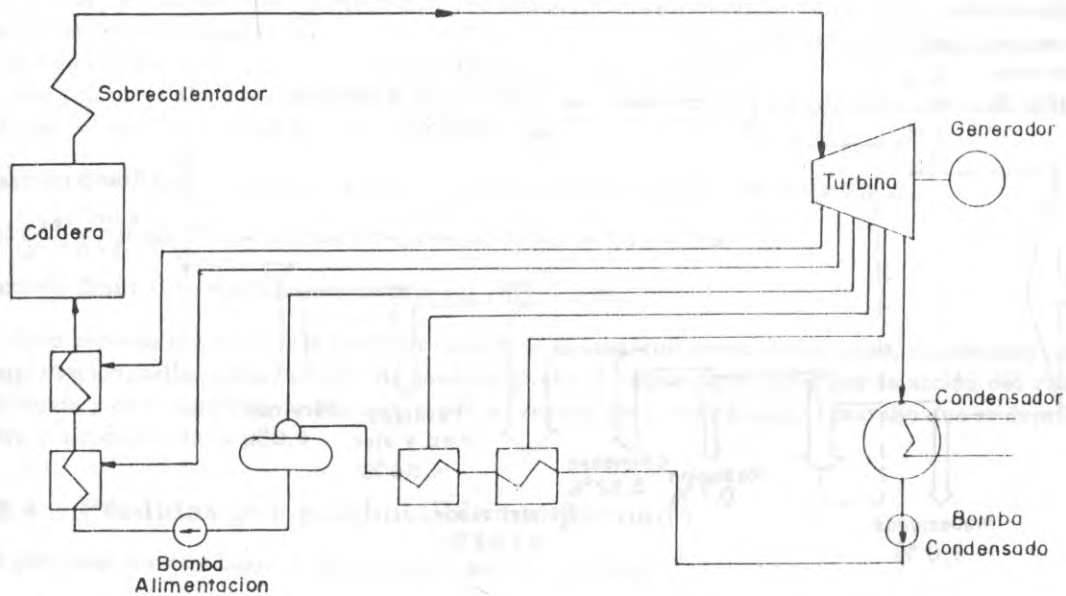


Figura 2.25: Diagrama simplificado del ciclo de vapor en una planta termoeléctrica.

2.8 Pérdidas técnicas en procesos de generación de energía eléctrica

Los diferentes métodos de generación de un sistema eléctrico utilizan procesos de transformación de energía destinados a impulsar un motor primario para el generador eléctrico. En estos procesos ocurren diferentes clases de pérdidas originadas en el diseño, eficiencia y operación de las máquinas, equipos o ciclos empleados.

En esta parte se trata la posibilidad de lograr ahorros de energía mediante el análisis de dos aspectos principales:

- La optimización operativa de centrales existentes.
- La especificación y selección adecuada de instalaciones futuras.

Aunque se toma como base para este análisis una central termoeléctrica, con ciclo de vapor, debe tenerse en cuenta que en los demás sistemas de generación térmica o hidráulica se pueden efectuar estudios encaminados a mejorar su rendimiento.

En particular, deben mencionarse los grupos turbo-gas y diesel empleados en la generación de energía eléctrica. Los primeros por el desarrollo y perfeccionamiento que han logrado y por las posibilidades de obtener mejores rendimientos utilizándolos en ciclos combinados. Los grupos diesel, porque son utilizados ampliamente en lugares apartados como único recurso para la generación de energía eléctrica y generalmente son operados en condiciones inadecuadas de utilización y mantenimiento.

2.8.1 Centrales con ciclo de vapor

La figura 2.25 muestra un esquema simple del ciclo de vapor de una central termoeléctrica. La central está integrada por un conjunto de sistemas, con la finalidad de transformar la energía química potencial del combustible en energía eléctrica. Una central puede estar dispuesta de muchas formas diferentes pero buscando siempre la manera más eficiente de utilizar el combustible disponible.

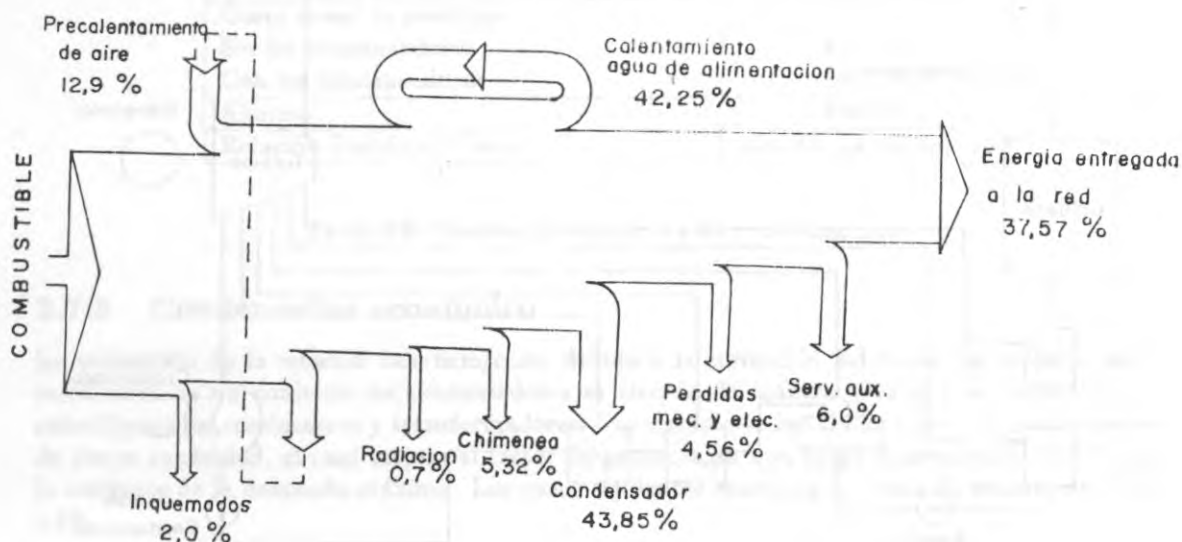


Figura 2.26: Balance del flujo de energía en una planta termoeléctrica.

La eficiencia con la cual se convierte un combustible en electricidad ha aumentado diez veces desde el año 1900, principalmente como consecuencia del desarrollo tecnológico en metalurgia y aerodinámica.

2.8.2 Flujo de energía y pérdidas

La figura 2.26 muestra el flujo de energía en una planta termoeléctrica. Los valores que se utilizan en este balance son normalmente medidos o calculados en una central actual.

A continuación se comenta el origen de las principales pérdidas que ocurren en la central termoeléctrica con ciclo de vapor de acuerdo con el balance de la figura 2.26. y se proponen simultáneamente algunas acciones orientadas al control de dichas pérdidas y en consecuencia a mejorar la eficiencia.

2.8.3 Pérdidas en el almacenamiento del carbón

Aunque estas pérdidas no se incluyen en el balance de la figura 2.26, se tienen en cuenta debido a que las centrales que utilizan carbón como combustible básico deben almacenarlo en grandes cantidades, lo cual ocasiona la pérdida o disminución del poder calorífico del combustible y por lo tanto una reducción en la eficiencia global de la central. Dependiendo de la técnica de almacenamiento, el carbón estará más o menos expuesto a sufrir modificaciones en sus propiedades causadas por fenómenos como:

- Deshidratación y desintegración.
- Oxidación, calentamiento y combustión espontánea.
- Deterioro químico diferente de oxidación.
- Arrastre por vientos, lluvias, etc.

Como consecuencia de lo anterior, se presentan pérdidas en masa y poder calorífico del carbón, las cuales, en pilas de almacenamiento muerto, mal compactadas, pueden llegar a ser del orden del 7% en masa y 2% en poder calorífico.

Para reducir estas pérdidas a valores aceptables, el almacenamiento debe realizarse técnicamente, lo cual incluye la adecuada preparación del terreno, la conformación de las pilas extendiendo el carbón en capas delgadas (30 a 60 cm de espesor), compactadas y homogenizadas a la forma y altura de la pila.

Las pilas con alturas superiores a 10 m propician el aumento de las pérdidas por la incidencia del aire sobre ellas. Las alturas recomendadas son:

Carbón fino: Con contenido de materia volátil superior al 18%, de 3.5 a 4.0 m.

Carbón grueso: Con volátiles superiores al 18%, de 5.5 a 6.0 m.

Carbón fino: Con volátiles por debajo del 18%, 7.0 m.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es el mantenimiento de las pilas, consistente en la compactación, sellamiento, arreglo de canales, grietas y vacíos provocados por la acción del viento y la lluvia y en la limpieza de basuras, madera, vegetación y todo material extraño que se deposite sobre o alrededor de la pila.

2.8.4 Pérdidas por combustible no quemado

Las pérdidas por combustible no quemado son de dos tipos:

- Pérdidas por material combustible en las cenizas, y
- Pérdidas por inquemados gaseosos (CO).

La presencia de material combustible en las cenizas representa comúnmente alrededor del 5% de las pérdidas de la caldera bajo condiciones normalizadas de prueba de recepción pero con frecuencia son mayores bajo condiciones normales de operación. La cantidad de material inquemado es una medida de la efectividad del proceso de combustión en general y del sistema de pulverización en particular. Una cantidad de 2% de material combustible en las cenizas es usualmente tolerada como normal.

Las causas de alto contenido de inquemados en las cenizas son: Mala pulverización, incorrecta mezcla aire-combustible, mal ajuste de la llama, incorrecta temperatura del aire de combustión y en general incorrecto ajuste de la combustión.

Por otra parte, la formación de óxido de carbono (CO) se produce por falta de aire o por una mezcla deficiente aire-combustible. Se deben tomar todas las precauciones para reducir a cero la presencia de CO en los gases de combustión.

2.8.5 Pérdidas por radiación

Las pérdidas por radiación son el resultado de factores físicos originados en el diseño del hogar de la caldera y varían inversamente con la carga aplicada.

2.8.6 Pérdidas en el flujo de gases por la chimenea

La principal fuente de pérdidas en la caldera es el calor que se pierde a través de la chimenea. El valor de estas pérdidas es igual al calor requerido para llevar los gases desde la temperatura ambiente hasta la temperatura de salida, medida esta última después de la última superficie de transferencia de calor utilizada.

Para minimizar las pérdidas de calor en los gases se deben tomar las siguientes acciones:

- Disminuir la temperatura de los gases mejorando la transferencia de calor en la sección de convección y en el precalentador de aire.
- Disminuir el exceso de aire de combustión.

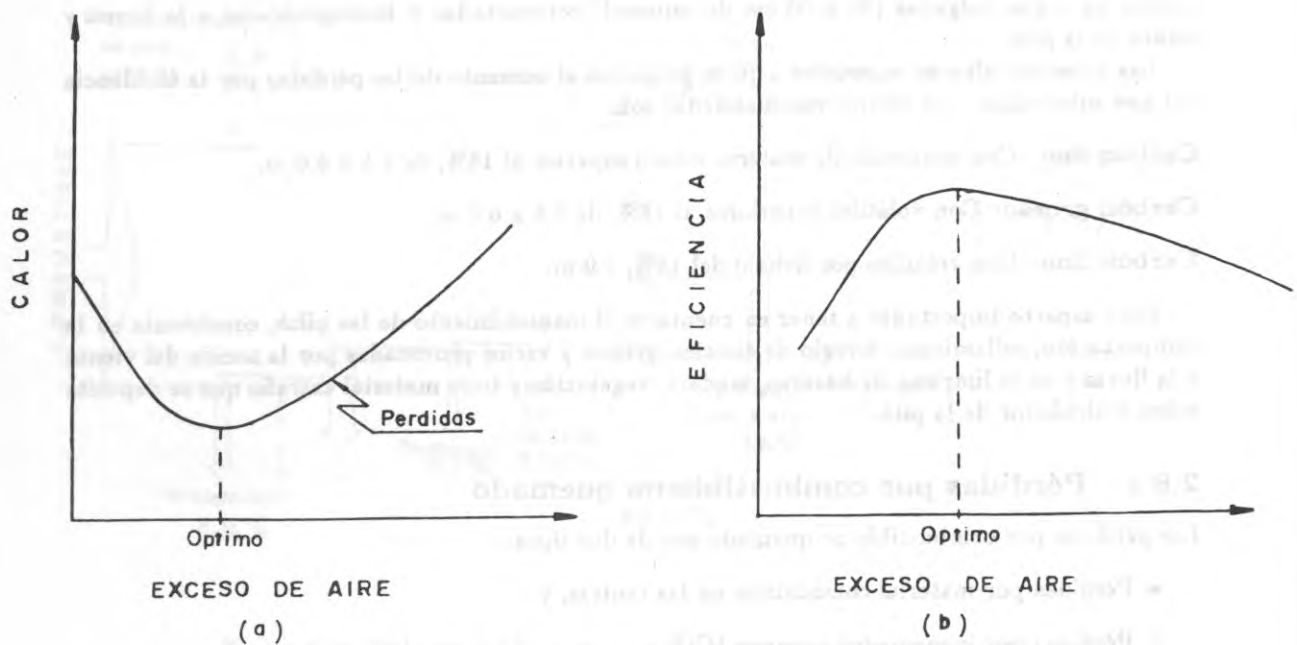


Figura 2.27: Efecto del exceso de aire sobre las pérdidas y la eficiencia en la caldera.

En toda caldera, el propósito de lograr una alta eficiencia de combustión se logra suministrando la cantidad correcta de aire en el lugar adecuado. Si el aire de combustión suministrado es escaso, el combustible no alcanza a quemarse completamente; al contrario, si es excesivo, el calor es desperdiciado a través de la chimenea en cantidades superiores a las normales.

La figura 2.27, (a) y (b), muestra el efecto del exceso de aire sobre el total de pérdidas y la eficiencia de la caldera, respectivamente.

2.8.7 Pérdidas mecánicas y eléctricas

Estas pérdidas ocurren principalmente en la turbina y en el generador. Dependen básicamente del diseño de las máquinas y no se consideran controlables operativamente.

2.8.8 Ciclo de la turbina, pérdidas en el condensador

La presión en el condensador es la más crítica de las condiciones terminales que se deben controlar en una planta térmica. Una pequeña desviación del valor óptimo de la presión en el condensador representa un cambio considerable en la cantidad de calor útil usado por libra de vapor.

La figura 2.28 muestra en un diagrama de presión contra volumen ($P-V$), el resultado de incrementar el vacío en el condensador en una pequeña cantidad, de P_2 a P_3 , produciéndose un aumento del volumen específico, de V_2 a V_3 , el cual crece rápidamente con el aumento del vacío.

Es importante mantener el vacío en el valor de diseño, pues si está por debajo de éste, se disminuye el trabajo realizado por Kg. de vapor, como se ve en la figura 2.28. Por otro lado si se pretende llevar el vacío más allá de su valor óptimo o de diseño, el aumento de trabajo conseguido se ve contrarrestado por los siguientes factores:

- Aumento de la potencia de bombeo de agua de circulación.
- Aumento de las pérdidas de escape por incremento de la velocidad del vapor después de la última etapa de la turbina.
- Reducción de la temperatura del condensador.

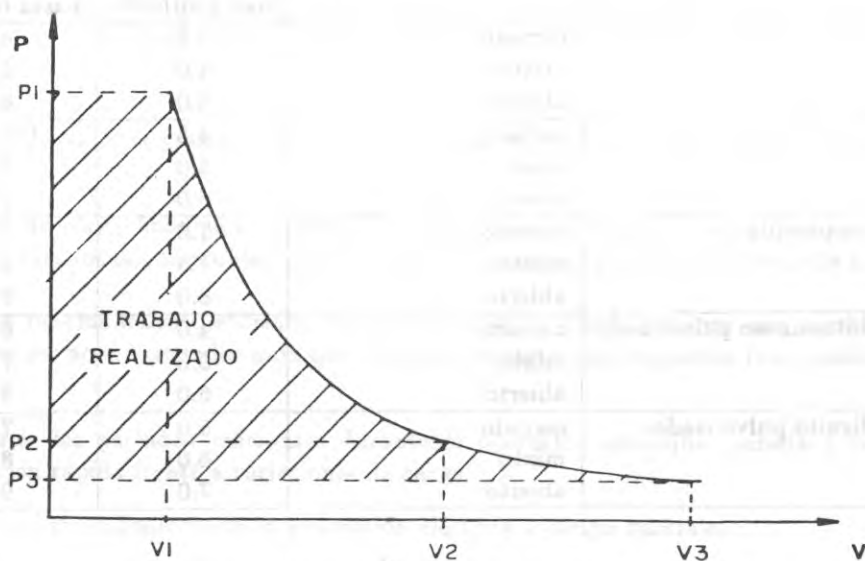


Figura 2.28: Trabajo realizado por Kg de vapor en la turbina.

- Aumento de la humedad del vapor de escape.

Para mantener el vacío en su valor óptimo es muy importante que las condiciones operativas del condensador sean siempre las mejores posibles. Las siguientes son las razones usuales que alejan al condensador de sus condiciones óptimas:

- Temperatura de agua de circulación diferente de la de diseño.
- Incorrecta cantidad de flujo de agua de circulación.
- Tubos rotos.
- Tubos sucios.
- Entradas de aire al sistema bajo vacío.

2.8.9 Potencia utilizada en servicios auxiliares

La potencia utilizada en servicios auxiliares constituye un parámetro muy importante en el control de la eficiencia de la planta y representa en gran parte la diferencia entre la potencia de salida del generador y la suministrada a la red.

Cada MW que se logra ahorrar en consumo de auxiliares estará disponible para los usuarios, con lo cual no sólo se mejora la eficiencia sino la economía total del sistema. Un aumento en el consumo de auxiliares no representa únicamente la potencia adicional utilizada en la central, sino también el costo de reemplazarla.

Cada planta debe disponer de las curvas que muestren el porcentaje óptimo de consumo en auxiliares, en función de la carga. Cuando la carga de una unidad se reduce, el consumo de auxiliares disminuye debido a la reducción de algunas cargas, bombas de agua de circulación, alimentación y otras. Sin embargo el porcentaje del consumo de auxiliares aumenta. La parte operativa de una central debe poner la debida diligencia en mantener el consumo de auxiliares dentro de los porcentajes óptimos recomendados para cada carga. Los siguientes detalles pueden tenerse en cuenta:

Combustible	Circuito de circulación	Potencia aux. %	
		hasta 30 MW	hasta 600 MW
Gas	cerrado	3.5	4.5
	mixto	4.0	5.5
	abierto	5.0	6.0
Fuel oil	cerrado	4.5	5.5
	mixto	5.0	6.5
	abierto	6.0	7.0
Carbón en parrilla	cerrado	7.0	7.5
	mixto	7.5	8.0
	abierto	8.0	8.5
Carbón bituminoso pulverizado	cerrado	4.0	6.0
	mixto	5.0	7.0
	abierto	6.0	8.0
Carbón lignito pulverizado	cerrado	5.0	7.0
	mixto	6.0	8.0
	abierto	7.0	9.0

Tabla 2.6: Consumo de potencia en servicios auxiliares.

- El consumo en bombeo de agua de circulación varía con el tipo de circuito existente (abierto, cerrado o mixto) y con la temperatura ambiente.
- Si existen auxiliares movidos por motores de velocidad variable, se debe tener en cuenta que el consumo de potencia de una máquina centrífuga varía con el cubo de la velocidad, o sea, si la velocidad se dobla, el consumo se aumenta 8 veces.
- En cuanto a los auxiliares menores, la mayoría de los motores que mueven equipos en una planta son de modestas proporciones, pero por su número, se debe dedicar una adecuada atención a su mantenimiento, lo cual puede resultar en sustanciales ahorros. Por ejemplo, los compresores de aire con frecuencia trabajan con numerosas fugas en el sistema. Si estas fugas se reparan, los compresores tendrán más largos períodos de descarga.

La tabla 2.6 muestra el consumo total de potencia en servicios auxiliares de una unidad termoelectrónica dependiendo del tipo de combustible y del circuito de agua de circulación utilizado.

En resumen, se pueden lograr reducciones de pérdidas por consumo de auxiliares. Para ello es importante desarrollar una correcta actitud mental en tal sentido. Entre más grande sea la central generadora, mayor será el ahorro que se obtiene optimizando el consumo en equipos auxiliares. Si el consumo en auxiliares en una central de 2.000 MW se reduce solamente en 0.1%, cantidad que a menudo se considera irrisoria, a plena carga se estarán recuperando 2.0 MW. Esto representa 12.3 GWH por año, suponiendo un factor de utilización de 0.7.

2.8.10 Operación Cíclica

Los cambios profundos de la estructura económica mundial de los últimos años han afectado la producción de energía eléctrica en centrales térmicas, obligando a desarrollar nuevas estrategias de operación, que permitan acomodarse a la demanda diaria de energía, en condiciones óptimas de costo.

Las empresas de energía están comprometidas con sus clientes al suministro de la energía sin restricciones, lo cual las obliga a satisfacer la demanda de carga tanto en las horas de punta como en las correspondientes a carga base. Esto ha creado la necesidad de operar en regímenes de cargas cíclicas.

Los grupos térmicos más modernos y por lo tanto más eficientes, están normalmente asignados para soportar la carga base, mientras que los grupos más antiguos, diseñados en su mayoría para

Presión, Kg/cm ²	32	40	64	100	140	250
Temperatura, °C	420	450	460	540	570	585
Eficiencia, %	40	42	43.5	45.6	50.6	52.3

Tabla 2.7: Efecto de la presión y la temperatura del vapor de agua sobre la eficiencia del ciclo [1].

un servicio de carga base, deben cubrir las variaciones de carga y cargas de punta, aunque, la operación cíclica ocasione problemas específicos de funcionamiento por el diseño de la caldera y de la turbina.

Para un funcionamiento eficiente, los grupos antiguos diseñados para una operación en carga base, deben ser acondicionados para que cumplan los siguientes requisitos funcionales para operación cíclica:

- Reducir las pérdidas inherentes durante la operación arranque- parada y conseguir una reacción rápida frente a variaciones de carga.
- Mejorar el rendimiento de la generación eléctrica a cargas parciales.
- Atenuar el envejecimiento prematuro del grupo, causado por los gradientes térmicos que se generan durante las condiciones transitorias asociadas a los arranques-paradas y a cambios de carga.
- Reducir los costos de mantenimiento originados en la operación cíclica.
- Mejorar el rendimiento de la turbina en régimen de cargas parciales.

2.8.11 Recomendaciones para la selección y el diseño

Los aspectos más importantes a tener en cuenta en la selección y diseño de una nueva planta termoeléctrica con ciclo de vapor, para optimizar los costos de operación en lo relacionado al funcionamiento mismo de la planta, disminuyendo las pérdidas que ocurren en el ciclo térmico, son:

1. Aumento de las condiciones iniciales del vapor de admisión a la turbina.

El efecto de aumentar la presión y la temperatura del vapor de admisión a la turbina, sobre la eficiencia del ciclo térmico, se muestra en la tabla 2.7.

La selección de los valores iniciales de presión y temperatura del vapor resulta en una decisión económica, por los efectos adicionales que sobre el costo de los equipos tiene aumentar estos parámetros.

2. Aumento de la temperatura final del agua de alimentación.

La recuperación del calor del vapor que no pasa directamente al condensador se logra con calentadores regenerativos, alimentados con vapor de las extracciones. El incremento en eficiencia aumenta con el número de calentadores empleados. En la práctica éste número está limitado por el costo de los calentadores, válvulas y demás accesorios necesarios.

Con el aumento de la temperatura del agua de alimentación, será menor la cantidad de calor necesario en la caldera para producir la evaporación con lo cual el tamaño de esta se reduce lo mismo que su costo. En la figura 2.29 se muestra como el incremento de eficiencia asociado con un calentador adicional es cada vez menor, saturándose rápidamente.

3. Utilización de recalentamiento.

La utilización del recalentamiento del vapor es necesaria cuando las condiciones del vapor y la potencia de la unidad sobrepasan determinados valores.

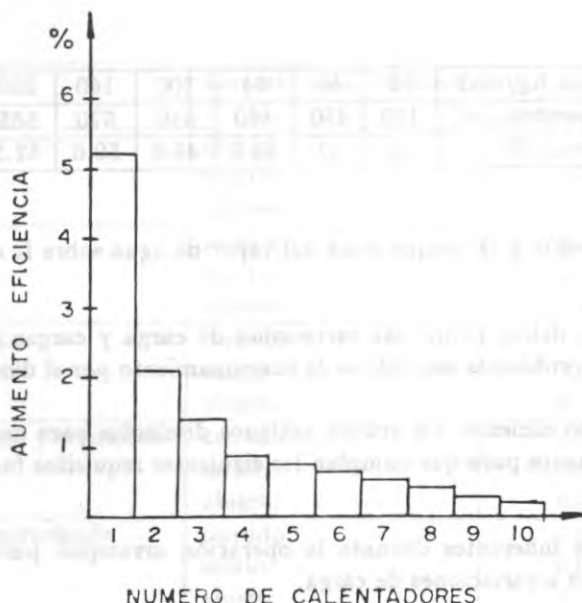


Figura 2.29: Aumento de la eficiencia con el número de calentadores [1].

El incremento del rendimiento con la utilización de recalentamiento no solo se debe a la obtención de un ciclo térmico más económico, sino que, gracias a la disminución de la humedad del vapor de escape, las últimas etapas tendrán rendimientos relativos más elevados, lo cual influye positivamente en el rendimiento interno relativo de toda la turbina.

En la figura 2.30 se muestra la variación de la eficiencia del ciclo, en función del número de recalentadores.

4. Disminución de la temperatura de condensado.

La disminución de la temperatura de condensado aumenta el área útil del ciclo y disminuye el calor rechazado a través del agua de circulación, aumentando la eficiencia del ciclo.

La temperatura de condensado depende de la temperatura y el flujo de agua de circulación y del diseño del condensador.

La temperatura mínima del condensado está limitada por consideraciones de carácter técnico y económico como son las características del vapor de escape de la turbina y las inversiones en el sistema de agua de circulación.

5. Sistemas de control y supervisión adecuados.

Los sistemas de control y supervisión para una central termoeléctrica de combustible fósil deben responder a las necesidades de la planta y a los progresos tecnológicos. Estos sistemas juegan un papel importante en el funcionamiento global de la unidad.

En términos generales, se debe tener como objetivo fundamental, lograr de la instalación la mayor disponibilidad, con rendimientos óptimos de funcionamiento y con los menores costos de operación.

Para lograr este objetivo se debe disponer de la organización y metodología que permitan obtener los siguientes resultados:

- Mejorar la disponibilidad.
- Optimizar el rendimiento.
- Reducir costos de mantenimiento.
- Mejorar la seguridad y confiabilidad en la operación.

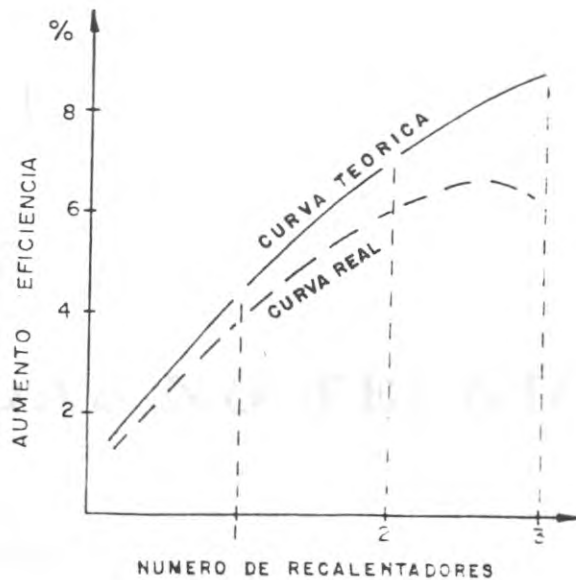


Figura 2.30: Aumento de la eficiencia con el número de recalentadores [1].

- Extender la vida útil.
- Facilitar la introducción de innovaciones técnicas.

La consulta de la bibliografía utilizada, permitirá ampliar los conceptos expuestos, sobre la optimización del proceso de la generación de energía eléctrica.

Capítulo 3

PERDIDAS NO TECNICAS

3.1 Introducción

En este capítulo se presentan metodologías para la estimación y control de las pérdidas no técnicas. Una definición precisa de pérdidas no técnicas se dará en la sección 3.2; sin embargo, para esta presentación preliminar es suficiente lo expuesto en el capítulo 1.

En diversos estudios se ha determinado que existe una fuerte correlación entre la capacidad administrativa de una empresa y su nivel de pérdidas. Esta relación es aún más estrecha si se considera separadamente el nivel de pérdidas no técnicas, puesto que, como se tratará de mostrar a lo largo del capítulo, estas pérdidas están íntimamente relacionadas con los procesos administrativos. Por esta razón, se describe en la sección 3.2 una clasificación de las pérdidas no técnicas que pretende clarificar esa relación y que también permite agrupar en forma lógica los métodos de estimación y control.

Por la naturaleza de las pérdidas no técnicas, es poco probable encontrarlas en los sistemas de generación y transmisión. Por esta razón, la discusión estará limitada al sistema de distribución casi exclusivamente.

En la sección 3.3 se describen en forma general los métodos de estimación de pérdidas no técnicas. En primer lugar se describe la metodología para la estimación global de las pérdidas no técnicas. En seguida se consideran las necesidades de información para estimación de las pérdidas; posteriormente se describen las metodologías para la desagregación de las pérdidas totales, y procedimientos generales para detección de causas de pérdidas no técnicas.

3.2 Presentación de la problemática

En esta sección se hacen algunas precisiones con respecto al problema de las pérdidas de energía en un sistema eléctrico de potencia. Se aclara la relación existente entre las pérdidas técnicas y las no técnicas y la importancia de éstas últimas para la operación de una empresa.

Durante la operación comercial de una empresa distribuidora de energía eléctrica, la energía, generada o comprada por la empresa, debe ser transportada a los centros de consumo para venderla a los usuarios. Como en toda empresa comercializadora de bienes o servicios, el éxito depende de una adecuada relación entre los costos de producción y los recaudos por ventas.

A lo largo del proceso de producción, transporte y venta de la energía eléctrica, no es posible entregar a los consumidores toda la energía que se tiene disponible. Esto obedece a restricciones físicas fundamentales de los materiales utilizados para el transporte de la energía. La energía que se pierde por este concepto se denomina PERDIDAS TECNICAS. Aunque estas pérdidas son inevitables, su magnitud puede reducirse a valores aceptables, según se ha presentado con todo detalle en el capítulo 2.

De la energía suministrada a los usuarios la empresa debe llevar registros precisos, 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 la empresas. Por otra parte, es muy difícil que la empresa logre recaudar el pago de toda la energía

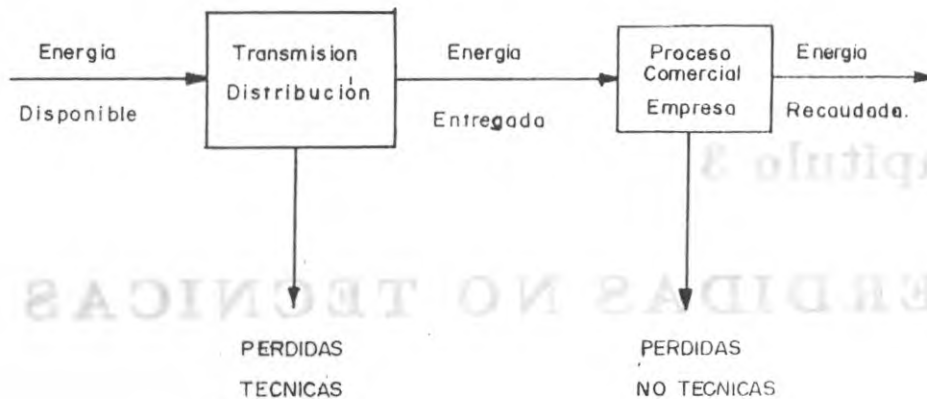


Figura 3.1: Pérdidas de energía.

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 TÉCNICAS**.

Por razones que se presentarán posteriormente a lo largo de este capítulo, no es posible reducir las pérdidas no técnicas a cero, ni aún en las empresas mejor organizadas. No obstante, la experiencia ha mostrado que existe una fuerte correlación entre el éxito comercial de una empresa de energía y su capacidad para mantener las pérdidas dentro de niveles aceptables.

La relación entre los dos tipos de pérdidas mencionadas se presenta esquemáticamente en la figura 3.1.

A pesar de la estrecha relación existente entre las pérdidas técnicas y las no técnicas, existe una diferencia fundamental 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 la cual la empresa no recibe pago alguno. Desde un punto de vista macroeconómico esto no representa una pérdida real; sin embargo, para las finanzas de la empresa conlleva una carga real, la cual generalmente tiene que ser transferida a los clientes que sí pagan por el servicio de energía eléctrica.

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. Tan fuerte es la relación entre las pérdidas de energía y la capacidad institucional de la empresa, que el nivel de pérdidas ha sido considerado como uno de los indicadores más significativos del desempeño de una empresa [54].

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 correspondientes.

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios. Entre los más convenientes para el propósito de este Manual se encuentran los siguientes:

- Clasificación por la causa que las produce.
- Clasificación por su relación con las actividades administrativas de la empresa.

La primera clasificación ha sido mencionada en el capítulo 1, por lo cual se presentará sólo el segundo esquema de clasificación en detalle. El material de esta sección está basado en [4].

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

Registro 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 denomina *Período de facturación*.

Si la energía entregada a un suscriptor no se mide en forma precisa, o si es mal registrada en el archivo correspondiente, su valor no puede ser recaudado adecuadamente. 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, sin embargo, no es el único instrumento del cual disponen las empresas: Es práctica común en algunas compañías de electricidad, el 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, usando constantes de proporcionalidad de los medidores y las relaciones de transformación de los transformadores de medida (CT y PT).

Facturación . Una vez que los consumos han sido registrados, se procede a la facturación a los usuarios. Para que el proceso sea completo, es preciso 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 a la tarifa incorrecta. La energía correspondiente a esos errores no es pagada a la empresa, resultando 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, llamada pérdida en el proceso de recaudo (L_{rec}).

Esquemáticamente el proceso administrativo se puede representar como se muestra en la figura 3.2.

La clasificación mencionada proporciona una idea clara de la relación entre las pérdidas no técnicas y la organización administrativa de la empresa. Es evidente que un sistema de medición defectuoso o que no se aplique en forma estrictamente periódica, procesos de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales son un reflejo de la incapacidad administrativa de la institución, o de la falta de mecanismos legales para actuar en estos casos. También como consecuencia de lo anterior, estas empresas tienden a tener una cartera morosa elevada [54].

3.2.2 Pérdidas de energía vs. 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 como se manejan los diferentes tipos de pérdidas.

Las pérdidas en el proceso de registro, tienen unidades de energía y se deben contabilizar como tal. 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

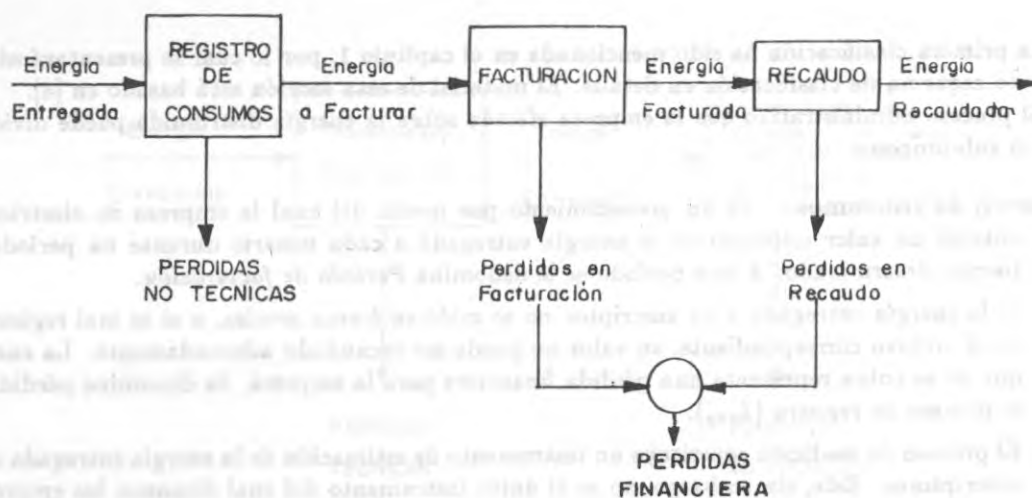


Figura 3.2: Clasificación de Pérdidas No Técnicas.

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 a quien se le factura su 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

Según la descripción anterior, 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:

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.

Errores en estimación de 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 sistemáticamente el consumo, además de que sobreestimula la demanda.

Error en estimación de consumos propios no medidos Los consumos propios de la empresa deben estimarse de una manera precisa, preferiblemente mediante mediciones. En ausencia de éstas la estimación del consumo propio puede conducir a errores significativos de registro. Considerando la concentración geográfica de los consumos propios y el control que la empresa tiene sobre ellos, es casi inadmisibles la ausencia de mediciones.

Errores por instalaciones provisionales Es práctica común en muchas empresas, la celebración de contratos de servicio provisional o demorarse en la instalación de los contadores una vez elaborado el contrato definitivo. En ambos casos esta práctica puede conducir a errores en el registro de consumos.

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. Los usuarios sin medidor tienen, casi exclusivamente, consumos muy reducidos. Entre los tipos de pérdidas asociados con este tipo de usuarios se encuentran las siguientes:

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.

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. Esta última circunstancia es más probable en instalaciones de tipo industrial, generalmente a alta tensión, donde su efecto es aún mayor.

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 el procedimiento de la medición 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, como se verá a continuación, esto no es posible en la práctica; 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 errónea sobre el contador y equipo auxiliar
- Falta de información sobre el transformador asociado con el usuario o la información es incorrecta.

La aplicación de información 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. Algunas de estas causas son más frecuentes que otras, pero todas deben considerarse como potenciales fuentes de pérdidas no técnicas. Las más usuales son:

- Procedimiento inadecuado de facturación.
- Falta de control sobre la corrección de errores de facturación ante reclamos de los suscriptores.
- Ausencia o deficiencia del programa de seguimiento de irregularidades de facturación o de otro tipo.
- Control de los consumidores con tarifa especial (tales como empleados de la empresa, etc). Debe darse especial consideración a los usuarios exentos de pago.
- 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
- 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 del dinero pagado
- Pago no acreditado al suscriptor

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

3.3 Metodología general de estimación

En primer lugar se considera el problema de estimar las pérdidas no técnicas en forma global. A partir de este dato se puede llevar a cabo un proceso de desagregación para estimar las pérdidas atribuibles a las diversas causas.

Es preciso resaltar la importancia que tiene la estimación de pérdidas no técnicas, tanto a nivel global, como de partes o subsistemas, para el éxito de un programa de control de pérdidas. No sólo permite la orientación eficiente de los esfuerzos de una empresa, atacando el problema en las áreas donde es más provechosa la acción, usando la desagregación geográfica de las pérdidas, sino que, cuando su cálculo se efectúa en forma periódica, sirve como elemento de diagnóstico acerca de la efectividad de las medidas que se están implantando.

La forma usual 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 sistema total o para alimentadores, circuitos individuales, etc.

Se considerará en primer lugar la estimación al nivel de todo el sistema. El método compara la energía distribuida con la facturada. Cabe anotar que este proceso puede efectuarse también para partes seleccionadas de un sistema, tales como alimentadores, circuitos individuales, etc.

Para la descripción del procedimiento de estimación se usará un modelo de medición basado en la figura 3.3, donde se incorporan también los procedimientos de medición; ésto 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:

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

donde:

\hat{E}_{disp} : Energía disponible estimada

E_F : Energía total facturada

\hat{L}_T : Pérdidas técnicas estimadas

\hat{L}_{NT} : Pérdidas no técnicas

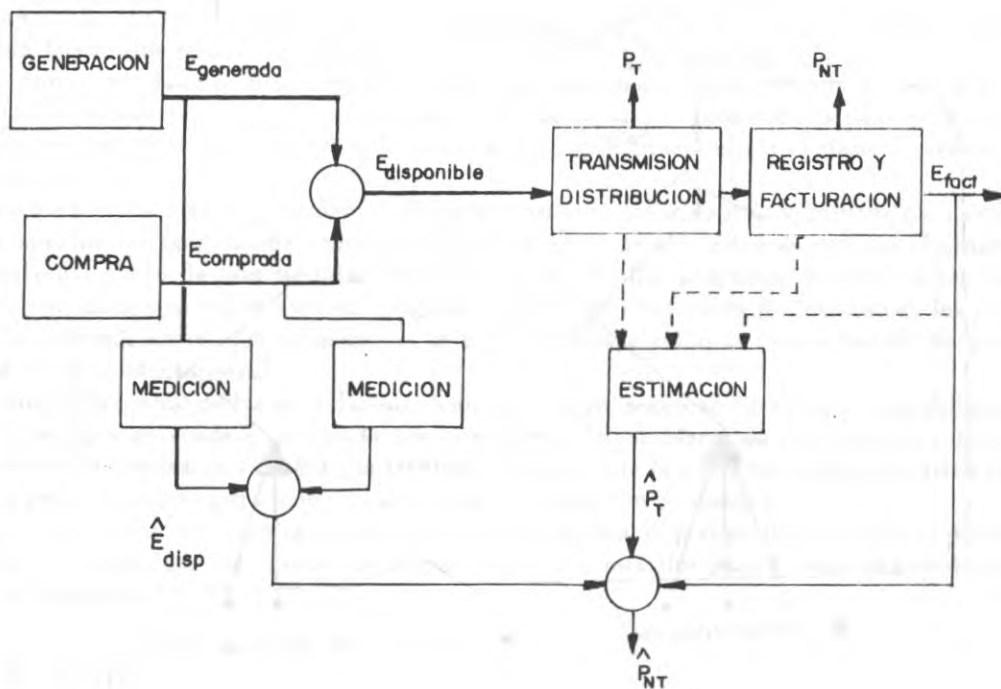


Figura 3.3: Modelo de medición de pérdidas no técnicas.

Esta forma de cálculo requiere que se registre toda la energía entregada a las subestaciones. En la energía facturada se debe incluir también 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 debe ser estimada 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 los aparatos de medida o a procedimientos inadecuados de registro de las mediciones. Aunque este proceso está totalmente bajo el control de la empresa de energía, con frecuencia se pasa por alto su efecto sobre la estimación de pérdidas. Puesto que las mediciones en esta área involucran un número relativamente pequeño de instrumentos y dada la importancia que revisten para la compañía, 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 de medición en puntos de generación e intercambio de energía.

Nótese que la estimación de las pérdidas no técnicas se basa en el valor calculado de las pérdidas técnicas, por lo cual se requiere un valor preciso para éstas. Los métodos para estimar L_T han sido descritos en el capítulo 2.

Analizando la ecuación 3.2 se puede concluir que el proceso de estimación de las pérdidas no

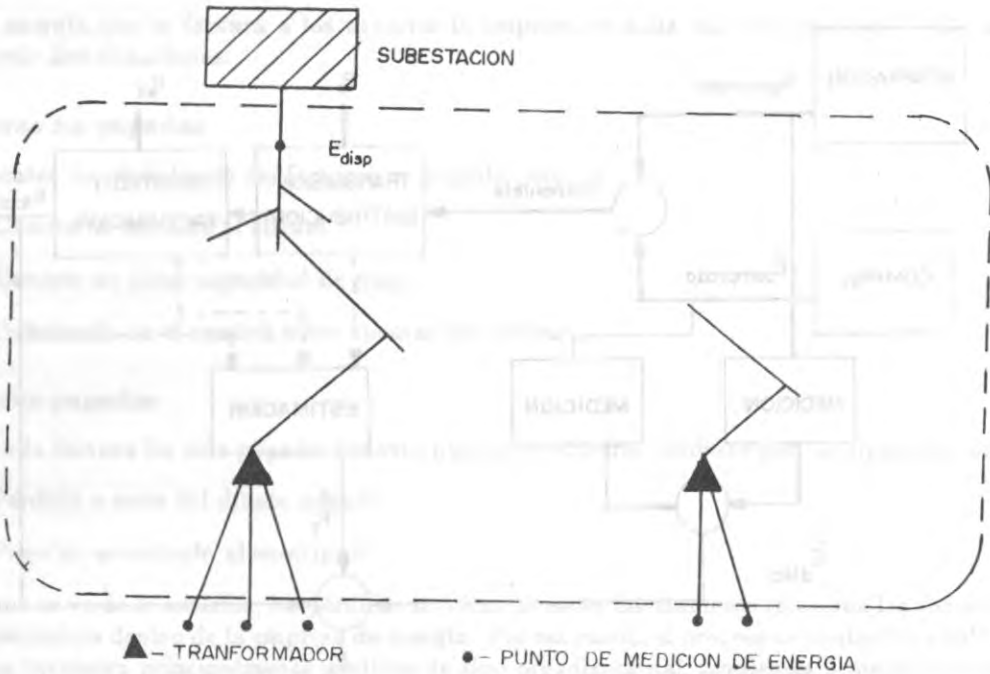


Figura 3.4: Modelo de medición para redes radiales.

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.

Como se expresó anteriormente, la medición de E_{disp} se puede efectuar en forma muy precisa y a un costo relativamente bajo. El cálculo de L_T , en cambio, refleja un gran número de factores que son, en el mejor de los casos, sólo aproximaciones.

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 alimentadores o circuitos individuales. La metodología de estimación es, básicamente, la misma que en el caso del sistema total. Para la estimación de las pérdidas no técnicas se requieren los datos de energía facturada y la energía disponible, además de las pérdidas técnicas.

En la estimación de pérdidas en sistemas de distribución, debido a la configuración de tipo radial, usual en esta clase de circuitos, el flujo de potencia se produce en un sola dirección. Por esta razón, la estimación de la energía disponible se simplifica grandemente, puesto que basta con medirla directamente, en la subestación o punto de alimentación. (Figura 3.4).

La energía facturada se conoce directamente, como resultado del proceso de registro de consumos. Las pérdidas técnicas se pueden estimar, por ejemplo, a partir de los datos de potencia en el punto de alimentación y de los datos de energía facturada a cada usuario. Los métodos fueron descritos en el capítulo 2.

Para la estimación de las pérdidas no técnicas, se debe contar además, con valores estimados de la energía consumida por servicios públicos, tales como alumbrado, señalización, etc.

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. Como se muestra

en la figura 3.4, cada medidor de energía colocado en un punto de alimentación, permite una desagregación más precisa de las pérdidas.

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, detectando 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 especialmente importante en programas tales como reducción de fraudes, en los cuales la detección de infractores por primera vez es tan importante como la comprobación de que no reincidan en su conducta ilegal.

La estimación global de las pérdidas no técnicas requiere, según se ha visto, la contabilización de toda la energía generada y comprada por la empresa, la consideración de todos los consumos y una evaluación precisa de las pérdidas técnicas. Es claro que la estructura administrativa de la compañía debe adecuarse para llevar a cabo estas funciones con propiedad.

Una vez estimadas las pérdidas no técnicas en forma global, es preciso llevar a cabo la desagregación de las mismas por las causas que las producen. Los métodos para hacerlo se describen en el resto del capítulo.

3.4 Fraude

3.4.1 Introducción

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

En primera instancia se presenta la estimación de las pérdidas debidas al fraude. La metodología presentada fue desarrollada por J.L. Calabrese para la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá [8]

Como parte del proceso de estimación de pérdidas no técnicas por fraude, se obtienen también las proporciones de usuarios que cometen fraude y de los que no lo hacen. Se trata de un método estadístico con una sólida base teórica y experimental.

Como característica especial del método de Calabrese se debe mencionar su extensión a la estimación de consumos de los infractores, lo cual lo hace especialmente útil para la refacturación de consumos a suscriptores a quienes se les ha comprobado fraude.

La detección de conexiones fraudulentas se debe hacer por medio de inspecciones a los suscriptores. Cualquier metodología de estimación de pérdidas no técnicas requiere que se lleve a cabo un muestreo de las instalaciones. En la sección 3.4.3 se describen brevemente los esquemas de muestreo utilizados y se resumen algunas experiencias de varias empresas latinoamericanas.

La última parte de esta sección describe algunos métodos usados con éxito en el control de pérdidas por fraude.

3.4.2 Metodología de estimación

Calabrese ha diseñado un método estadístico para la estimación de pérdidas por fraude. El método permite evaluar las pérdidas debidas al fraude, tanto a nivel global como por categorías o clases de suscriptores.

La estimación se basa en la extrapolación de los resultados de una muestra realizada entre los individuos de una cierta clase.

Para cada suscriptor seleccionado en la muestra se lleva a cabo un aforo o 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 suscriptor. A la potencia total aforada se le denomina P_A .

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 aforada, P_A y la energía consumida por el cliente, en kWh (E_D), se obtiene un factor de utilización real.

$$\phi_R = \frac{E_D \times 100}{T_F' P_A} \quad (3.3)$$

Donde T_F' es el intervalo de facturación (1440 horas para facturación bimestral, 720 si es mensual).

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

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

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

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.

$$\phi_F = \frac{E_F \times 100}{T_F' P_A} \quad (3.5)$$

Para los individuos de la clase H (No infractores), el consumo real y el facturado son iguales.

$$E_D(H) = E_F(H) = T_F \phi_F(H) P_A(H) \quad (3.6)$$

y el factor ϕ_R coincide con ϕ_F .

$$\phi_F(H) = \phi_R(H) \quad (3.7)$$

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

$$E_D(I) = T_F \phi_F(I) P_A(I) \quad (3.8)$$

y

$$\phi_F(I) < \phi_D(I) \quad (3.9)$$

Se debe hacer la hipótesis adicional de que ϕ_F y P_A 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 (denotado \mathcal{E}), de los consumos reales y los facturados.

En el grupo H, el consumo real esperado es:

$$\mathcal{E}[P_D(H)] = T_F \mathcal{E}[\phi_F(H)] \mathcal{E}[P_A(H)] \quad (3.10)$$

donde se ha usado la condición de que

$$\text{Cov}(\phi_F, P_A) = 0 \quad (3.11)$$

Para los del grupo I,

$$\mathcal{E}[E_D(I)] = T_F \mathcal{E}[\phi_D(I)] \mathcal{E}[P_A(I)] \quad (3.12)$$

Para este grupo se puede asumir que, si no fuera por el fraude, el valor esperado de ϕ_R sería igual al de los no infractores.

También la potencia aforada esperada debe ser la misma en ambos grupos, dentro de una aproximación estadística. El significado de estas suposiciones es que el patrón de consumo de los infractores no difiere significativamente de los no infractores y que existen infractores tanto entre los grandes como entre los pequeños consumidores.

La pérdida de energía esperada para cada individuo de la clase I es, entonces,

$$\mathcal{E}[L(I)] = T_F \mathcal{E}[P_A(I)] \mathcal{E}[\phi_R(H) - \phi_R(I)] \quad (3.13)$$

donde las esperanzas del lado derecho se estiman mediante valores promedios de la muestra,

$$\bar{L}(I) = T_F \bar{P}_A(I) [\bar{\phi}_R(H) - \bar{\phi}_R(I)] \quad (3.14)$$

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:

$$\bar{L} = T_F \bar{p}(I) N \bar{P}_A(I) [\bar{\phi}_R(H) - \bar{\phi}_R(I)] \quad (3.15)$$

La probabilidad $p(I)$ se estima a partir de 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 subpoblaciones 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, sean producidas por el usuario o por el deterioro natural de los equipos o por errores en el registro de las características 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 aforo de la potencia total instalada por el usuario.

Dada la gran diversidad de los patrones de consumo para grupos con actividades económicas diferentes y las magnitudes ampliamente variables de los consumos, es preciso efectuar una revisión en forma estratificada.

La estratificación de la muestra debe incluir subpoblaciones cuyo comportamiento sea lo más uniforme posible, respecto al consumo de energía eléctrica. Con este fin puede usarse la codificación internacional CIIU.

Las subpoblaciones se estratifican aún más de acuerdo con rangos de consumo decrecientes y dentro de estos estratos se efectúa un muestreo aleatorio simple.

Calabrese recomienda una estratificación de acuerdo con los rasgos de consumo en la siguiente forma:

ESTRATO

- | | |
|-----|--|
| I | Los mayores consumidores que representen, por ejemplo, el 60% del consumo total. |
| II | Consumidores medios cuyo consumo representa, por ejemplo, el 30% del total. |
| III | Consumidores pequeños, los restantes. |

El número de suscriptores incluidos en las tres categorías crece en proporción inversa a la energía consumida; por lo tanto el mayor esfuerzo se debe aplicar en el estrato I, el cual tiene gran impacto en la recuperación de energía y a su vez contiene el menor número de suscriptores.

En el apéndice estadístico se incluyen recomendaciones precisas para el muestreo, incluyendo tamaños muestrales, variables y técnicas para la estratificación, etc.

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 para la detección de infractores la constituye la llamada crítica de la facturación. En este proceso se detectan cambios bruscos y sostenidos de la energía

consumida. En el caso de consumidores grandes, se debería iniciar una acción inmediata para determinar las causas de esta variación. En el caso de consumidores pequeños, algunas empresas llevan a cabo comparaciones de los consumos con valores promedios para el estrato socio-económico al cual pertenece el usuario. Cuando el valor del consumo difiere significativamente del promedio, se inician acciones de revisión de instalaciones. Algunas empresas llegan a facturar directamente el consumo promedio en estos casos.

Los esquemas para la detección de infractores deben diseñarse de acuerdo con las circunstancias particulares de la empresa. Así, pueden citarse las experiencias de la compañía Boliviana de Energía Eléctrica, la cual, aprovechando las circunstancias especiales de ciertos sectores de su área de servicio donde la mayoría de los usuarios viven en edificios de apartamentos, estableció un programa de detección que incluye la comparación de consumos totales del edificio con los consumos individuales. Como resultado de este programa se logró una reducción de 5.5% a 3.15% en estos edificios, con una sola inspección [57].

Algunas recomendaciones acerca del proceso de inspección han sido incluidas en la sección anterior y en el anexo estadístico. Hay que anotar que el programa de inspección no se debe limitar a la detección de 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: Medidas punitivas y preventivas.

Medidas punitivas

Una de las causas más importantes de los fraudes de energía eléctrica es la conciencia de impunidad: El bajo nivel de riesgo de sanción percibido por los usuarios debido a la generalización de la infracción y la sensación de que la empresa no tiene los medios para defenderse. Por lo tanto, el programa de control de fraudes debe incluir sanciones económicas y morales a los infractores detectados.

Entre las sanciones morales se incluye la exposición pública de los usuarios que incurren en fraude mediante publicaciones en prensa y radio, especialmente en el caso de grandes consumidores con capacidad de pago y cuya imagen pública es importante.

Para pequeños consumidores se pueden incluir los cortes temporales de servicio.

Estos cortes deben ser realizados por equipos especializados, con vehículos en donde se anuncie claramente que se trata de una unidad de corte de servicio a consumidores fraudulentos.

Como sanciones económicas se cuentan las *multas*, para lo cual se debe procurar una legislación fuerte que permita la aplicación de multas crecientes con la capacidad instalada, o con la magnitud del fraude y aún mayores en caso de reincidencia.

Es muy importante que la aplicación de las multas se haga inmediatamente después de detectado un infractor. Esto es con el fin de mostrar la capacidad técnica de la empresa para el control de fraudes y reducir la conciencia de impunidad entre los infractores.

Medidas preventivas

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

Entre las medidas de prevención del fraude se pueden considerar dos tipos principales:

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

Entre las medidas técnicas cuyo fin es disminuir el riesgo de intervención ilícita de los medidores de energía se pueden mencionar los siguientes:

- 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 y entre éste y la instalación interna de la vivienda.

- Instalación de los medidores en cajas cerradas con candado que permitan una lectura fácil al tiempo que protegen el medidor de los efectos de la humedad y el polvo.
- Protección de los medidores por medio de sellos cuya violación sea fácilmente detectable. Varias compañías ofrecen sellos de este tipo. Se deben instalar sellos para proteger la cubierta del medidor, los terminales de conexión, cubiertas de transformadores de corriente y de potencial (CT Y PT) y la caja protectora del medidor, de tal manera que cuando uno cualquiera de éstos sea abierto, el sello se rompa irreparablemente y sea evidente su estado.
- Reducción de la longitud de los circuitos secundarios.

Para prevenir el fraude en los conductores de la acometida se pueden utilizar las siguientes medidas:

- De ser posible, efectuar la distribución secundaria (baja tensión) en forma aérea. Las redes subterráneas favorecen las conexiones ilegales.
- Usar cable conductor blindado u otros tipos de cables diseñados especialmente con este propósito, en vez de conductores individuales separados, los cuales son más fáciles de adulterar.

En el área Latinoamericana existe una amplia y favorable experiencia respecto al uso de medidas de tipo técnico para el control de pérdidas por fraude.

Como casos particularmente destacables se encuentran los siguientes:

- La experiencia de Chilectra Metropolitana (Chile) [82] con el uso de conductor concéntrico y cajas blindadas para la protección de los medidores. También es importante el sistema de "Distribución Aérea Económica" mediante el cual se elimina virtualmente la red de baja tensión y la acometida se realiza directamente del transformador, usando un cable trenzado y autoportado.
- El programa de "Adecuación del punto de entrega" de CADAPE en Venezuela [19] mediante el cual se están rediseñando acometidas e instalaciones de medición con el fin de eliminar la posibilidad de adulteraciones de los equipos de medida y acometidas.

Algunas medidas educativas y de difusión tendientes a ilustrar al público acerca de los riesgos y consecuencias del fraude que han sido usadas con éxito son las siguientes:

- Instalación temporal o permanente de medidores externos en sitios con elevada proporción de pérdidas no técnicas. Esto permite localizar más precisamente los sitios donde se produce el fraude y, lo que es más importante, ayuda a disminuir la conciencia de impunidad entre los suscriptores.
- Campañas educativas orientadas hacia los niños 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, impidiéndole prestar un mejor servicio. También aumento de tarifas. Es necesario crear la conciencia de que la energía hurtada la pagan los demás suscriptores.
- Organización de programas de cooperación con asociaciones comunales para el mejoramiento del servicio y del alumbrado público. El programa de mejora del servicio debe incluir la identificación de usuarios que cometen fraude.
- Establecimiento de programas de financiación para facilitar a los usuarios el pago de multas y facturas, así como el pago de las instalaciones especialmente diseñadas para minimizar el fraude.

De interés con respecto a las campañas educativas son los programas desarrollados por ENELVEN en Maracaibo (Venezuela) [60] y el de Chilectra mencionado anteriormente.

Como un último aspecto en el control de pérdidas por fraude se debe analizar la influencia que las tarifas altas tienen sobre la propensión a la adulteración de los equipos. El análisis económico de los programas de control de pérdidas por fraude debería contemplar la posibilidad de reducir tarifas como alternativa.

3.5 Usuarios no suscriptores

Esta sección considera la contribución de las "conexiones ilegales" o consumidores de energía eléctrica sin contrato de servicio, al problema de las pérdidas de energía.

La característica más relevante de estos consumidores es la de presentarse en sectores de muy bajos ingresos, generalmente comunidades marginales en barrios de invasión o subnormales. Otra componente importante de este grupo de usuarios la constituyen casetas y vendedores estacionarios, comunes en el sector de la economía informal, presente en casi todos los países del área Latinoamericana.

Las características anteriores hacen que el problema de los usuarios no suscriptores sea muy peculiar, dadas sus implicaciones socio-económicas y políticas. Por estas razones, amerita un tratamiento especial, diferente de otras formas de consumos 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.

El muestreo se debe hacer por medio de mediciones de energía consumida. Censos de carga por usuario producen resultados menos precisos, pero pueden ser una alternativa más económica.

Otra 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 de los patrones de consumo. En algunos estudios se han efectuado regresiones sobre diversos indicadores de tipo social y económico calibrados sobre datos de diversos grupos de usuarios. La precisión de estos estudios no es muy grande y debe servir solamente como estimación preliminar de los valores de pérdidas. En un programa de reducción de pérdidas, la estimación precisa de los consumos tiene un gran valor y fácilmente puede justificarse un programa de mediciones desde el punto de vista económico.

Una alternativa 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. Posteriormente se presentará con más detalle esta posibilidad.

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 social y político, puesto que la mayoría de las veces se trata de sectores marginales compuestos por gentes 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.

Dependiendo de la situación de los consumidores y de la legislación vigente en el país, la empresa de energía debe emprender las acciones necesarias para colaborar con la comunidad con el fin de que ésta pueda aclarar los aspectos legales de la posesión de la tierra. Según la legislación de un buen número de países, no es posible establecer un servicio regular de energía, mientras no se haya aclarado la posesión de la tierra y se haya hecho el levantamiento catastral, incluyendo la asignación de nomenclatura. No obstante, es inconveniente que la empresa espere hasta cuando se produzca este evento para proceder a efectuar la instalación de redes eléctricas.

Cuando la empresa tarda demasiado tiempo en la instalación apropiada de redes para el sector, es común que las comunidades procedan a tomar la energía de redes existentes en las cercanías.

Estas redes improvisadas ocasionan graves problemas a la empresa, además de las pérdidas por energía no facturada:

- Se presentan daños en equipos por instalaciones deficientes.
- Mala calidad del servicio para los suscriptores en las cercanías.
- Dificultad para la estimación de consumos ilegales y para su control.

Por estas razones, es conveniente que la empresa efectúe el suministro de energía a la comunidad mediante una alimentación única (o a lo sumo un número reducido de ellas), especialmente diseñado desde el punto de vista técnico y económico. Por una parte esto elimina los problemas asociados con las conexiones irregulares y por otra, reduce las pérdidas técnicas mediante un diseño adecuado a las características de la carga.

En varias empresas Latinoamericanas, se ha procedido a la instalación de "Medidores comunales" ("o pilas" comunales), los cuales cumplen el doble propósito de permitir una estimación precisa de los consumos y de efectuar un cobro global, de cuyo pago se encarga la comunidad entera.

Estos programas de cobro a la comunidad entera deben estar apoyados en campañas de educación y apoyo a la comunidad, con el fin de ilustrar a los usuarios acerca de sus ventajas y de lograr una organización comunal mínima que permita la administración y recolección de las cuentas comunales.

Los cobros de energía se pueden hacer por tarifa fija mediante censos de carga en cada vivienda, o por división proporcional del consumo entre los habitantes del barrio o zona.

Las experiencias acumuladas con este tipo de medida indican la necesidad de efectuar revisiones periódicas para mantenimiento de equipos de medida y redes y para resolver cualquier problema con la facturación. Esto forma parte de la campaña educativa tendiente a crear un vínculo de identificación del usuario con la empresa que le presta un servicio.

Las campañas educativas se deben extender a la ilustración sobre el uso racional de la energía eléctrica y otros aspectos mencionados anteriormente, con respecto a las pérdidas de energía por fraude.

Como ejemplos de programas de este tipo se deben mencionar los desarrollados por Empresas Públicas de Medellín en Colombia [49], ENELVEN (Maracaibo) y CADAFE en Venezuela.

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 sus viviendas. Entre los incentivos hay que considerar tarifas reducidas para la instalación y facilidades para el pago. Estas facilidades deben ser tanto de tipo comercial (pagos a crédito con intereses reducidos), como de tipo físico mediante la implantación de oficinas ambulantes que atiendan a las comunidades en el sitio. Los servicios prestados por estas oficinas ambulantes deben incluir: Pago de cuentas, recepción de solicitudes, etc.

La otra componente importante de los consumos debidos a usuarios no suscriptores es la 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, con respecto a las casetas es que se estime su carga mediante un aforo de los artefactos eléctricos que posean y que se les cobre una tarifa fija. Conviene que el aforo de carga se repita con regularidad con el fin de revisar las 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, tanto a nivel de ventas en bloque como de venta a los consumidores individuales.

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 utiliza es, precisamente, el medidor de energía. En algunas situaciones, especialmente para pequeños consumidores, las compañías de electricidad prefieren 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 del primer grupo pueden citarse las siguientes:

Error intrínseco del aparato . Errores que varían de acuerdo con la clase del aparato. Dependiendo de las normas que se utilicen pueden tener valores que, generalmente, no deben ser mayores que 0.5% para rangos de consumo entre 0 y 200% del valor nominal.

Errores debidos a las condiciones de operación . La precisión de las lecturas puede variar con las condiciones de la carga, tales como factores de potencia, etc..

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. Puede producir errores graves de registro, los cuales pueden pasar inadvertidos, si la revisión de la facturación permite variaciones grandes de consumo.

Errores debidos a envejecimiento . Pueden deberse a aumento de fricción o a variaciones de las propiedades de los circuitos magnéticos, etc..

Entre las causas de error en el montaje de los equipos de medición se encuentran las siguientes:

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 . Ocurre en todo tipo de instalación.

3.6.2 Errores de medida para ventas en bloque

Debido al volumen de energía involucrada, 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.

Aunque la mayoría de las empresas son muy conscientes de este problema y compran equipos de medición de buena calidad para estos puntos neurálgicos, no son muchas las que llevan a cabo un programa de mantenimiento y recalibración periódica de estos equipos.

Es muy importante recalcar la necesidad de disponer de medidores patrones en los *bancos de prueba* de la empresa, con una precisión adecuada y que, además, hayan sido calibrados con patrones universalmente aceptados. Una sola mirada a las cantidades de dinero involucradas en estas ventas es suficiente para convencerse de que cualquier inversión en equipo o mantenimiento en esta área es rentable.

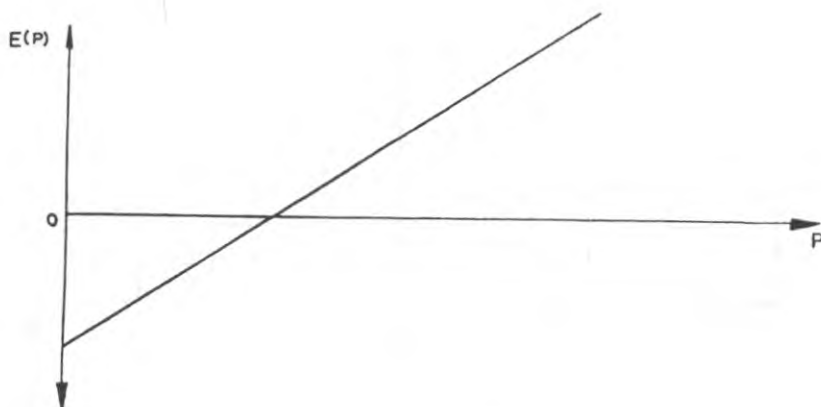


Figura 3.5: Curva de calibración de un medidor de energía.

3.6.3 Pérdidas de energía por descalibración de medidores

En el otro extremo del espectro de mediciones de energía están los que sirven para estimar la energía consumida por suscriptores individuales. Estos indicadores son muy numerosos y, por otra parte, 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.

Errores de medida de energía

Debido a sus 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

$$\epsilon_p(t) = \epsilon_p(P(t)) \quad (3.16)$$

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. (Figura 3.5).

Los errores de medición de potencia producen un error en la medición de energía, dado por:

$$L_M = \int_0^T \epsilon_p(P(t)) dt \approx \sum_{i=1}^N \epsilon_p(P(t_i)) \Delta t_i \quad (3.17)$$

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.

La expresión anterior indica 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, o lo que es equivalente, su curva de duración de carga. (Figura 3.6).

Teniendo en cuenta que las dos curvas de la figura 3.6 representan el mismo patrón de carga para un usuario determinado, el error de medición se puede evaluar como:

$$L_M = \int_0^T \epsilon_p(P(t)) dt = \int_0^T \epsilon_p(P(\tau)) d\tau \approx \sum_{i=1}^M \epsilon_p(P(\tau_i)) \Delta \tau_i \quad (3.18)$$

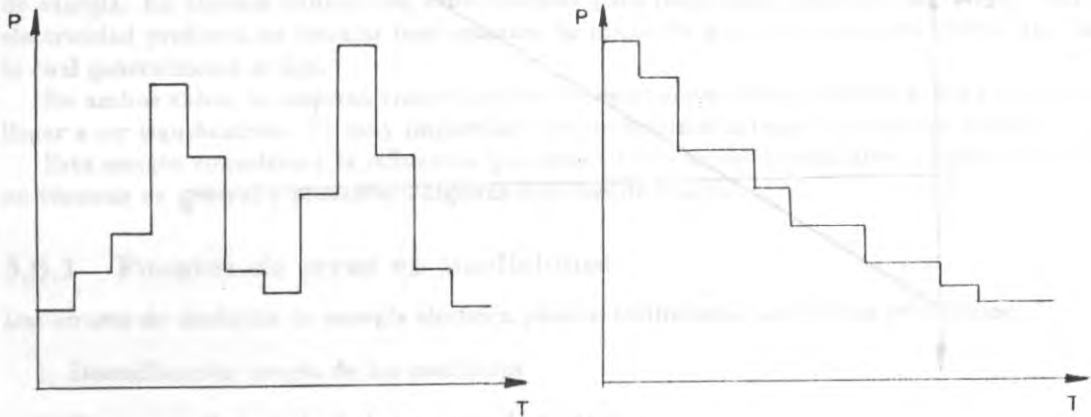


Figura 3.6: Curvas de carga y duración de carga para un usuario individual.

La aproximación dada por la sumatoria se considera en el mismo sentido que en la curva de carga, pero en este caso la aproximación se efectúa sobre la curva de duración de carga. Esta curva se aproxima por segmentos de duración $\Delta\tau_i$, durante los cuales la potencia es constante.

Puesto que la curva de duración es más fácil de aproximar, debido a que es más suave por su efecto de integración, esta última expresión es más conveniente para el cálculo de los errores.

Si se dibujan los errores correspondientes a las figuras anteriores, se obtiene la figura 3.7.

El desarrollo anterior permite deducir algunos aspectos dignos de mención:

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. La integración cancela valores. El valor de L_M puede llegar a ser 0 ó negativo en casos extremos.
3. Los errores no son aditivos. En particular los métodos de estimación de errores basados en el error a la potencia nominal tienden a sobreestimar los errores, a menos que se hagan correcciones para considerar el patrón de consumo.

Teniendo en cuenta las observaciones anteriores, se pueden presentar pautas para el muestreo necesario para estimar L_M . Con el fin de obtener subpoblaciones homogéneas, se debe efectuar un muestreo estratificado, en primer lugar por tipo de medidor y en segundo lugar por tipo de consumidor.

El muestreo de los contadores produce una curva típica de error por calibración. La experiencia ha mostrado que este modelo debe ser tan sencillo como sea posible y con frecuencia el mejor modelo es uno lineal como se muestra en la figura 3.5.

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. (Esta curva de duración es para un consumidor individual; no una curva diversificada). En caso de no disponer de estas curvas, es posible utilizar aproximaciones simples o curvas disponibles en la literatura.

Debe notarse que cuando la estratificación de los consumidores produce grupos homogéneos, la curva de duración de carga puede representarse en forma simplificada, sin pérdida notable de precisión.

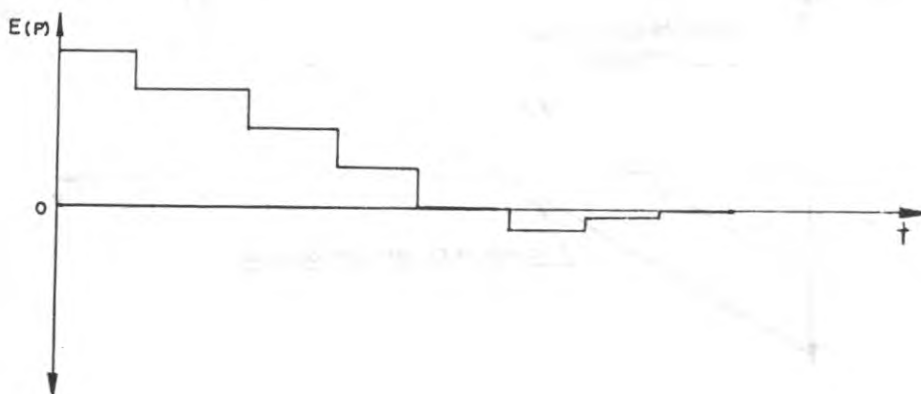


Figura 3.7: Error de medición de potencia para un usuario.

3.6.4 Control de pérdidas por descalibración

La principal medida de control consiste en reemplazar los medidores defectuosos por nuevos y ajustar los que están descalibrados.

Estas medidas, por supuesto, no son posibles 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. Un posible orden de prioridad 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 rigurosas de "Control de Calidad" en los bancos de prueba de la empresa, con el fin de garantizar la efectividad de los ajustes que se hacen a los aparatos.

Las características de los bancos de prueba y de los procedimientos de calibración aplicados deben ser revisados periódicamente, para garantizar su efectividad.

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 grandes pueden ser fácilmente detectados de esta manera.

Cuando las pérdidas de energía debidas a la descalibración 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. Este tipo de medida ha sido considerado en varias empresas colombianas. El ajuste debe escogerse separadamente para cada tipo de consumidor y para cada clase de medidor.

Como medida adicional se debe considerar la política de adquisición de medidores, con el fin de garantizar aparatos de buena calidad.

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

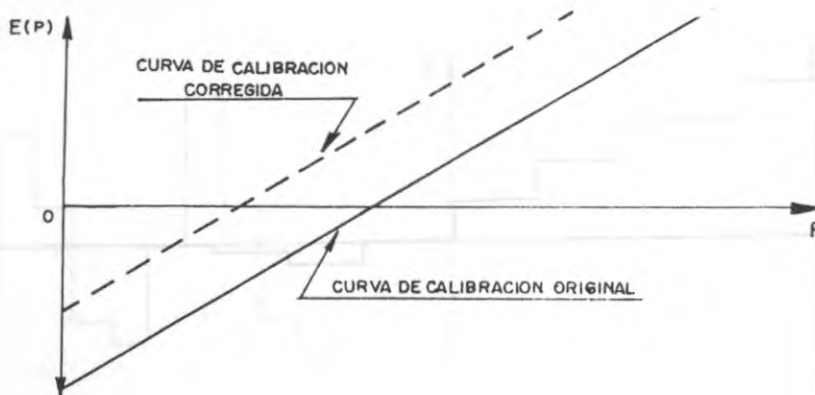


Figura 3.8: Modificación de la curva de calibración de un medidor.

obtenidos en los contadores comunales también permiten la recalibración de los valores estimados para el cobro a tarifa fija.

3.7 Otras fuentes de pérdidas

El propósito de esta sección es el de llamar la atención sobre algunas fuentes de pérdidas no técnicas, no consideradas en el resto del capítulo.

3.7.1 Pérdidas en el proceso de registro

Uno de los factores que más influyen sobre 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 la buena marcha del proceso de lectura se pueden citar:

1. Identificación clara y documentada de las instalaciones.
2. Lectura de los medidores de grandes consumidores con una periodicidad mayor que la del resto. Mensual en lugar de bimensual, por ejemplo.
3. Rotación de lectores en diferentes rutas con el fin de evitar fraudes que se efectúan con la complicidad de los lectores .
4. Supervisión de los procesos de lectura para evitar "malas lecturas" debidas a lectores que no efectúan lectura alguna.
5. Implantación de métodos automatizados de lectura.
6. Estímulo a los lectores que descubren irregularidades, mediante premios, comisiones y otros estímulos.

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 la facturación.

Puesto que los procesos de registro y facturación, así como el recaudo están íntimamente ligados con la organización administrativa de la compañía, otras medidas de tipo administrativo que contribuyen al control de pérdidas no técnicas serán discutidas en el capítulo 5.

CONTROL DE PERDIDAS

EVITAR LAS PERDIDAS ECONÓMICAS Y FINANCIERAS DE PROYECTOS DE INVESTICIÓN EN PERÚ

4.1. Introducción

En los últimos años, el sector privado peruano ha experimentado un crecimiento sostenido, lo que ha permitido la realización de importantes inversiones en el campo de la industria, la agricultura y el comercio. Este crecimiento ha sido el resultado de una serie de factores, entre los que se destacan el aumento de la inversión extranjera, el desarrollo de una clase media y la mejora de la infraestructura de transporte y comunicaciones.

Sin embargo, a pesar de este crecimiento, el sector privado peruano sigue sufriendo de importantes pérdidas económicas y financieras, especialmente en el campo de los proyectos de inversión. Estas pérdidas se deben a una serie de factores, entre los que se destacan la falta de información, la mala gestión y la corrupción.

Una de las principales causas de las pérdidas económicas y financieras en los proyectos de inversión es la falta de información. Esto se debe a que los inversionistas no cuentan con los datos necesarios para evaluar correctamente los riesgos y oportunidades de cada proyecto.

Otra de las principales causas de las pérdidas económicas y financieras en los proyectos de inversión es la mala gestión. Esto se debe a que los inversionistas no cuentan con los recursos humanos y técnicos necesarios para administrar correctamente los proyectos.

Finalmente, una de las principales causas de las pérdidas económicas y financieras en los proyectos de inversión es la corrupción. Esto se debe a que los inversionistas se ven obligados a pagar sobornos para obtener los permisos y licencias necesarios para llevar a cabo sus proyectos.

En consecuencia, es necesario tomar medidas para evitar las pérdidas económicas y financieras de los proyectos de inversión. Estas medidas deben estar basadas en la información, la buena gestión y la transparencia.

En el presente capítulo se discutirán algunas de las medidas más importantes que se pueden tomar para evitar las pérdidas económicas y financieras de los proyectos de inversión.

Capítulo 4

EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA DE PROYECTOS DE REDUCCION DE PERDIDAS

4.1 Introducción

En este capítulo se plantea una metodología general ¹ para la evaluación económica y financiera y el análisis del impacto distributivo de proyectos de reducción de pérdidas eléctricas. Su aplicación requiere un equipo de trabajo interdisciplinario, el cual debe incluir economistas, ingenieros y planificadores. Teniendo en cuenta esta situación y debido a la escasez de espacio, muchos aspectos no se profundizan al nivel que sería deseable. Se suponen unos conocimientos mínimos de teoría económica.

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), a la luz de su entorno financiero, 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.

Cabe destacar que existen diferentes métodos para la evaluación económica de proyectos. Unos buscan definir la contribución del proyecto a la economía en términos del valor agregado, del aporte de divisas y reducción de importaciones. Dentro de este esquema se inscribe el método de los *efectos*. Otros, con una visión menos macroeconómica, hacen el análisis en función de la relación beneficio/costo, tratando de reflejar tanto los costos, como los beneficios, en términos de precios económicos.

Si bien existen diferencias conceptuales y teóricas de fondo entre los dos métodos, se decidió, con un fundamento pragmático, presentar la metodología 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 anterior decisión no toma partido necesariamente, acerca de los paradigmas teóricos en los cuales se basa uno u otro método, ni descalifica el método de los efectos, cuyas virtudes han sido probadas en planes integrales de desarrollo en países de Africa y Europa.

¹Las ideas básicas para el desarrollo de la metodología aquí expuesta fueron inicialmente aplicadas en Colombia conjuntamente por la Financiera Eléctrica Nacional FEN, Interconexión Eléctrica S.A. - ISA, el Banco Interamericano de Desarrollo - BID, dentro del Programa Nacional de Reducción de Pérdidas, coordinado por FEN.

Dentro del análisis beneficio/costo, se han utilizado los costos marginales para definir el costo económico, puesto que este tipo de costo es coherente con el cuerpo teórico del método. Aun cuando algunas propuestas teóricas plantean la necesidad de usar costos de producción y márgenes de beneficio, estos conceptos no podrían aplicarse con rigor a una metodología *marginalista* por excelencia, como la adoptada.

Las anteriores afirmaciones no invalidan la posibilidad de explorar otros cuerpos teóricos basados en realidades económicas, más que en los supuestos generales de la teoría neo-clásica (competencia perfecta, número de compradores y vendedores infinito, conocimiento total del mercado, conducta racional, etc.).

Como cualquier método, el presentado aquí requiere de cierta información básica, para su utilización. Sin embargo, se ha querido partir de la existencia de datos, lo más generales posible, con el fin de no restringir innecesariamente el uso de la metodología expuesta. Lo anterior no impide que, en los casos donde sea posible, se utilicen los datos de manera más desagregada. Así, por ejemplo, si se dispone de los datos calculados de pérdidas discriminados para las distintas horas del día, y de los costos incrementales calculados a las horas pico o fuera del pico, se podrán valorar las pérdidas con mayor grado de detalle. El objetivo ha sido el de presentar los métodos generales para la valoración del impacto económico de los proyectos de reducción de pérdidas, sin pretender una gran precisión.

El presente capítulo, en principio, se enfoca a evaluación económica, aunque también puede aplicarse a evaluación financiera ya que su metodología se enmarca en la expuesta para evaluación económica.

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. Por esta razón, se deben hacer ajustes a los precios de mercado, utilizando el concepto de "precios sombra" o "precios de cuenta", que eliminan las distorsiones del mercado. La definición de éste y otros conceptos económicos utilizados a lo largo de este capítulo se presentan en el anexo II. La evaluación financiera permite determinar la conveniencia para la empresa, desde el punto de vista estrictamente financiero, de realizar o no el proyecto. Por ello, en la evaluación financiera la valoración de costos y beneficios se hace utilizando los precios de mercado establecidos para cada proyecto en particular.

En segundo lugar, se verá una metodología general para definir el impacto distributivo del proyecto, la cual consiste en determinar cómo se distribuyen los costos y beneficios entre diferentes empresas y grupos sociales involucrados en la utilización o prestación del servicio de energía eléctrica.

Por último se introduce el concepto de riesgo, el cual basado en la probabilidad de ocurrencia de las principales variables y factores, busca definir la variabilidad del resultado final de la evaluación. Este análisis permite tener mayores elementos de juicio para la toma de decisiones y es especialmente importante en proyectos o programas que demandan inversiones de cierta magnitud.

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 (escasos en un país en desarrollo) es vital que la evaluación de estos proyectos se realice bajo una perspectiva económica y social. Ya sea que se trate de una empresa privada del sector eléctrico, dicho análisis sigue siendo de mucho interés ya que a la luz de una evaluación económica los gobiernos pueden permitir o no la ejecución de un proyecto dado. Por otro lado, en la práctica, dada la cantidad de recursos que demandan estos proyectos, por lo general se recurre a financiación externa cuya respectiva solicitud se acompaña con una evaluación económica, por exigencia del prestamista (caso BID, por ejemplo).

La metodología 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 de interés 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 refleje 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 : > tasa de descuento.

VPN : > 0.

B/C : > 1. Entre 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. Ya que el origen de los fondos de financiación, en países en desarrollo, en buena parte lo constituyen empréstitos internacionales, podría sugerirse como nivel de referencia de tasa de descuento el costo de endeudamiento externo: Libor (o Prime) más una prima que varía según condiciones del mercado financiero internacional. La tasa de descuento utilizada 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.

Con el fin de evitar los efectos de la inflación, tanto los beneficios como los costos se deben cuantificar a precios constantes de un año.

En general la cuantificación de beneficios se establece mediante la comparación de la situación sin y con proyecto. (En el caso de un proyecto nuevo los costos y beneficios de la situación sin proyecto serán cero).

Los pasos a seguir para la evaluación económica (aplicables también a la evaluación financiera) son los siguientes:

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

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

donde: I_t = Costos de inversión en el año t

2. Cuantificación de los beneficios, año a año, y determinación de su valor presente neto : *VNPB*

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

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.

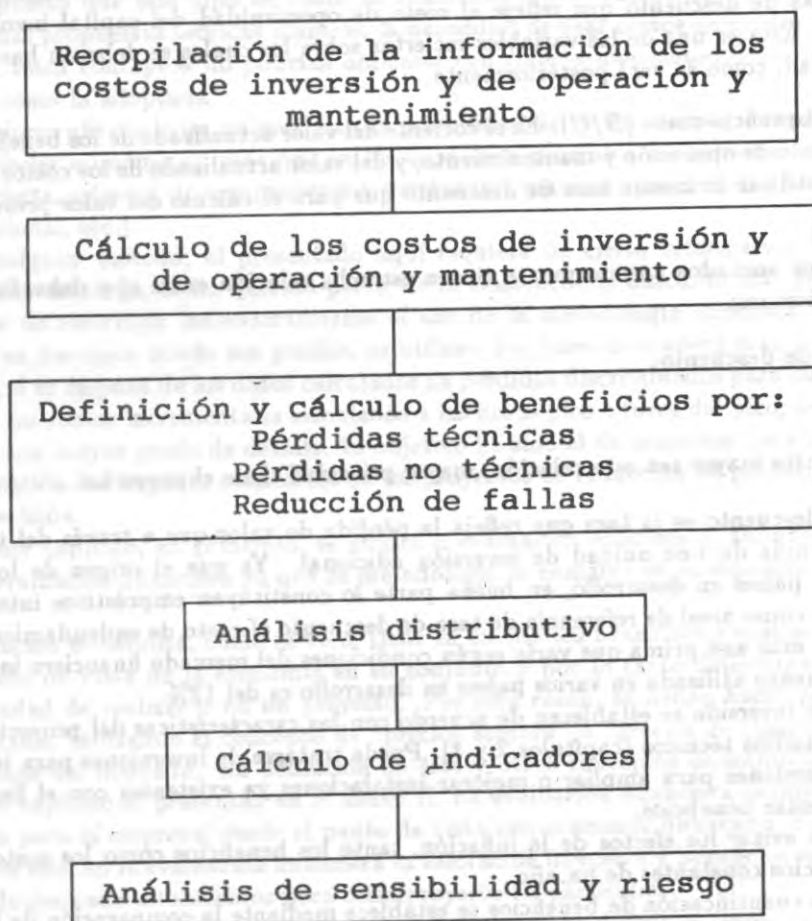


Figura 4.1: Proceso de la evaluación económica de un proyecto de control y reducción de pérdidas.

3. Cálculo del valor presente neto del proyecto:

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

4. Relación Beneficio costo:

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

5. Tasa interna de retorno: Se obtiene cuando $VPN = 0$.

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 de cuenta (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.

Una vez obtenidos los índices se hará un análisis de sensibilidad, alrededor de los factores más significativos (tasa de descuento, costo, etc.) y según sus resultados se proseguirá con un análisis de riesgo.

En la figura 4.1 se muestra, en forma general, el proceso a seguir, el cual se detalla en lo que resta de este capítulo.

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 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 deberán 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 con respecto al costo total que signifique cada categoría. Sin embargo se puede utilizar otro criterio de acuerdo con la experiencia de la empresa en proyectos similares.

4.3.2 Ajustes por precio sombra

Dada una inversión en términos de precios de mercado se deben efectuar ajustes sobre dichos precios para poderlos expresar en términos económicos, o sombra, necesarios para el desarrollo de la correspondiente evaluación económica de la inversión.

En los países donde se tengan precios sombra estimados por cada categoría se ajustarán todos los costos. Cuando estos precios no existen, normalmente se hacen ajustes a los costos de mano de obra no calificada y a los costos de los equipos y materiales comerciables.

Para la mano de obra no calificada el valor de ajuste (factor de conversión) normalmente es menor que uno cuando no se presenta pleno empleo, (0.7 - 0.8) y todos los valores asociados con esta categoría deberán multiplicarse por este factor. Para los equipos y materiales comerciables el valor se ajusta con el precio sombra de la divisa, cuyo factor de conversión es normalmente igual o mayor que 1 (1 - 1.5). Cuando la divisa es un bien escaso debe tenerse en cuenta el costo para la economía por utilizar una divisa adicional, dependiendo de las fluctuaciones de tasas de cambio, escasez de divisas, exportaciones, importaciones, etc.

Adicionalmente, si es el caso, a los valores de mercado deben hacerse ajustes tales que estos rubros queden libres de transferencias (impuestos, subsidios, etc.), ya que dichas transferencias no representan ni costos ni beneficios para el conjunto de la sociedad.

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.

4.4.2 Ajuste por precios sombra

Al igual que en el caso de costos de inversión, para los costos de operación y mantenimiento deben hacerse los mismos ajustes, utilizando los mismos factores para las mismas categorías.

4.5 Beneficios por reducción de pérdidas técnicas

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

De acuerdo al 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 constituida independientemente.

Una vez calculados los ahorros en pérdidas en términos de unidades físicas (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 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, utilizaremos aquí el concepto de costo marginal de largo plazo con base en costos incrementales, discutido en la siguiente sección. Sin embargo, el lector no debe sentirse limitado por la utilización de este concepto ya que se trata de la aplicación al costo unitario de la expansión del sistema como un resultado, disponible en los departamentos de planeación, de una metodología preestablecida por las autoridades del sector eléctrico.

4.5.1 Costo marginal de largo plazo y costo marginal relevante

El concepto de costo marginal de largo plazo, es el de costo incremental de todos los ajustes requeridos en el plan de expansión y en la operación del sistema eléctrico para efectos de atender un incremento futuro de la demanda. Dado que el término "marginal" puede ser interpretado en el estricto sentido matemático de un cambio infinitesimal, y ya que el término "incremento" conlleva el concepto de cantidades pequeñas y discretas, es pertinente aclarar que en el contexto de este

capítulo son utilizados los términos "incremental" y "marginal" intercambiablemente para denotar un cambio discreto.

Adicionalmente, puesto que para un horizonte de planeamiento dado las inversiones a realizar se dan en bloques, ya que los proyectos no son divisibles como suplir una unidad adicional (incremento discreto), se adapta la utilización del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP), concepto que se aplica para los diferentes niveles de tensión, como base para definir lo que llamaremos costo marginal relevante, costo con el cual se valoran las pérdidas técnicas en términos económicos.

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. Como es natural el ahorro de recursos no debe incluir el propio costo 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 que debe 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 34.5 kV, o sea, el costo marginal de entregar potencia y energía a la red de 13.8 kV.

Los costos marginales se deben tomar a precios constantes de un año (el mismo que se tiene para todos los cálculos económicos del proyecto), y la valoración de los beneficios deberá hacerse para todos los años de vida útil del proyecto.

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:

$$\text{Beneficio por reducción de pérdidas técnicas} = CMRe \times Se + CMRp \times Sp \quad (4.5)$$

con:

$$CMRe = CIGe + CIME + CIDE$$

$$CMRp = CIGp + CIMp + CIDp$$

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 (kWH), se puede atribuir el costo por potencia usando la siguiente ecuación:

$$CMRe' = CMRe + \frac{CMRp}{8760 \times FC} \quad (4.6)$$

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:

$$Sp = \frac{Se}{8760 \times Fp} \quad (4.7)$$

Donde:

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

$$FP = K \times FC + (1 - K)(FC)^2 \quad (4.8)$$

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, los cuales serán tratados en la sección 4.7 y en el apéndice A, respectivamente. 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 solo 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 lo es 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 obtiene 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 el 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. Tarifa que se cobra al consumo marginal para cada uno de los consumos legítimos de las mismas categorías. Es decir, la tarifa que aplica la empresa para cobrarle al usuario un *kWH* adicional respecto a su nivel de consumo de energía.
4. Consumo promedio por año de las conexiones legítimas de consumidores de las mismas categorías.
5. 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, incorporando 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, en sí, el cual es el ahorro neto de la reducción en el consumo como efecto del aumento de la tarifa experimentado 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

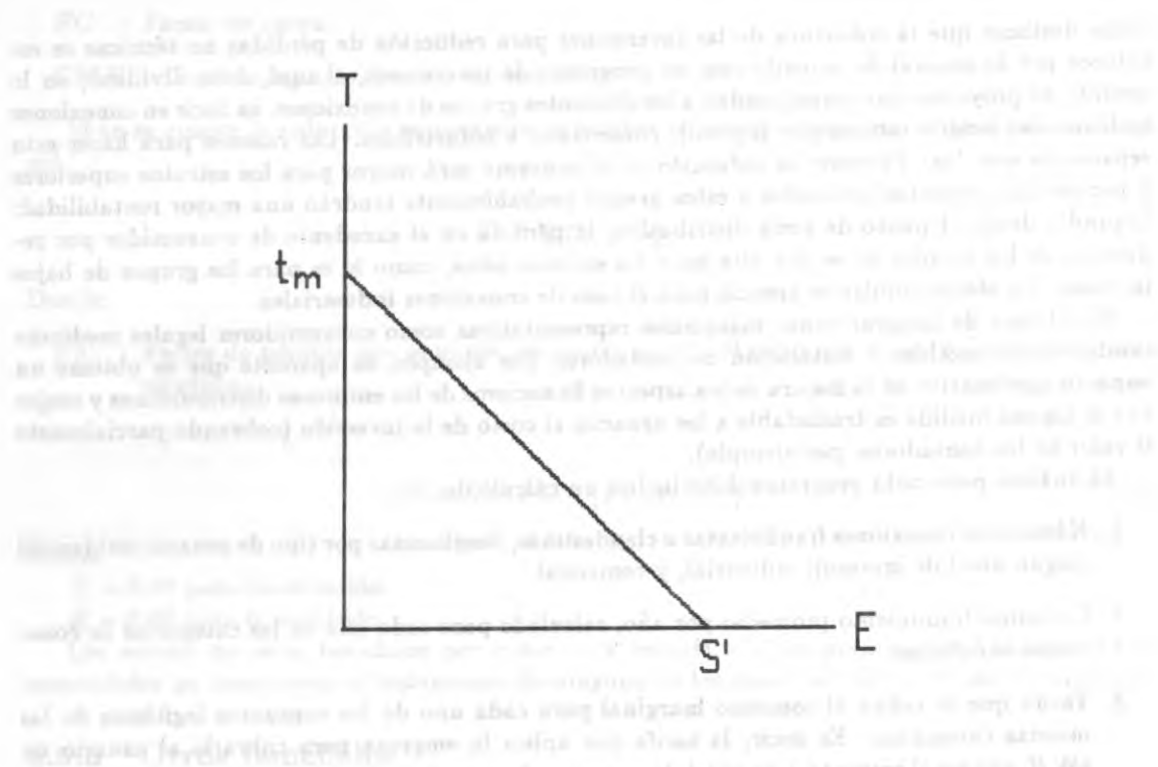


Figura 4.2: Curva de demanda - consumo fraudulento.

el contador y el resto lo consume directamente con "punteo" 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, calcular la curva de demanda del grupo. Si la tarifa aplicable es cero, caso de total consumo clandestino, la curva de demanda (figura 4.2) estará dada por la recta,

$$T = t_m - \frac{t_m E}{S'} \quad (4.9)$$

donde:

$$t_m = t(e - 1)/e \quad (4.10)$$

Véase anexo II, ecuación II.6), y

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, caso de parcial consumo clandestino, la curva de demanda estará dada por la recta,

$$T = \frac{t(e - 1)}{e} - \frac{t}{eC'} E \quad (4.11)$$

(Véase anexo II, ecuación (II.7)).

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 debe estimarse para diferentes tipos de usuarios (0.5 para conexiones residenciales y comerciales y 0.6 para las industriales) y para diferentes si hay heterogeneidad.

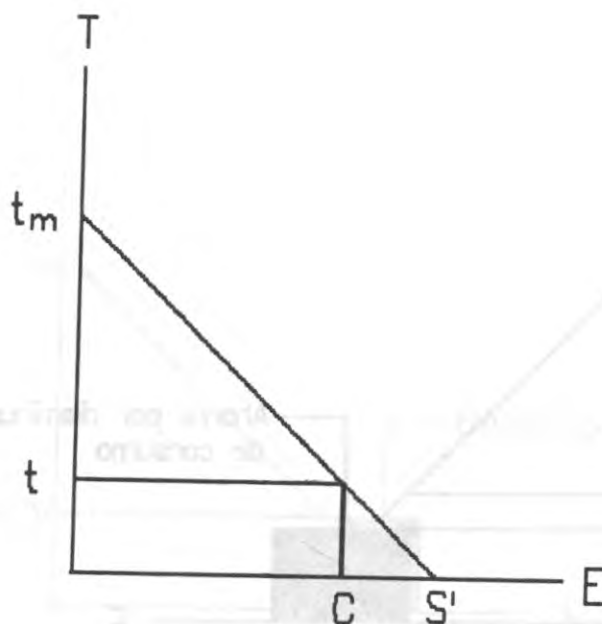


Figura 4.3: Curva de demanda - disminución de consumo fraudulento.

- 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 sustituyendo 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 4.3)

- 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 costo marginal a nivel de acometida de ofrecer las conexiones (CM) (figura 4.4).

$$\text{Disminución en costo anual} = (S' - C) CM \quad (4.12)$$

- Calcular la pérdida del excedente del consumidor (figura 4.5) por haber reducido el consumo. Este cálculo se hace multiplicando la disminución anual en el consumo ($S' - C$) por $1/2$ 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).

$$\text{La pérdida en el excedente del consumidor} = (S' - C) \frac{1}{2} (t - t_0). \quad (4.13)$$

- 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.

$$\text{Beneficio neto} = (S' - C) CM - (S' - C) \frac{1}{2} (t - t_0) \quad (4.14)$$

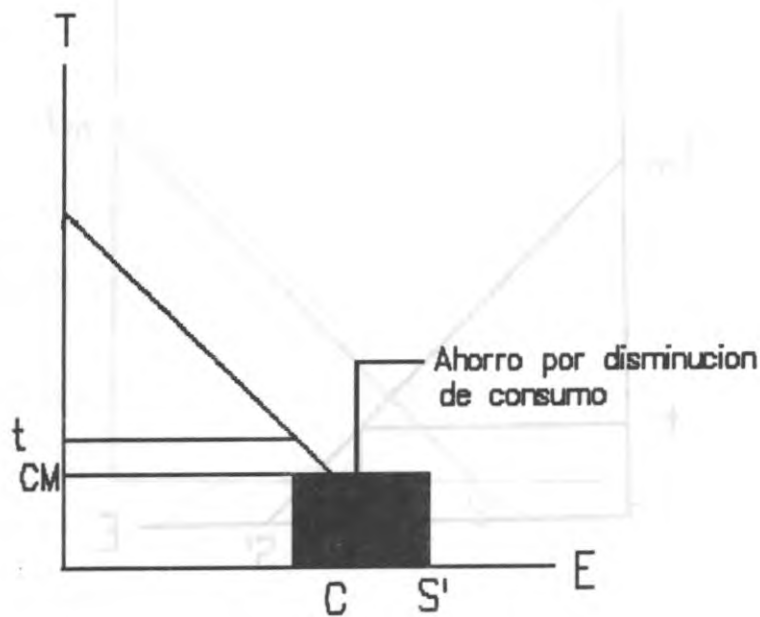


Figura 4.4: Curva de demanda - disminución en el costo anual por disminución en el consumo fraudulento.

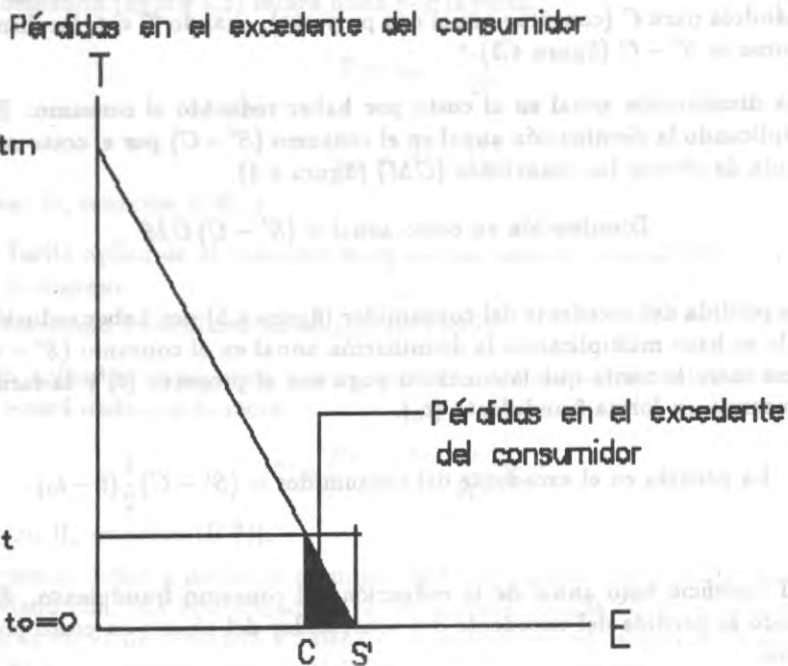


Figura 4.5: Curva de demanda - pérdida en el excedente del consumidor.

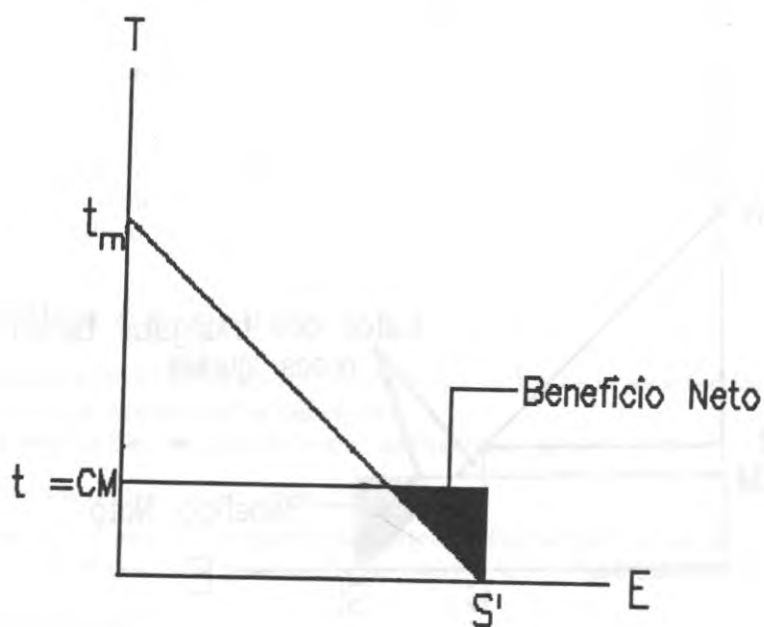


Figura 4.6: Caso 1 : Tarifa del consumo marginal igual al costo marginal.

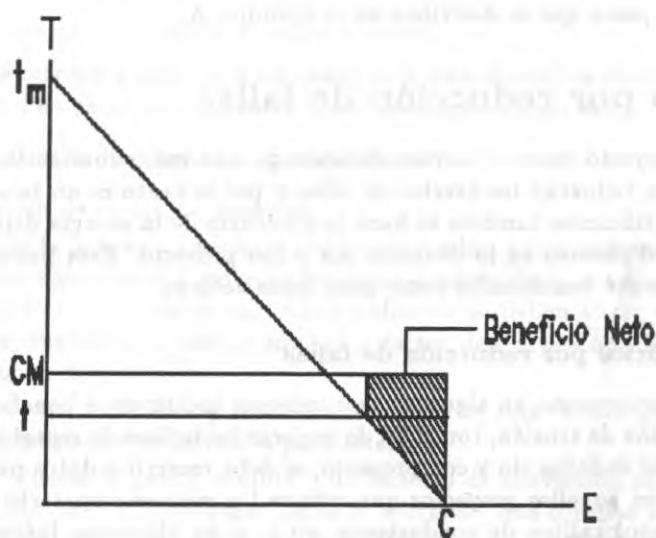


Figura 4.7: Caso 2: Tarifa inferior al costo marginal.

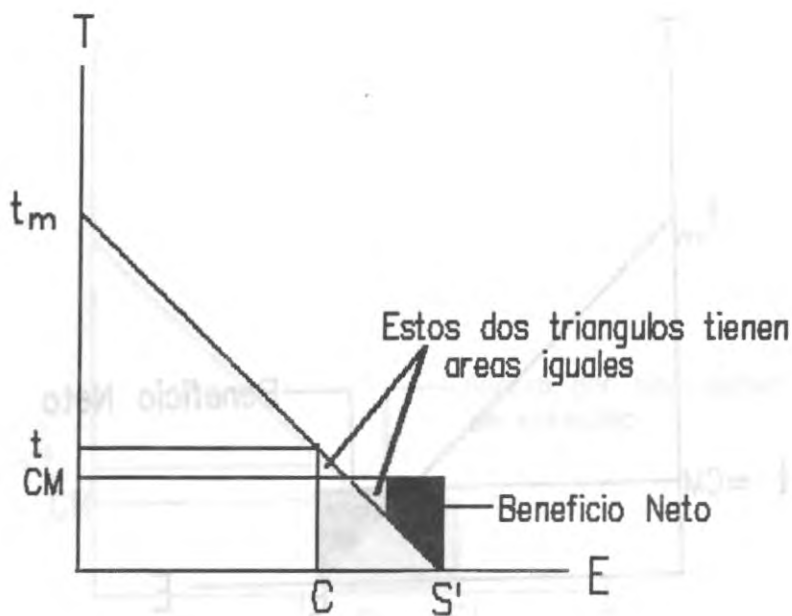


Figura 4.8: Caso 3: Tarifa superior al costo marginal.

Las figuras 4.6 a 4.8 ilustran el resultado del cálculo en tres casos diferentes.

En los casos en que la conexión ilegal recibe un servicio inadecuado, el resultado de darle un servicio adecuado y cobrarlo, puede aumentar el consumo en lugar de reducirlo. En este caso el beneficio principal sería la incorporación de un usuario nuevo al sistema. Para calcular estos beneficios se siguen los pasos que se describen en el apéndice A.

4.7 Beneficio por reducción de fallas

Cuando se tiene un proyecto nuevo o la remodelación de una red, subestación, o línea de transmisión, se espera que se reduzcan los niveles de fallas y por lo tanto es un beneficio atribuible al proyecto. Para su cuantificación también se hace la diferencia de la energía dejada de suministrar por causa de fallas en el sistema en la situación sin y con proyecto. Este beneficio se contabiliza para las áreas directamente beneficiadas como para áreas vecinas.

Cálculo de los beneficios por reducción de fallas

Como se mencionó anteriormente, en algunos casos conviene incluir estos beneficios y los derivados de la mejora de regulación de tensión, con el fin de mejorar los índices de rentabilidad del proyecto.

Para calcular el nivel de fallas sin y con proyecto, se debe recurrir a datos para obras similares. Se entiende por similares aquellos proyectos que reúnan las mismas características físicas (postes de madera o de concreto, calibre de conductores, etc.) o de ubicación (aéreos o subterráneos, en zonas céntricas con muchas posibilidades de daños por choques de automóviles o en áreas periféricas, donde las ramas de los árboles pueden caer sobre los conductores, con mucho o poco vandalismo, etc.).

Deben compararse el tiempo de indisponibilidad de circuitos antiguos y nuevos. Además se debe multiplicar la carga por el tiempo de disponibilidad para determinar los kWH no ofrecidos por año.

Para calcular los beneficios por reducción en el nivel de fallas, el analista debe cuidadosa y explícitamente justificar el número incremental de *kWH* que serán consumidos por reducción en el nivel de fallas atribuibles al proyecto. Se nota que el nivel promedio actual de fallas es un límite superior a la reducción de fallas. Las causas de fallas son múltiples y es probable que el proyecto sólo puedan reducir (no eliminar) algunas de ellas. Los beneficios unitarios por reducción en las fallas que se deben utilizar en la evaluación económica dependen de costos de falla según tipo y nivel de ingreso del usuario.

La valoración de los beneficios se hará entonces utilizando los costos de racionamiento para cada grupo de ingreso. Si no existen cálculos de estos costos, se deberán suponer, partiendo de que entre mayor sea el nivel de ingreso es mayor este valor y que, en general se trata de valores muy por encima de la tarifa al usuario.

4.8 Análisis distributivo

El objetivo de este análisis es determinar qué grupo o sector de la sociedad incurre con los costos del proyecto y cuál se apropia de los beneficios.

Para hacer este análisis se propone seguir los siguientes pasos:

1. Determinación de los grupos afectados.

Dependiendo del proyecto en particular, interesa discriminar en una u otra forma los grupos afectados. En el caso mas general, podría hacerse la siguiente discriminación.

- Sector privado

- Bajos ingresos (mano de obra no calificada).
- Ingresos medios (mano de obra calificada).
- Los demás (sector exportador - importador).

- Sector público ²:

- Gobierno central.
- Empresa generadora.
- Empresa mayorista.
- Empresa distribuidora.

2. Definición de costos y beneficios a tener en cuenta.

En general los costos y beneficios a los cuales se le hace el análisis distributivo, son los mismos que se tuvieron en cuenta en la evaluación económica y financiera.

3. Distribución de cada ítem entre los grupos afectados.

- Distribución de costos de inversión

El costo de la inversión sin ajuste por precio sombra y con impuestos incluidos los realiza la empresa ejecutora del proyecto (empresa distribuidora, por ejemplo), luego este valor se le adjudica a esta empresa. Adicionalmente se deben hacer ajustes por impuestos, aranceles, subsidios, y precios sombra o factor de conversión. El ajuste se adjudica al beneficiario respectivo.

Los impuestos, subsidios y aranceles, en general, son valores que percibe el gobierno nacional, luego son un beneficio para éste.

Para los ajustes de precio sombra y de factores de conversión se puede usar el método sugerido por la ONUDI ³ o por Little & Mirrlees ⁴ que consiste en asignar la diferencia entre el costo financiero y el costo económico al grupo respectivo.

Así el efecto sobre el sector de bajos ingresos será:

²En caso de que el servicio sea prestado por empresas privadas, estas deberán colocarse en este sector.

³Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial. Con este sistema se considera una prima sobre la divisa conformándose así en factor para afectar los bienes comerciables [31].

⁴Se considera que en los países en desarrollo las divisas son un bien escaso, por lo tanto debe corregirse su valor por el costo real que representan para la economía la utilización de una divisa adicional.

Inversión en mano de obra no calificada $\times (1 - RPC)_{Mo}$ ⁵

La inversión en mano de obra no calificada es la inversión financiera ajustada únicamente por imprevistos.

El efecto sobre "Los demás" será:

Inversión en materiales comercializables $\times (1 - RPC)_{Divisa}$

Si se ha usado *RPC* para otros ítems se procede de igual manera. Una vez calculado el flujo para cada año se calcula el valor presente neto para cada grupo, usando la misma tasa de descuento que para la evaluación económica.

- Distribución de costos de operación y mantenimiento.

Se procede en idéntica forma que para los costos de inversión.

- Distribución de los beneficios.

En general los beneficios por reducción de pérdidas afectan a las empresas involucradas en el proceso de prestación del servicio de energía eléctrica, en razón a:

- Menores ventas a los usuarios (se valora a tarifas reales).
- Menores compras en bloque ⁶ (se valora a tarifas reales).
- Ahorro en costos de prestación del servicio. Estos ahorros se valoran con los costos marginales ⁷ para cada nivel y se deberá tener cuidado en hacer los ajustes por precio sombra e impuestos que estén involucrados.

Estos ajustes afectan al Gobierno Nacional (Impuestos) y al Sector Privado (Mano de obra no calificada y divisas).

Por otra parte la disminución o pérdida en el excedente del consumidor es un pérdida para el sector de usuarios respectivo (puede ser bajos, medios o altos ingresos).

Una vez definidos los flujos anuales por cada beneficio se deberá calcular el Valor Presente Neto, y se podrá construir un cuadro de la forma que muestra la tabla 4.1⁸

4.9 Evaluación financiera

La evaluación financiera analiza el proyecto a la luz de su entorno financiero. Esta evaluación es importante para la empresa que invierte en el proyecto, ya que indica la factibilidad de que los costos del proyecto puedan ser cubiertos oportunamente. Además, indica la rentabilidad financiera de la inversión y, por otro lado aporta información a la empresa para realizar comparaciones del proyecto con otras oportunidades de inversión.

En vista de que la realización de algunos proyectos en el sector eléctrico impactan a otros sectores de la economía, se ha adoptado para la evaluación de proyectos, objeto de este manual, una metodología con perspectiva económica y social; la cual, además es exigida por algunas entidades prestamistas como por lo propios gobiernos, en algunos casos. Sin embargo, en el contexto de la metodología económica aquí planteada, como un subconjunto, se dan elementos suficientes para efectuar análisis financieros a los diferentes sectores o entes involucrados directa o indirectamente con el proyecto; incluida obviamente la empresa realizadora del proyecto. Este es uno de los objetivos de la información que se presenta, por filas, en el cuadro de impacto distributivo, sección 4.8.

Ante la posibilidad de que se quiera efectuar solamente el análisis financiero la metodología a aplicar, como se dijo anteriormente, es similar a la utilizada para la evaluación económica, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

1. En cuanto a proyectos de reducción de pérdidas técnicas:

⁵*RPC* = Relación precio cuenta = precio sombra/Precio de mercado

⁶Se deberán incluir los ajustes por pérdidas en cada nivel.

⁷Si los costos marginales incluyen los costos de pérdidas no es necesario hacer el ajuste por este concepto, de lo contrario deberá hacerse.

⁸En el ejemplo (apéndice B), se detalla la metodología del análisis distributivo.

ITEM	COSTOS		BENEFICIOS				TOTAL
	INVERSION	OPERACION Y MANTENIM.	CAMBIO EN TARIFAS	AHORRO EN COSTOS	EXCEDENTE DEL CONSUMID.	ETC.	
Bajos Ingresos Los demas Gov.Nal. Emp.Gene. Emp.Dist. etc. . .							
TOTAL							

Tabla 4.1: Resumen del impacto distributivo del proyecto.

- Para los costos de inversión, de operación y mantenimiento no se hacen los ajustes por precio sombra. Aquí no es necesario desglosar los costos por categorías.
- Se deben incluir en los costos de inversión los subsidios, impuestos y aranceles.
- La valoración de los beneficios por reducción de pérdidas técnicas debe hacerse utilizando la tarifa de compra de la empresa o el costo marginal de generación, en el caso de tratarse de una empresa generadora.
- No es necesario incluir beneficio por reducción de fallas o mejoras en la regulación de tensión.
- En caso de utilización de créditos para la financiación del proyecto, se incluirán los flujos anuales y de desembolsos y servicios de deuda, durante toda la vida útil del proyecto, teniendo el cuidado de utilizar precios constantes del año base de cálculo.
- Se calcularán los mismos indicadores que en la evaluación económica, con los siguientes criterios:

$$VPN > 0$$

$$B/C > 1$$

TIRF (tasa interna de retorno financiera) > tasa de descuento utilizada para el cálculo del *VPN* y de la relación *B/C*.

La tasa de descuento puede ser la misma que para el caso de la evaluación económica o, también se puede adoptar el costo promedio ponderado de capital de la empresa.

Los índices financieros de este tipo de proyectos resultan favorables cuando los niveles de demanda y de pérdidas son relativamente altos y el esquema de tarifas sea tal que no se subsidie al consumidor (como ocurre para algunas zonas sociales) y deje un margen de ganancia,

como para que la correspondiente disminución de las pérdidas genere suficientes ingresos para compensar los costos de la inversión y los costos financieros asociados. En caso de que los índices financieros resulten aceptables, no habrá necesidad de elevar el análisis hasta el nivel de evaluación económica. En buena parte de los casos es bastante el esfuerzo financiero a realizar de la empresa que invierte frente al beneficio a obtener, resultando beneficiada otra empresa (distinta a la que realiza la inversión), como sería el caso de una empresa generadora que puede desplazar sus inversiones a expensas de otra que invierte para reducir las pérdidas. Esto es aparente en el cuadro distributivo por lo cual habría necesidad, en este caso, de pasar a la etapa de análisis de evaluación económica.

2. En cuanto a proyectos de reducción de pérdidas no técnicas:

- (a) Las anotaciones respecto a costos de operación y mantenimiento y costos de inversión son las mismas que en los proyectos de reducción de pérdidas técnicas.
- (b) Para el cálculo de beneficios se deberá tener en cuenta el ingreso adicional que recibe la empresa al legalizar y facturar un servicio que antes era ilegal.
- (c) Los beneficios serán calculados a la tarifa real que se cobra al usuario año a año, en precios constantes.
- (d) Los indicadores y criterios son los mismos que en el caso anterior. Como referencia, cuando se efectúa la evaluación económica, en el cuadro de impacto distributivo, debajo de la empresa que hace la inversión aparece la información correspondiente a costos y beneficios de dicha empresa en términos financieros.

En vista de que estos proyectos (dependiendo de la cobertura) significan la recuperación de ingresos para la empresa por concepto de energía consumida pero no pagada acompañada de disminución en la carga, es de esperar dichos proyectos sean de una buena rentabilidad financiera para la empresa. Por lo tanto, desde el punto de vista de análisis, este nivel podría ser suficiente y no habría necesidad de reforzarlo hasta el nivel de evaluación económica.

4.10 Cálculo y análisis de indicadores

Una vez se tengan año a año, hasta el final de la vida útil del proyecto, los flujos de beneficios y costos, se procede al cálculo de los indicadores definidos en la sección 4.2, o sea *TIR*, *VPN*, relación *B/C*. Teniendo en cuenta que un país no debe tomar préstamos más allá del punto en que el costo real del servicio de la deuda exceda el rendimiento del proyecto marginal, no se incluyen en los flujos los desembolsos y el servicio de la deuda asociados con el proyecto.

Estos indicadores se analizan de acuerdo con los criterios establecidos o sea que desde el punto de vista económico:

- El valor presente neto debe ser mayor que cero para que el proyecto sea rentable.
- La tasa interna de retorno debe ser mayor que la tasa de descuento.
- La relación beneficio/costo debe ser mayor que uno para que el proyecto sea rentable.

Desde el punto de vista financiero, se pueden definir los mismos índices, sólo que determinados a partir de precios de mercado, es decir desde el punto de vista de la empresa que hace la inversión.

- Índice financiero de beneficio costo: Los correspondientes valores actualizados de beneficio y de costo, desde un punto de vista financiero, son calculados en el análisis de impacto distributivo. Si para la empresa que efectúa la inversión, este índice es inferior a uno, dicha empresa no puede asumir todos los costos porque resultaría perjudicada.

En el caso de que el proyecto sea rentable para la sociedad, otros sectores más beneficiados, detectados en el cuadro de impacto distributivo, deben asumir parte de los costos.

Técnica/Análisis	Rango del valor del VPN	
Cualitativo	$M <$	US\$40.000
Sensibilidad	US\$40.000 $< M <$	US\$5.000.000
Arbol de Decisiones	US\$5.000.000 $< M$	

Tabla 4.2: Criterio para el uso de técnicas de análisis de riesgo

- Tasa interna de retorno financiera: *TIRF*. Su definición es similar a la tasa de retorno económico, sólo que tiene en cuenta el beneficio neto correspondiente a la empresa que hace la inversión, no el de la sociedad. La *TIRF* debe ser mayor que el costo de oportunidad de largo plazo de la empresa. Es de resaltar la información clave para efectos de análisis que aparece en el cuadro de impacto distributivo ya que en éste confluyen resultados discriminados en costo y beneficio, así: (Tabla 4.1).
 - Información financiera: La que aparece al frente de cada uno de los “grupos afectados”.
 - Información en términos económicos: La que aparece al frente de la fila “TOTAL”.
 - Información en términos de distribución del impacto del proyecto a cada uno de los “sectores afectados”.

Según este cuadro puede detectarse que, por ejemplo, un proyecto dado puede no ser rentable para la empresa que hace la inversión pero sí lo es para la economía en general. Así mismo se puede detectar en qué medida se benefician, o no, el resto de grupos afectados que no invierten en el proyecto. Por otro lado, se puede detectar por cuáles conceptos (pérdidas técnicas, ahorros en operación y mantenimiento) se benefician más, o menos, los diferentes grupos. Toda esta gama de combinaciones es de mucho interés para el evaluador.

4.11 Tratamiento del riesgo

4.11.1 Introducción

En la medida en que el *VPN* de una inversión adquiera valores significativos, el análisis del riesgo involucrado adquiere una importancia determinante en la respectiva toma de decisiones. Para este efecto se considera el riesgo como la cuantificación, en términos probabilísticos, de la incertidumbre asociada con las variables, o factores de entrada, a considerar en el proyecto. El análisis del riesgo brinda información sobre valor esperado del *VPN* y su rango de variación, lo cual da una mejor calidad a la información básica necesaria para la toma de decisiones.

En las secciones siguientes se presentan los procedimientos a seguir para la evaluación del riesgo en proyectos de recuperación de pérdidas eléctricas.

4.11.2 Alternativas de evaluación del riesgo

Como punto de partida se tiene en cuenta la magnitud del *VPN* de la alternativa de solución al problema, según resultado de una evaluación determinística previa, o sea, como la obtenida mediante un proceso de evaluación como el expuesto en las secciones anteriores, por ejemplo, en el que no se utilizan conceptos probabilísticos. Con este valor, con el objeto de evitar esfuerzos en el desarrollo de la evaluación del riesgo, queda establecido el criterio para la aplicación de una de las técnicas indicadas en la tabla 4.2.

Estas técnicas van de menor a mayor complejidad, siendo la del árbol de decisiones la más completa (contiene a las demás). Los criterios mostrados en la tabla 4.2 no se aplican cuando pueda demostrarse que una técnica diferente a la prescrita por los límites dados, brinda una evaluación razonable respecto a las incertidumbres asociadas con los montos de inversión.

1. Análisis cualitativo

Este primer nivel de análisis se basa primordialmente en el buen juicio del evaluador respecto al impacto que puedan tener los factores o variables de entrada en un valor de resultado (VPN)

2. Análisis de sensibilidad

Consiste en observar el impacto, en el resultado (VPN), debido a la variación de los factores o variables que intervienen en el valor de dicho resultado, tomados uno a uno sobre un rango determinado. Los factores seleccionados para esta parte del análisis son aquellos que se identifican como relevantes (se descartan aquellos sobre los cuales se ha despejado toda incertidumbre como resultado de estudios previos, tales como estudios técnicos, tarifarios, etc.). Los cambios en el resultado, para cada de una de las alternativas, se ordenan de máximo a mínimo junto con la variación del correspondiente factor, con el objeto de categorizar los factores y variables y seleccionar las más significativas para la determinación de una decisión o para efectuar análisis más detallados en una etapa posterior (árbol de decisiones).

3. Análisis de árbol de decisiones

Se caracteriza por la utilización de probabilidades discretas, las cuales se asocian a las diferentes variables o factores que inciden en el problema, dada una alternativa. La representación secuencial de los eventos, decisiones - alternativas y factores - incertidumbres, obedece a una estructura de árbol. Esta técnica es muy útil porque describe las interrelaciones entre las variaciones de factores específicos y su impacto en los resultados o variables de decisión, lo cual resulta ventajoso frente a la utilización de una técnica alterna que utilice simulación de Montecarlo. Un inconveniente de esta técnica es que el árbol a tratar puede adquirir grandes dimensiones, si son muchos los factores o variables a considerar, lo cual puede ser superado, aceptablemente, si se consideran sólo aquellos factores que resulten significativos, de acuerdo a un previo análisis de sensibilidad.

Para el caso particular de proyectos de reducción de pérdidas los factores típicos a considerar (secciones anteriores) son:

- Tasa de descuento.
- Costos de racionamiento.
- Factor de conversión de la mano de obra no calificada.
- Factor de conversión de la divisa (que incluye prima por la divisa).
- Tarifa marginal (con y sin proyecto).
- Diferencia del cargo fijo.
- Tarifa marginal para establecer la curva de demanda.
- Regulación.
- Consumos medios.
- Elasticidades de la demanda respecto a la tarifa.
- Factor de carga.
- Reducción del racionamiento, por entrada del proyecto.
- Costos incrementales.
- Tarifas.
- Factor de pérdidas.
- Factores de ajuste (impuestos, subsidio, divisas, RPC's, etc.).
- Costos de inversión.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Reducción de pérdidas técnicas.
- Conexión de usuarios (a regularizar) beneficiados por confiabilidad.

A continuación se describe la conformación de la estructura del árbol de decisiones y la asignación de probabilidades.

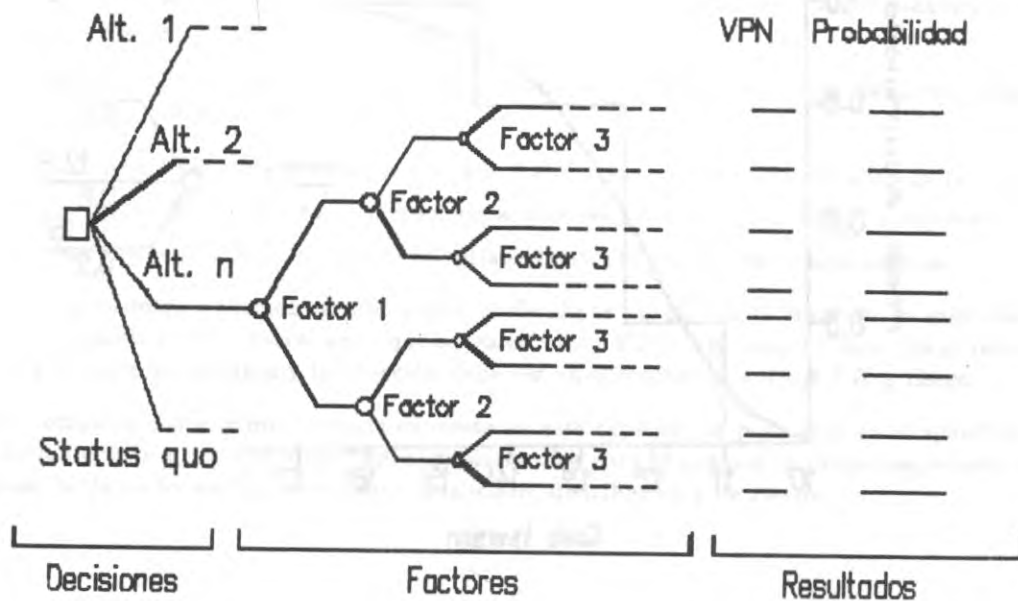


Figura 4.9: Esquema del árbol.

4.11.3 Estructura del árbol y asignación de probabilidades

Los elementos que componen la estructura del problema son, básicamente, las decisiones y alternativas asociadas y los factores o eventos que intervienen en cada alternativa como sus probabilidades asociadas. Como se indicó anteriormente, el tamaño del árbol puede reducirse en la medida en que sólo se consideren aquellos factores significativos, detectados en el análisis de sensibilidad. Una forma organizada de apreciar dicha estructura, junto con los diferentes resultados, se muestra en la figura 4.9.

Una de las alternativas a considerar es la del status quo, o caso sin proyecto. En este caso, dado que el VPN resultante se refiere a la diferencia con y sin proyecto, el VPN correspondiente a la alternativa status quo sería cero. A cada una de las ramas de la sección "factores", en la figura 4.9, se asigna una probabilidad, de acuerdo con el valor que pueda adquirir el factor o variable en cuestión (ej: los costos de operación y mantenimiento pueden ser de 50, 100 ó 140 con probabilidades de 0.3, 0.5 y 0.2, respectivamente). La determinación de los valores de las probabilidades, necesarias para "vestir" el árbol de decisiones, se basa en la conformación de distribuciones de probabilidad. Ocasionalmente se estiman las probabilidades estadísticamente; muy a menudo, se recurre al buen juicio del evaluador.

La insuficiencia de datos no es justificación aceptable para no desarrollar análisis de riesgo.

Un proceso para determinar dichos valores de probabilidad se describe a continuación:

1. Estimar los valores más probables, máximo y mínimo de la variable en observación. Para propósitos de evaluación el valor máximo es aquél que tiene una probabilidad del 10% de ser superado. Del mismo modo, el valor mínimo es aquél que tiene 10% de posibilidad de que la variable adquiera valores inferiores.
2. Estimar la probabilidad de ocurrencia de rangos específicos entre los valores máximo y mínimo, generándose así una distribución de probabilidad preliminar.
3. La distribución así obtenida se puede asimilar a distribución matemática para lo cual se requiere hacer ciertas asunciones tales como:

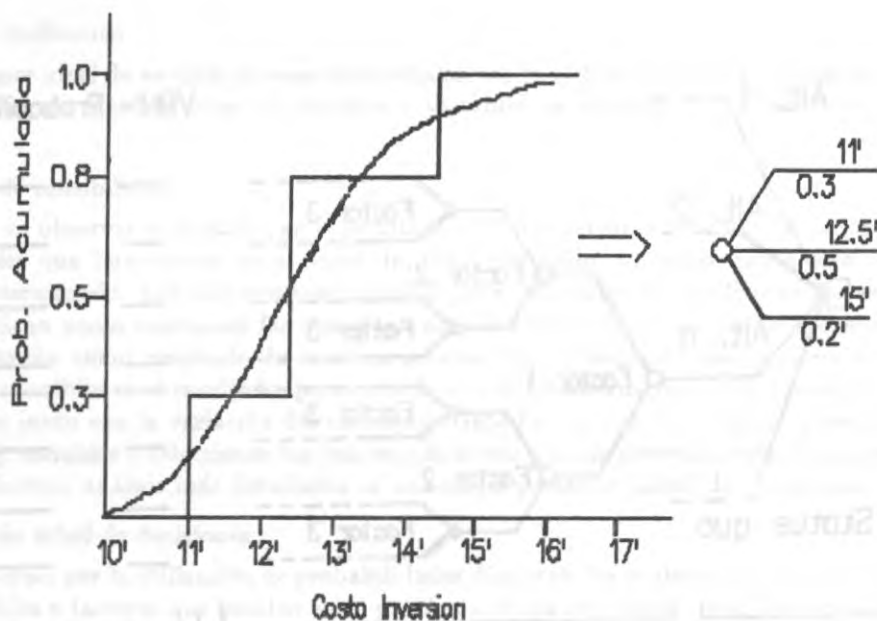


Figura 4.10: Función acumulada de probabilidad en forma discreta 3 escalones.

- Si la distribución preliminar observada es simétrica, se asume una distribución normal.
- Si la distribución preliminar es asimétrica, una distribución triangular es una razonable aproximación. Esta distribución también puede ser utilizada si se dispone solamente de 3 puntos, máximo, mínimo y más probable.
- Si el valor más probable no logra establecerse pero se conoce el rango, una distribución uniforme resulta conveniente.

4. Determinar la función acumulada de probabilidad de la variable en cuestión. Ya que, básicamente, el proceso aquí descrito cuantifica el buen juicio que se tenga acerca de una variable, es recomendable procurar varias apreciaciones, independientes, de expertos acerca de la misma variable, cuyos resultados se promedian para obtener así una función acumulada de probabilidad más representativa.
5. Dar forma discreta a la función acumulada de probabilidad resultante (el árbol de decisiones requiere probabilidades discretas) de la manera más conveniente. Por razones prácticas y de complejidad del árbol, 3 escalones son suficientes, o a lo sumo 4. En la figura 4.10 se aprecia la utilización de las probabilidades así obtenidas para un factor dado (ej: costos de inversión) con tres valores posibles.

4.11.4 Solución del árbol de decisiones

Dado que cada proyecto se mira independientemente y que, además, no se tratan secuencias de decisiones multietapas, el análisis respectivo es conocido como de etapa simple, cuyo proceso es:

1. Inicialmente se calcula el valor presente neto (otro valor indicativo para la toma de decisiones como el valor presente de los costos de inversión o el valor presente de los beneficios) tantas veces como nodos terminales tenga el árbol, teniendo en cuenta cada vez que algunos factores varían según lo indicado en las ramas - factores relevantes.
2. Para cada valor así calculado se determina su probabilidad asociada, la cual será la multiplicadora de las probabilidades observadas para las diferentes ramas que conforman una trayectoria desde la adopción de una alternativa hasta un nodo terminal.

3. Finalmente, para cada alternativa con los valores anteriores, se determina el correspondiente valor esperado del valor presente neto del proyecto, así como sus valores máximo y mínimo como medida de variabilidad - riesgo.

4. Interpretación de los resultados. La comparación de alternativas, así obtenidas, puede presentar 3 tipos de situaciones:

- Una de las alternativas tiene mayor *VPN* y menor rango de variación (o riesgo).
- Las alternativas tienen riesgo comparable pero difieren en el *VPN*, o viceversa.
- Tanto el *VPN* como su riesgo varían significativamente entre alternativas.

En la primera situación la alternativa preferida es obvia. En la segunda, la selección de la alternativa puede basarse en la que tenga el mayor *VPN* o el menor riesgo. En el tercer caso la decisión no es clara y la selección debe ser un compromiso entre *VPN* y riesgo.

Como complemento a la metodología expuesta en este capítulo, se presentan en el apéndice B, de una forma práctica, los distintos elementos planteados para el análisis de proyectos, objeto de este Manual, incluyendo análisis económico, financiero, distributivo y de riesgo.

Capítulo 5

RECOMENDACIONES OPERATIVAS

5.1 Introducción

El propósito de este capítulo es presentar los principales aspectos organizacionales y procedimentales que deben ser considerados por las empresas con elevados niveles de pérdidas de energía eléctrica que deseen emprender acciones para reducir las y controlarlas.

Una vez tomada esta determinación la empresa debe proponerse metas apropiadas, elaborar un plan organizacional para adaptar la estructura y los métodos y procedimientos operativos, establecer un sistema de seguimiento y control de las acciones a realizar y proveer la infraestructura humana y física que sea necesaria.

El capítulo se desarrolla tratando en primer término la interrelación existente entre las acciones para controlar y reducir las pérdidas de energía eléctrica y los objetivos típicos de una empresa encargada del suministro de energía eléctrica.

A continuación se realiza un análisis de las actividades de control y reducción de pérdidas de energía eléctrica. Con esta base se proponen algunos ajustes a la estructura organizacional para destacar y ejecutar tales actividades en orden de prioridad. Como complemento a este tema se incluyen apéndices en los cuales se presentan algunos conceptos básicos sobre la organización de las empresas y las estructuras organizacionales típicas de empresas eléctricas.

Por otra parte se hace una breve presentación sobre la utilización de métodos y procedimientos administrativos, la cual se acompaña con un ejemplo relacionado con la detección y control de pérdidas no técnicas.

El seguimiento y control de las acciones que se realicen son factores decisivos en la obtención de resultados, por lo cual se trata este tema y los indicadores de gestión apropiados para evaluar el desempeño.

Finalmente se hace referencia a las infraestructuras humana y física necesarias, enfatizando sobre los siguientes aspectos considerados claves para el control y reducción de pérdidas de energía eléctrica: La motivación y capacitación de los recursos humanos, el soporte legal y los sistemas de información.

5.2 Alcance de las recomendaciones operativas

Como se indicó en el numeral anterior, este capítulo se ha escrito, fundamentalmente bajo la óptica de las empresas con elevados niveles de pérdidas que deseen emprender acciones para reducir las y controlarlas.

Es necesario reconocer que cada empresa es única y tiene sus propios criterios y procedimientos para acometer y ejecutar las tareas que se proponga. En otras palabras, no es posible formular recomendaciones precisas y específicas para cada empresa sin antes conocer detalladamente su organización, procedimientos administrativos, situación financiera, nivel técnico, ambiente externo, etc. Por esta razón le corresponde al lector decidir sobre las recomendaciones que respondan mejor

a sus requerimientos particulares, teniendo en cuenta que este trabajo tiene un alto grado de generalización consecuente con su propósito de servir de guía para una gran variedad de empresas y situaciones.

5.3 Objetivos de las empresas y pérdidas de energía eléctrica

5.3.1 Consideraciones generales

Toda organización o empresa por definición debe tener un objeto social explícito que le indique a sus propietarios, administradores, trabajadores y al estamento económico y social su razón de ser.

Para desarrollar este objeto social, es necesario establecer un conjunto de objetivos interligados entre sí de tal manera que todas las actividades de la organización tengan una dirección cierta en pos de una finalidad común. De esta manera se favorece el trabajo en equipo, se orienta mejor la asignación de recursos, se tiene una base segura para verificar el avance y se tienen mayores posibilidades de prever el futuro.

5.3.2 Objetivos de las empresas de servicios públicos

Para las empresas industriales y comerciales de carácter privado, los objetivos están normalmente ligados a aspectos económicos tales como el dividendo, la rentabilidad, la posición competitiva en el mercado, etc..

Una empresa de servicios públicos (de propiedad privada o pública), debe conciliar objetivos estrictamente comerciales con metas sociales de servicios a la comunidad. Por otra parte está en un mercado que fundamentalmente es un monopolio natural el cual es afectado por aspectos tales como el control de precios y tarifas, el manejo de subsidios cruzados entre grupos de consumidores y otras disposiciones regulatorias. Adicionalmente las empresas de propiedad estatal son con frecuencia un instrumento de la política macro económica del gobierno en aspectos como la inversión pública, niveles de endeudamiento, políticas de empleo, etc..

Por las razones anteriores los objetivos de las empresas de servicios públicos no se pueden determinar con facilidad y deben ajustarse a la situación económica y social vigente.

En las pasadas décadas el desarrollo económico de los países exigió cantidades cada vez mayores de insumos básicos y servicios de infraestructura y utilidad pública, por tanto muchas empresas estatales se enfocaron hacia la expansión dentro de un contexto de abundancia de recursos, propios o prestados, que le imprimieron las siguientes características :

- Elevada autonomía frente a la sociedad y al gobierno.
- Abundancia de recursos gubernamentales y/o disponibilidad de las instituciones financieras nacionales, extranjeras o internacionales para financiar su expansión.
- Aceptación del papel de instrumento para realizar grandes proyectos económicos - sociales, independientemente de la consideración de sus objetivos empresariales. Particularmente las empresas eléctricas dieron alta prioridad a los proyectos de generación y un énfasis menor a los de distribución.
- Fortalecimiento de las áreas de planeamiento, ingeniería, obras y servicios relacionados con la expansión.
- Poco énfasis en los problemas de estructuración interna de las empresas.
- Poco énfasis en los aspectos de costos, eficiencia y productividad.
- Gestión centralizada en la racionalidad técnica, siendo este elemento el principal criterio de decisión.

Hacia finales de la década de los años setenta y durante la década de los años ochenta, los países se encontraron con problemas crecientes en su balanza de pagos, una deuda externa en aumento y elevadas tasas de inflación interna que disminuyeron el crecimiento económico, induciendo a los gobiernos a frenar el crecimiento del gasto público, restringiendo en consecuencia las inversiones.

Esta coyuntura repercutió en las empresas públicas que en la actualidad deben cumplir un nuevo papel enmarcado esencialmente por los siguientes aspectos :

- La necesidad de negociar sus objetivos con la comunidad, dando prioridad a las expectativas de esa comunidad.
- Dar énfasis especial al desempeño económico y financiero .
- Adaptar las empresas al medio ambiente actual y futuro.

Por consiguiente las áreas prioritarias de desempeño u objetivos principales de las empresas públicas se han orientado hacia:

- Atención al consumidor.
- Desempeño económico - financiero.
- Eficiencia operacional, con mecanismos que propicien una acción descentralizadora y ágil en la empresa.
- Capacidad de innovación tecnológica para desarrollar alternativas de desarrollo menos demandantes de capital y más ajustadas a cada país .
- Valoración de los recursos humanos.
- Preservación del medio ambiente .
- Integración con el sector privado.
- Impulso a la integración de los grupos marginales al proceso de desarrollo económico .

5.3.3 El objetivo de reducir las pérdidas de energía

Se puede observar que entre los objetivos principales, relacionados en el numeral anterior, no está explícitamente indicado el de controlar y reducir las pérdidas de energía eléctrica, aunque no es difícil determinar que un bajo nivel de pérdidas es elemento esencial para alcanzar buenos resultados respecto a los objetivos de atención al consumidor, desempeño económico financiero y eficiencia operacional.

No obstante, la apreciación de la situación vigente en muchas empresas, respecto a las pérdidas de energía demuestra que los objetivos así anunciados no son suficientes para que se le dé a este problema la importancia que tiene, por lo cual conviene establecer explícitamente, de ser posible en el documento constitutivo de cada empresa, el objetivo de mantener las pérdidas de energía eléctrica en los niveles más bajos que sean económicamente factibles .

Se debe recordar que la reducción de pérdidas, especialmente las técnicas, requieren inversiones de capital, lo cual implica que para cualquier empresa o sistema eléctrico, existe un nivel económico de pérdidas por debajo del cual el costo de inversiones adicionales no podrá ser compensado por beneficios adicionales en la reducción de pérdidas .

Este nivel óptimo, depende de la combinación de un buen número de características que varían de empresa a empresa tales como el costo incremental de las pérdidas de demanda y energía, el tamaño del sistema eléctrico, la densidad de carga, el consumo promedio, la variación de la carga en el tiempo, etc.

Al contrario de las pérdidas técnicas , las pérdidas no técnicas son evitables y se pueden realizar reducciones apreciables en esta área con pequeñas inversiones de capital. La reducción de pérdidas no técnicas es fundamentalmente materia de una buena administración. Por lo tanto se proponen tres tipos de objetivos:

- Determinar el nivel óptimo de pérdidas técnicas.
- Identificar exhaustivamente y cuantificar por causas las pérdidas no técnicas, y
- Reducir a cero el nivel de las pérdidas no técnicas que no correspondan a situaciones socio-económicas inducidas por circunstancias de extrema pobreza de la población. Quiere decir esto que no se deben permitir pérdidas no técnicas asociadas con los consumidores industriales, comerciales y oficiales ni con los consumidores residenciales con capacidad de pago.

5.4 Plan organizacional

5.4.1 Consideraciones generales

El cumplimiento de los objetivos sociales de una organización depende de múltiples elementos interrelacionados, algunos de ellos internos y otros externos a la misma.

En términos generales, se requiere la presencia simultánea de por lo menos los siguientes elementos :

- Una estructura organizacional balanceada que, con base en los principios de claridad, racionalidad, especialización y funcionalidad, permita el desarrollo de la organización y sus recursos humanos .
- Un conjunto de métodos y procedimientos basados en la división del trabajo derivada de la estructura organizacional .
- Un sistema de información que permita el seguimiento de las actividades realizadas y su confrontación con las metas establecidas para que las autoridades de la organización puedan en todo instante introducir los correctivos necesarios .
- La infraestructura física necesaria para producir y comercializar los bienes o servicios que produce la organización.
- Un compromiso decidido de los recursos humanos de la organización, tanto en los niveles directivos como de base, con los objetivos propuestos.
- Una condición financiera adecuada a las circunstancias, es decir, que se puedan atender las necesidades de funcionamiento e inversión, de acuerdo con planes y programas previamente definidos.

En el presente numeral y en los siguientes se desarrollan los primeros cinco aspectos, respecto al objetivo de reducir y controlar las pérdidas.

El estudio de la condición financiera de la empresa escapa al alcance de este trabajo, si bien se debe observar que un nivel óptimo de pérdidas corresponde normalmente a una aceptable situación financiera.

5.4.2 La estructura organizacional

Se debe recordar que reducir y controlar las pérdidas de energía eléctrica es uno de los varios objetivos que normalmente tiene una empresa de energía eléctrica, por lo cual el estudio de la estructura organizacional apropiada para este propósito, debe enmarcarse dentro de la estructura vigente preservando los principios y criterios organizacionales y en lo posible la estructura organizacional existente. Se tratan en primer término algunos conceptos básicos de organización, luego se describen algunas estructuras organizacionales típicas de empresas eléctricas, a continuación se integran las estructuras vigentes con las propuestas para el control y reducción de pérdidas y finalmente se establecen las funciones específicas para este propósito con las diferentes dependencias de las empresas.

Conceptos básicos de organización

Bajo el punto de vista de su organización interna formal, una empresa es un conjunto de departamentos funcionales y jerárquicos orientados hacia el objetivo de producir bienes o servicios. La estructura orgánica de este conjunto está condicionada por la naturaleza de las actividades, por los medios de trabajo, por las circunstancias socioeconómicas de la comunidad y por la manera de concebir la actividad empresarial.

Las principales características de una organización formal son :

- División de Trabajo: Es el proceso mediante el cual una serie de actividades complejas se puede descomponer en una serie de pequeñas tareas a efectos de normalizar y simplificar las actividades individuales, obtener mayor especialización y grado de detalle en la realización

de las tareas y utilizar mejor el trabajo especializado , para alcanzar de esta manera mayor productividad y mejor rendimiento individual, mayor eficiencia de la organización y reducción de costos de producción, principalmente los de mano de obra y materiales directos.

- **Especialización:** Como consecuencia de la división de trabajo, en cada dependencia o área se deben agrupar todas las funciones que por su naturaleza requieran especialidad de conocimientos y/o unidad de mando, supervisión y control y que proporcionen un conjunto integrado de servicios a las demás áreas de la organización .

- **Jerarquía:** La división de trabajo y la especialización de las áreas, crea la necesidad de dirigir y controlar todas las actividades para que armónicamente realicen todas sus funciones, resultando así una estructura jerárquica cuya función es dirigir las operaciones de los niveles que le están subordinados .

La jerarquía divide la organización en niveles de autoridad, teniendo los superiores cierto grado de autoridad sobre los inferiores. A medida que se sube en la jerarquía aumenta el volumen de autoridad del ocupante del cargo.

- **Distribución de autoridad y responsabilidad:** La jerarquía representa una distribución de autoridad y de responsabilidad entre los diferentes niveles de la estructura organizacional. Cada nivel jerárquico superior tiene mayor peso en las decisiones que los niveles que le están subordinados.

La autoridad es el poder de comandar a otros para que ejecuten o dejen de ejecutar algo de la manera que el poseedor de su autoridad lo considere adecuado para la realización de los objetivos de la organización. La autoridad emana del superior para el subordinado cuando se hace una designación de tareas. Por otra parte la responsabilidad es la obligación, que se le exige simultáneamente para que realice tales tareas.

- **Racionalidad de la organización:** Esta característica establece que para poder concebir una organización como un conjunto lógico de áreas funcionales y jerárquicas se requiere que sus miembros se comporten racionalmente, es decir, de acuerdo con las normas lógicas prescritas para cada una de ellas.

Bajo este enfoque, toda empresa se organiza para alcanzar sus objetivos procurando con su estructura organizacional , minimizar los esfuerzos y maximizar los rendimientos, siendo la organización no un fin sino un medio para alcanzar determinados objetivos.

Las características descritas anteriormente confirman el postulado inicial de que no puede haber empresas iguales puesto que cada una debe tener una organización propia específica e individual resultante de sus objetivos, tamaño, circunstancias económicas y sociales y de la naturaleza de los productos o servicios que ofrece .

No obstante existen ciertos principios y elementos básicos que son utilizados como directrices en el estudio de la organización empresarial, de los cuales se hace una breve presentación en el apéndice C.

Estructuras organizacionales típicas de las empresas eléctricas

Antes de entrar a discutir la organización apropiada para el control de pérdidas de energía en una empresa eléctrica , es necesario conocer la estructura organizacional completa en la cual se va a introducir dicha organización.

Naturalmente la estructura organizacional de una empresa de energía eléctrica debe ser consecuente con las actividades inherentes a la prestación de este servicio, que en esencia son las necesarias para transformar las fuentes energéticas primarias en electricidad y hacerla accesible a los consumidores o usuarios .

Estas actividades se pueden agrupar en las siguientes áreas básicas: Producción, transporte y distribución, comercialización, planeación, expansión del sistema, finanzas y servicios administrativos.

De acuerdo con su situación particular cada empresa otorga mayor o menor énfasis a las diferentes áreas, destacándolas en mayor o menor grado en su estructura organizacional hasta el punto

de que dependencias fundamentales en una empresa (por ejemplo : producción o comercialización) pueden no ser necesarias en otra, siendo ambas empresas fundamentales para la prestación del servicio en una determinada región .

La explicación de esta situación se encuentra en la especialización por procesos que se ha venido dando en el sector eléctrico de los países, que ha evolucionado desde pequeñas empresas que atendían integralmente el servicio en ciudades aisladas hasta los sistemas nacionales interconectados que han justificado la creación de empresas exclusivamente generadoras.

Sin perder de vista que cada empresa es un caso especial, dado el gran número de empresas existentes en el área de este estudio, se debe intentar una generalización para facilitar el análisis, considerándose apropiado realizarla con respecto a las etapas básicas en el proceso del servicio eléctrico : Generación, transmisión y distribución.

Con algunas notables excepciones, en toda Latinoamérica y el Caribe, el servicio de energía eléctrica es prestado por empresas estatales, con diferentes grados de integración respecto a las etapas básicas mencionadas.

En estos países un grupo numeroso de empresas desarrollan todas las etapas, pero un grupo mayor se limita a la distribución de energía comprada en bloque. No es apreciable el número de empresas que se dedican exclusivamente a la generación o a la transmisión; es usual que la misma empresa generadora efectúe la transmisión a alto voltaje hasta el punto de entrega a la empresa distribuidora.

En el apéndice D se presenta con mayor detalle la descripción de las estructuras organizacionales respectivas.

Correspondencia entre áreas organizacionales y actividades para controlar y reducir pérdidas

La observación de las empresas de energía eléctrica permite concluir que a nivel de grandes áreas organizacionales, todas están estructuradas para realizar apropiadamente, de acuerdo con su especialidad, la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

No obstante existir gran similitud en su organización general, los niveles de pérdidas están demostrando que en cuanto a control y reducción algunas empresas no obtienen resultados apropiados de las mismas. En consecuencia es necesario explorar con mayor detalle la organización particular que se relaciona con dicho proceso. Para este propósito, se presenta en el cuadro de la tabla 5.1 la correspondencia entre las actividades de control y reducción de pérdidas con las dependencias organizacionales relacionadas en el apéndice D. Dada la gran amplitud y variedad de las denominaciones que cada empresa da a las dependencias de la estructura organizacional (división, departamento, sección, gerencia, dirección, subdirección, subgerencia, etc..) para facilitar el desarrollo del tema, se adopta el nombre genérico de *AREA*, seguido por el calificativo adoptado para cada dependencia en el apéndice D.

La organización para controlar y reducir las pérdidas de energía

1. **Empresas generadoras:** En la tabla 5.1 se puede observar que en las empresas generadoras se relacionan con el control y reducción de pérdidas las siguientes áreas: Planeación, técnica y operativa.

El área de planeación dentro de sus actividades normales relacionadas con el análisis y evaluación de la situación vigente en el sistema eléctrico, tiene a su cargo la elaboración de estudios técnicos - económicos y la formulación de los planes de expansión.

En la elaboración de los diseños detallados, la preparación de especificaciones y selección de proveedores de equipos y materiales, el área técnica tiene la oportunidad para que las instalaciones de la empresa se construyan con bajos niveles de pérdidas.

En el área operativa hay fundamentalmente dos dependencias relacionadas con las pérdidas de energía: El centro de control y la operación de centrales.

El centro de control, con base en la información que recolecta y procesa en forma permanente, está en capacidad de tomar las medidas oportunas para lograr que el sistema opere con pérdidas mínimas.

ACTIVIDADES	EMPRESA GENERADORA	EMPRESA DISTRIBUIDORA	EMPRESA GENERADORA/ DISTRIBUIDORA
1. <u>Identificación y evaluación de pérdidas:</u>			
. De generación	Area operativa (Centrales)	N.A.	Area operativa (Centrales)
. De transmisión	Area de planeación	Area de planeación	Area de planeación
. De subtransmisión y distribución,	Area de planeación	Area de planeación	Area de planeación
. No técnicas	Area de planeación	Area de planeación	Area de planeación
2. <u>Diseño de medidas remediales:</u>			
. En generación	Area operativa (Centrales)	N.A.	Area operativa (centrales)
. En transmisión	Area técnica (Ingeniería)	Area técnica-operativa (Proyectos-diseños)	Area técnica (Ingeniería)
. En subtransmisión y distribución	N.A.	Area Técnica Operativa (Proyectos-diseños)	Area técnica (Ingeniería)
3. <u>Actualización de criterios de diseño, especificaciones técnicas y control de calidad</u>	Area técnica (Ingeniería)	Area técnica-operativa (Proyectos-diseños)	Area técnica (Ingeniería)
4. <u>Aplicación de medidas remediales</u>			
. Ampliación y modernización de instalaciones físicas	Area técnica (Proyectos)	Area técnica-operativa (Proyectos-construcción)	Area técnica (Proyectos)
. Optimización de procesos de generación	Area operativa (Centrales)	N.A.	Area operativa (Generación)
. Manejo de carga en transformadores de distribución (TLM)	N.A.	Area técnica-operativa (operación y mantenimiento)	Area operativa (Distribución)
. Distribución óptima de carga en circuitos primarios y secundarios	N.A.	Area técnica-Operativa (Centro de control)	Area operativa (Centro de control)
. Equilibrio de fases	N.A.	Area técnico-operativa (Operación y mantenimiento)	Area operativa (Distribución)
. Cargabilidad óptima de transformadores de distribución y subestaciones	N.A.	Area técnico-operativa (Operación y mantenimiento)	Area operativa (Distribución)

. Control de voltaje	N.A.	Area técnico - operativa (Centro de control)	Area operativa (Centro de control)
. Control de alumbrado público	N.A.	Area técnico - operativa (Operación y mantenimiento)	Area operativa (Distribución)
. Monitoreo de transformadores y circuitos	Area operativa (Centro de control)	Area técnico - operativa (Centro de control)	Area operativa (Centro de control)
. Análisis y crítica de la facturación	N.A.	Area comercial (Facturación)	Area comercial (Facturación)
. Consolidación de la energía suministrada y facturada	Area Operativa (Centro de control)	Area comercial (Facturación)	Area comercial (Facturación)
. Identificación y acciones remediales respecto a contadores no leídos.	N.A.	Area comercial	Area comercial
. Inspección y verificación de instalaciones domiciliarias	N.A.	Area comercial (Medición)	Area comercial (Medición)
. Detección y acciones remediales respecto al uso fraudulento	N.A.	Area comercial	Area comercial
. Legalización de usuarios	N.A.	Area comercial	Area comercial
. Diseño y normalización de acometidas y contadores para evitar el fraude	N.A.	Area comercial	Area comercial
. Calibración de equipos de medida.	Area operativa (Centro de control)	Area comercial (medición)	Area comercial (Medición)
. Modernización del proceso de facturación	N.A.	Area comercial (Facturación)	Area comercial (Facturación)
. Educación al usuario	N.A.	Area comercial	Area comercial
5. <u>Seguimiento y control de las actividades de reducción y control de pérdidas de energía</u>	Area operativa (Centro de control)	S.A.	S.A.

N.A. = No Aplicable.

S.A. = Sin asignación específica a alguna dependencia.

Tabla 5.1: Correspondencia entre las actividades de control y reducción de pérdidas con las áreas organizacionales

En el área de operación de centrales, en especial las de tipo térmico, hay necesidad de controlar permanentemente la eficiencia de los equipos y procesos para garantizar niveles aceptables de pérdidas.

Factor fundamental para el correcto desempeño del centro de control y el área de generación es la buena calidad de las mediciones utilizadas para tomar las decisiones operativas, la cual depende de la confiabilidad de los equipos de medida y de los métodos y procedimientos utilizados para la recolección y procesamiento de las mediciones.

Se puede concluir de las consideraciones anteriores que las actividades específicas para el control y reducción de pérdidas de energía están asignadas a las dependencias usuales de las empresas; por lo cual no se considera necesario hacer ajustes a su estructura organizacional general.

No obstante lo anterior, se considera necesario ampliar las funciones de cada área para que se tengan en cuenta algunos aspectos especiales como los siguientes:

- **Area de planeación**

- Determinar periódicamente el nivel de pérdidas de energía de la empresa y preparar diagnósticos sobre las causas de las mismas.
- Realizar estudios técnicos y económicos de las alternativas para la expansión del sistema tomando en consideración el costo de las pérdidas de energía.
- Proponer metas sobre los niveles de pérdidas para orientar el desarrollo y expansión del sistema.

- **Area técnica**

Establecer criterios para la elaboración de diseños eléctricos, para la elaboración de especificaciones de equipos y materiales y para la selección de proveedores en los cuales se tome en consideración el costo de las pérdidas de energía.

- **Area operativa**

- Asegurar que los equipos de medición se encuentren funcionando correctamente dentro de las exactitudes especificadas.
- Asegurar que los equipos de medida se encuentren correctamente instalados y sean los adecuados para el servicio que se esté suministrando.
- Estudiar la operación y rendimiento de los componentes del sistema eléctrico para evaluar el cumplimiento de las especificaciones, proponer reformas a los criterios de diseño y calificar proveedores y marcas de equipo.
- Establecer criterios y elaborar y ejecutar programas para inspeccionar periódicamente los equipos e instalaciones de medición.

2. **Empresas distribuidoras:** Como se puede apreciar en la tabla 5.1, en las empresas distribuidoras, además de las áreas técnica, de planeación y operativa, el área comercial también se relaciona con el control y la reducción de pérdidas de energía.

Las actividades del área de planeación, respecto a la reducción y control de pérdidas de energía, son semejantes a las desarrolladas en esta área por las empresas generadoras, que se describieron anteriormente; naturalmente, teniendo en cuenta que se ocupan de diferentes partes del sistema eléctrico.

Al área técnico - operativa en su dependencia de proyectos le corresponde el diseño de las medidas remediales para controlar y reducir las pérdidas y llevar a cabo la ampliación y modernización de las instalaciones del sistema eléctrico.

También el área técnico - operativa, en sus dependencias de operación y mantenimiento recopila y procesa las mediciones en las subestaciones y alimentadores, y evalúa y formula las acciones apropiadas para reducir y controlar las pérdidas que deben ser ejecutadas por el personal de operación.

Al área comercial le corresponde la identificación de las causas de las pérdidas no técnicas y la realización de las acciones necesarias para su control y reducción.

Tanto en el área operativa como en la comercial se presentan múltiples causas de pérdidas de energía así como variadas acciones para controlarlas y reducirlas. Como consecuencia de esto, numerosas dependencias tienen responsabilidades relacionadas con este aspecto, no como actividad exclusiva sino como una más de las actividades del área.

Esta circunstancia conduce a que en la empresa no sea posible identificar una dependencia que tenga como responsabilidad fundamental el mantenimiento de las pérdidas de energía en el nivel apropiado, por consiguiente no se encuentran asignadas las actividades relacionadas con el seguimiento y control de las actividades para controlar y reducir las pérdidas de energía.

Esta situación requiere atención especial, particularmente en las empresas con elevados niveles de pérdidas, en las cuales es aconsejable la conformación de una dependencia al más alto nivel dentro de la estructura organizacional con la capacidad de gestión, coordinación y responsabilidad apropiadas para alcanzar en un corto plazo niveles aceptables de pérdidas de energía.

Esta dependencia, esencialmente debe ser de carácter transitorio, de tal manera que cuando se alcancen niveles aceptables de pérdidas sus funciones básicas sean tomadas por el área de planeación y formen parte de la programación y seguimiento normales de la empresa.

Para identificar esta dependencia, en el presente trabajo se denominará *Área de gestión de pérdidas*. Su localización en la estructura organizacional se presenta en la figura 5.1.

Adicionalmente, como se puede observar en la figura 5.1, en el área comercial, existen algunas actividades relacionadas con las pérdidas no técnicas que no están incluidas específicamente dentro de las áreas de medición y servicio al usuario, como son las siguientes:

- Identificación de contadores no léídos y ejecución de las acciones remediales pertinentes.
- Detección del uso fraudulento de la energía y realización de las respectivas acciones remediales.
- Legalización de usuarios con servicio provisional o uso fraudulento.
- Realización de estudios, diseños y normalización de acometidas y medidores para evitar el fraude.
- Educación al usuario.

Para la ejecución de estas actividades se justifica la creación de una dependencia organizacional independiente de las anteriores, orientada exclusivamente al control y reducción de pérdidas.

Aun en las empresas con aceptable nivel de pérdidas, esta dependencia se considera útil para garantizar que las pérdidas no técnicas se mantengan bajas.

En el presente trabajo, esta dependencia se denominará *Área de control de pérdidas no técnicas*. Su localización en el organigrama de la empresa se indica en la figura 5.1.

Las funciones principales de las dependencias indicadas anteriormente se presentan más adelante.

3. **Empresas generadoras - distribuidoras:** Como se ha podido observar en este capítulo y en el apéndice D, las empresas generadoras-distribuidoras integran las actividades de las empresas generadoras y de las distribuidoras. Por esta razón para controlar y reducir las pérdidas de energía eléctrica en estas empresas, se deben aplicar los ajustes funcionales recomendados para las empresas generadoras y crear las áreas de *gestión de pérdidas* y de *control de pérdidas no técnicas*, propuestas anteriormente para las empresas distribuidoras.

Estructura y principales funciones de las áreas propuestas

- **Área de gestión de pérdidas:** El objetivo básico de esta área es el de colaborar con la dirección general en el mejoramiento de la eficiencia operativa, mediante la planeación, organización, supervisión y control de los programas tendientes a reducir las pérdidas de energía tanto técnicas como no técnicas.

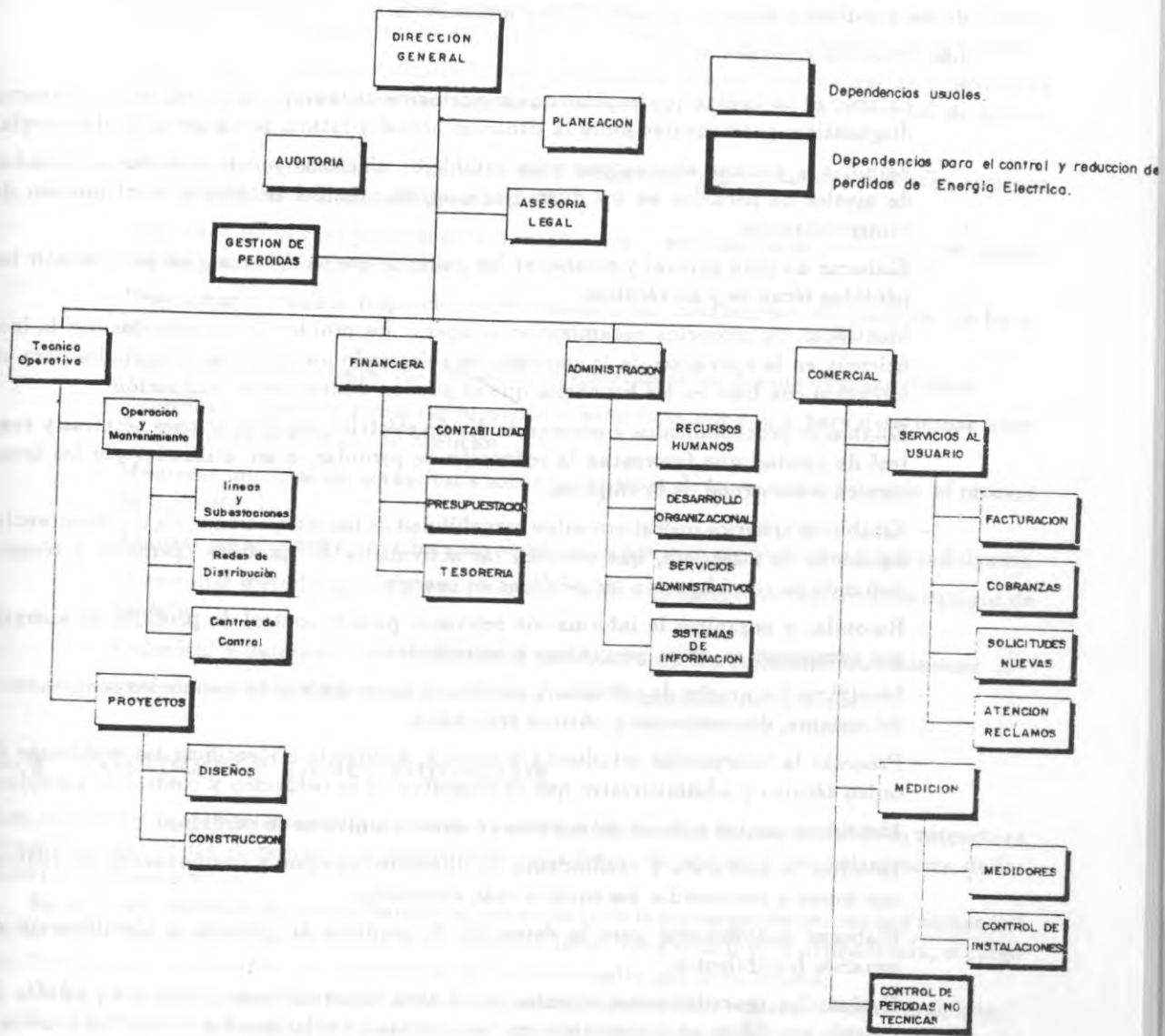


Figura 5.1: Dependencias para el control de pérdidas

El alcance de esta área, implícito en su objetivo, involucra las áreas técnico - operativa y comercial, justificando el que se ubique como una repartición administrativa asesora de la dirección general de la empresa.

En consecuencia, esta dependencia tendrá fundamentalmente un carácter programador, asesor, de supervisión y control, siendo su función principal el establecimiento de programas y proyectos, la determinación de su impacto y prioridad de ejecución, la definición y precisión de los objetivos y metas y el diseño de los mecanismos de coordinación y control.

Las funciones generales son:

- Establecer las causas que impiden que la operación de la empresa sea eficiente y elaborar diagnósticos permanentes sobre la situación actual y futura de las pérdidas de energía.
- Estudiar y evaluar alternativas para establecer objetivos y definir metas apropiadas de niveles de pérdidas en los diferentes componentes del sistema y en el proceso de comercialización.
- Elaborar un plan general y establecer las políticas que se deben seguir para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas.
- Identificar los proyectos encaminados a superar los problemas ocasionados por la ineficiencia en la operación de la empresa, estableciendo un orden de prioridades para su ejecución con base en los beneficios que se puedan derivar de su realización.
- Establecer procedimientos y normas de diseño eléctrico, especificaciones técnicas y control de calidad que favorezcan la reducción de pérdidas, a ser utilizados por las áreas técnica y comercial de la empresa.
- Establecer criterios operativos sobre cargabilidad de las instalaciones, factor de potencia, equilibrio de fases, etc, que orienten las actividades de las áreas operativa y técnica tomando en consideración las pérdidas de energía.
- Recopilar y organizar la información relevante para el control de pérdidas de energía, por componentes, áreas geográficas y actividades.
- Identificar los niveles de pérdidas y establecer metas para cada uno de los componentes del sistema, dependencias y oficinas regionales.
- Procesar la información estadística y técnica, analizarla e identificar los problemas de orden técnico y administrativo que se presenten en la reducción y control de pérdidas.
- Identificar puntos críticos del sistema en cuanto a niveles de pérdidas.
- Estudiar la operación y rendimiento de diferentes equipos y componentes del sistema con miras a recomendar los equipos más apropiados.
- Elaborar metodologías para la detección de pérdidas no técnicas e identificación de usuarios fraudulentos.
- Evaluar los procedimientos vigentes en el área comercial para evitar las pérdidas de energía por fallas administrativas en las actividades relacionadas con la facturación y con los trámites de aprobación e instalación del servicio.
- Establecer los requerimientos que se deben exigir a los usuarios para su conexión al sistema.
- Establecer políticas y programas para legalización de usuarios en áreas subnormales.
- Elaborar campañas publicitarias encaminadas a la eliminación de fraudes.
- Coordinar el flujo de información entre las dependencias que participan en el control de pérdidas.
- Coordinar con las áreas técnica, operativa y comercial la ejecución de las acciones necesarias para reducir pérdidas.
- Determinar los índices de gestión aplicables y elaborar informes sobre el desempeño del proceso de control y reducción de pérdidas en las diferentes componentes, actividades y zonas geográficas.

- **Area de control de pérdidas no técnicas:** El objetivo básico de esta área es la organización, dirección y ejecución de los asuntos relacionados con la prevención, detección y control de pérdidas no técnicas. El alcance del área, estrechamente relacionado con los servicios al usuario y la medición, hace necesaria su ubicación dentro del área comercial. Las funciones generales son:

- En coordinación con el área de gestión de pérdidas: Organizar, dirigir, ejecutar y evaluar todas las actividades concernientes a la reducción y control de pérdidas no técnicas.
- Identificar los errores o fallas en la facturación debidas a la desactualización o incorrecta utilización de los archivos de datos de los usuarios y/o a errores en el proceso de lectura de medidores.
- Revisar permanentemente los informes de consumo y programar y ejecutar acciones para establecer e identificar los fraudes.
- Organizar y ejecutar programas de recalibración y sustitución de medidores, en coordinación con el área de medición.
- Programar y realizar inspecciones frecuentes a las instalaciones de medición de los usuarios.
- Desarrollar metodologías para cuantificar y sancionar los consumos fraudulentos.
- Coordinar, organizar y realizar mediciones periódicas por zonas para determinar anomalías en el proceso de medición.
- Mantener información actualizada sobre la situación de los usuarios respecto al proceso de medición.
- Realizar las acciones necesarias para legalizar los usuarios provisionales y/o fraudulentos.
- Desarrollar metodologías para estimar el consumo de energía de usuarios sin equipos de medida.
- Capacitar y entrenar a los funcionarios para descubrir los consumos fraudulentos.
- Sistematizar el análisis periódico de los niveles de pérdidas no técnicas.

5.5 Métodos y procedimientos

Los métodos y procedimientos administrativos son un complemento fundamental de la estructura organizacional de las empresas, por cuanto indican la forma de operar e interrelacionarse de las diferentes dependencias.

En términos generales un procedimiento administrativo es la presentación ordenada y secuencial de las diferentes acciones necesarias para ejecutar una labor, la cual incluye la dependencia, el cargo del funcionario responsable y la descripción de las actividades que debe realizar.

De hecho toda organización posee métodos y procedimientos bien sea explícitos o implícitos.

En el primer caso se encuentran claramente identificados y formalizados, existiendo por tanto una guía objetiva para el desarrollo práctico de las funciones asignadas a las dependencias y cargos.

En el segundo caso, los procedimientos no se encuentran formalizados, y son el producto de la tradición de la empresa. Son conocidos por un reducido número de personas y casi siempre de manera parcial.

Para que una empresa funcione debidamente y se mantenga la continuidad en su forma de actuación, es muy conveniente establecerlos explícitamente de tal manera que todos y cada uno de los miembros de la organización conozcan sin ninguna duda la forma como se deben acometer y realizar las actividades.

Para la elaboración de los procedimientos administrativos se deben considerar los siguientes criterios básicos:

- Inclusión de controles para detectar errores y por consiguiente poder tomar correctivos a la mayor brevedad posible.

- Correspondencia entre la forma como se divide el trabajo en la estructura organizacional y la forma como se ejecutan los procedimientos. Si existen unidades especializadas resulta inconveniente que actividades que competen a una sola dependencia se realicen en dos o más unidades diferentes.
- Sujeción a las normas. Particularmente cuando las actividades involucran entidades ajenas a la empresa y/o personas, se debe tener un conocimiento exacto sobre la aplicación y observancia de las normas.
- Determinación precisa de la competencia para tomar decisiones.

Al igual que en los demás aspectos organizacionales, cada empresa posee una modalidad de operación propia y por consiguiente la formulación de procedimientos debe ser específica.

En una empresa de energía eléctrica existen múltiples procedimientos: De ventas, financieros, para los servicios administrativos, la operación, el mantenimiento, etc.. Respecto al tema de reducción y control de pérdidas, como es obvio, existe también una amplia variedad y particularmente los capítulos 2, 3 y 4, de este documento abundan en métodos y procedimientos sobre este tema. Teniendo en cuenta el alcance de este manual, con respecto a los aspectos organizacionales y procedimentales, como complemento a la breve exposición anterior en el apéndice E se incluye un procedimiento típico basado en la referencia No. [29] relacionado con la determinación de infracciones al reglamento de suministro de energía eléctrica.

5.6 La Obtención de resultados

En los numerales anteriores se describió la estructura organizacional que se considera adecuada para realizar las actividades de control y reducción de pérdidas e igualmente se hizo una breve presentación de los métodos y procedimientos que orientan ordenadamente tales actividades hacia el logro de las metas y objetivos de cada dependencia organizacional.

La forma como se coordinan y operan los aspectos anteriores conjuntamente con la estructura financiera y el compromiso de los recursos humanos, determinan el nivel de eficiencia de la organización, permitiendo en mayor o menor grado obtener los resultados esperados. Los directores o administradores de las empresas deben conocer permanentemente las variaciones de los elementos organizacionales para tomar así, con la debida oportunidad las acciones requeridas para mantener el curso si los resultados son buenos o para alterarlos si no son satisfactorios. La herramienta apropiada para este propósito, tanto en el control y reducción de pérdidas como en todas las actividades de una empresa es el sistema de información gerencial, complementado con los procedimientos de control de gestión, que serán los temas a tratar en los numerales siguientes.

5.6.1 El sistema de información gerencial

Elemento fundamental en el proceso de identificación de las pérdidas de energía es la disponibilidad de los datos necesarios.

Otras actividades de las empresas requieren también el soporte de un sistema de información, como por ejemplo la contabilidad, la facturación, el manejo de los suscriptores y el sistema de pago y remuneración, por lo cual se ha considerado útil la inclusión del numeral 5.7.3 para presentar los tópicos más relevantes respecto a los sistemas de información.

Asimismo los dirigentes o administradores de las empresas requieren de un sistema de información gerencial mediante el cual puedan obtener en forma confiable y oportuna los datos necesarios para saber cómo se están comportando los elementos determinantes de la organización.

Una empresa eléctrica típica, produce volúmenes apreciables de información en todas sus áreas, que es necesario procesar para identificar los elementos claves que permitan a quienes tomen las decisiones apreciar rápidamente la importancia relativa de los diferentes factores.

Estos se obtienen normalmente mediante la definición de indicadores de gestión que cuantifiquen una o varias variables representativas del desempeño de la empresa.

Este tema, junto con la identificación de los niveles apropiados para los indicadores y el desarrollo de los reportes y la base de datos necesaria, serán tratados a continuación tomando como

referencia principal el documento "Proposals for monitoring the performance of electric utilities" (ver referencia No. [26]).

Conviene destacar que el sistema de información gerencial se aplica a todas las actividades de la empresa, en tanto que este documento está dirigido a la reducción y control de pérdidas que interesa tan solo una parte de la misma. Por esta razón la presentación de los procedimientos se hace en forma general, pero en la definición de los indicadores de gestión y sus niveles se particulariza a los relacionados con el control de pérdidas.

Identificación de indicadores de gestión

Para identificar los indicadores de gestión apropiados es útil responder las siguientes preguntas: ¿Cuáles son los objetivos tanto de la empresa como de cada función particular? y ¿cuáles son los indicadores de gestión cuantitativos que pueden ser utilizados para medir el logro de dichos objetivos en los diferentes niveles de la organización?

Si se plantean estas preguntas con respecto al objetivo de controlar y reducir las pérdidas de energía, es posible obtener numerosos indicadores aplicables a las dependencias que se relacionan directamente con esta actividad.

En principio cada dependencia organizacional tiene sus propios indicadores, los cuales se van agregando a medida que se sube en la escala jerárquica, con el propósito de que cada responsable de área tenga a su disposición la información relevante para la toma de las decisiones que le corresponden.

Respecto al control y reducción de pérdidas se consideran adecuados los indicadores aplicables en los tres primeros niveles jerárquicos, que se presentan a continuación. Para esta presentación se considera dependencia del primer nivel la dirección general (ver apéndice D); dependencias del segundo nivel las adscritas directamente a la dirección general y de tercer nivel las adscritas a las dependencias del segundo nivel.

1. Indicadores para dependencias del tercer nivel

- Area de generación térmica:

Para cada una de las unidades de generación, se define el siguiente indicador:

$$\text{Eficiencia térmica} = \frac{\text{Cantidad de combustible utilizado} \times \text{Poder calorífico}}{\text{Energía bruta generada} - \text{Consumo propio}}$$

Este indicador mide la cantidad de energía (Kilocalorías) requerida para producir un kWh neto (kWh generados - consumo propio de la unidad en sus servicios auxiliares). Debe calcularse al menos anualmente y preferiblemente cada mes.

Este indicador es uno de los más importantes porque provee información acerca de la eficiencia de la conversión de calor en energía eléctrica, función básica de una central térmica.

Los datos necesarios para su cálculo son los registros de operación de las centrales, en los cuales se obtienen las cifras sobre consumo de combustible durante el período. Este consumo se multiplica por el poder calorífico promedio para obtener las kCal utilizadas. El poder calorífico del combustible se debe determinar mediante ensayos periódicos.

- Area de transmisión:

- Pérdidas promedio de energía (MWh) por 100 km de circuito: El cálculo se debe hacer para cada nivel de voltaje. Las pérdidas se expresan en MWh y el indicador así obtenido permite considerar la posibilidad de reconfigurar los circuitos para reducir los niveles de carga y por tanto las pérdidas I^2R .

Se obtiene este indicador mediante mediciones o a través de estudios de simulación; si bien con las primeras se puede obtener mayor precisión, los últimos permiten evaluar rápidamente las pérdidas para varias configuraciones de transmisión. Las pérdidas existentes se pueden determinar midiendo la diferencia entre los MWh netos generados y los MWh medidos en las subestaciones. Tanto las pérdidas calculadas como las medidas pueden ser comparadas sobre la base de la longitud de los circuitos.

- Pérdidas promedio de potencia (MW) por MVA de capacidad en las subestaciones: Este indicador mide las pérdidas en los transformadores de potencia de las subestaciones, con relación a la capacidad de las mismas. Su cálculo se puede hacer en forma similar al indicador anterior. Su utilización adecuada permitirá determinar cuándo es económicamente adecuado reemplazar transformadores viejos.

- **Area de distribución:**

- Pérdidas promedio de potencia (MW) por 100 kms de circuito: Los valores absolutos de este indicador y su tendencia facilitan los estudios de conductor económico y la remodelación de circuitos donde se demuestre que los beneficios son superiores a los costos. Para el cálculo del indicador se utilizan las pérdidas de potencia calculadas cuando se diseñó cada alimentador. Con base en estos estimativos se determinan las pérdidas que corresponden a la carga actual del alimentador. Se suman las pérdidas determinadas para todos los alimentadores, se divide por la longitud total de los circuitos y se multiplica por 100 para encontrar el indicador.
- Pérdidas promedio de potencia (MW) por MVA de transformadores de distribución: Este es un indicador similar al presentado para el área de transmisión, pero referido aquí a los transformadores de distribución. Su cálculo se hace determinando las pérdidas en los transformadores por simulación o medición (usualmente por muestreo), se acumulan y se dividen por la suma de los MVA instalados.

- **Area de facturación:**

- Período de facturación: Este indicador mide la eficiencia del proceso de lectura de medidores y facturación indicando el tiempo transcurrido desde la lectura de un medidor hasta el envío de la factura. Cada día adicional requerido en este proceso implica más capital de trabajo (y por consiguiente mayores costos financieros) para reemplazar los pagos que no se han recibido. Es conveniente calcular este indicador para cada clase de usuario (industrial, comercial, residencial, etc..) puesto que puede haber diferencias apreciables en el valor de la facturación para cada una. Por consiguiente, los costos financieros de los atrasos de la facturación también difieren.
- Tiempo para leer 100 medidores: Este indicador mide la eficiencia de la función de lectura. La información básica para ser calculado se encuentra en los registros diarios de los funcionarios encargados de esta actividad.
- Porcentaje de lecturas repetidas: Cuantifica el rigor con que se realiza el proceso de medición, mediante el número de medidores que deben ser leídos nuevamente por inconsistencias en la primera lectura.
- Costos de lectura por medidor: Como los indicadores anteriores, suministra información sobre la eficiencia y eficacia de la función de lectura de medidores. Se calcula con base en los registros presupuestales y contables.

- **Area de control de pérdidas no técnicas:**

Pérdidas no técnicas: Este indicador representa la electricidad suministrada pero no facturada por cualquiera de las causas indicadas en este documento. Se puede determinar un indicador global para toda la empresa, un indicador para cada uno de los niveles de tensión a los cuales se distribuye la energía eléctrica y/o indicadores para cada una de las zonas geográficas atendidas. Para calcular el indicador en primer lugar se determina la diferencia entre la energía neta suministrada al sistema o área bajo estudio menos la energía facturada y menos las pérdidas técnicas estimadas mediante los procedimientos de simulación indicados en este documento. La diferencia así calculada se divide por la energía suministrada para obtener el indicador.

- **Area de cobranzas:**

- Período de recuperación de cartera: Este indicador mide la eficiencia del proceso de recaudo mostrando cuánto se demora el pago por parte de los usuarios una vez han recibido las facturas. Esta cifra usualmente está dada en días y se calcula dividiendo el saldo de las cuentas por cobrar del balance a fin de año entre el promedio de ventas diarias.

Como el costo financiero de la cartera es proporcional al valor facturado a los consumidores, este indicador debe determinarse para cada clase de usuario, (industrial, comercial, residencial, etc.).

- Deudas incobrables/Ingresos totales: Este indicador se calcula por la relación entre las deudas consideradas incobrables, que deben ser retiradas de los estados financieros, y el total de ingresos.

Valores no adecuados del indicador sugieren debilidad en el control y seguimiento de los usuarios.

Como el indicador anterior, a causa de su impacto financiero es necesario determinarlo para cada clase de usuario.

- Porcentaje de cuentas con antigüedad superior a tres meses: Este indicador clasifica las cuentas atrasadas de acuerdo a su antigüedad y permite identificar las cuentas que potencialmente pueden llegar a ser incobrables.

Es conveniente calcularlo también para diferentes períodos y por clase de usuario.

2. Indicadores para dependencias del segundo nivel:

• Area operativa:

- Resumen para cada planta de los indicadores de eficiencia térmica de cada una de las unidades.
- Listado de los mayores cambios y variaciones en los indicadores de gestión relacionados con pérdidas de energía de las áreas de generación, transmisión y distribución, incluyendo comparación con las metas propuestas.
- Pérdidas promedio de potencia (MW) por 100 kms de circuito para cada nivel de voltaje de transmisión y distribución.
- Pérdidas promedio de potencia (MW) por MVA para cada clase de subestación (transmisión y distribución).

• Area comercial:

- Período de facturación.
- Pérdidas no técnicas.
- Período de recuperación de cartera.
- Deudas incobrables/Ingresos totales.
- Porcentaje de cuentas con antigüedad superior a tres meses.
- Listado de los mayores cambios y variaciones en los indicadores de gestión relacionados con el objetivo de reducir y controlar las pérdidas en las áreas de facturación, control de pérdidas y cobranzas, incluyendo comparación con las metas propuestas.

3. Indicadores para dependencias del primer nivel: Dirección general

- Listado de los mayores cambios y variaciones, en los indicadores de las áreas operativa y comercial, relacionados con el control de pérdidas, incluyendo comparación con las metas propuestas.
- Eficiencia térmica del sistema.
- Porcentaje de pérdidas en transmisión y distribución (MWH) respecto a la energía generada neta.
- Período de facturación.
- Pérdidas no técnicas.
- Período de recuperación de cartera.
- Deudas incobrables/ingresos totales.

La obtención de datos para construir los indicadores de gestión.

Para construir los indicadores de gestión se utilizan datos históricos y corrientes. Los primeros permiten apreciar el comportamiento pasado y las tendencias, mientras que los segundos dan información sobre las operaciones recientes. Para la utilización efectiva de estos últimos es indispensable que su recolección y procesamiento se haga rápidamente.

Para recolectar y procesar los datos se desarrollan los siguientes pasos:

- Identificar los datos necesarios para el cálculo de los indicadores de gestión.
- Determinar si los datos se encuentran disponibles y dónde, mediante la revisión de los registros e informes existentes.
- Determinar la conveniencia económica de recolectar los datos faltantes, comparando el costo de recolectarlos con los beneficios de disponer de los mismos.
- Determinar un conjunto preliminar de indicadores.
- Revisar el conjunto preliminar de indicadores para determinar si son suficientes para los objetivos propuestos. En caso de no serlo se deberá volver al paso anterior.
- Determinar el conjunto final de indicadores y diseñar el proceso de recolección (automático o manual) apropiado para desarrollar una base de datos que se pueda actualizar, permita calcular los indicadores y facilite la producción de informes con poco retraso.

Este proceso debe diseñarse de tal manera que contenga los indicadores de gestión históricos y produzca datos frescos continuamente al adicionarle los datos más recientes, y genere los indicadores de gestión corrientes para ser utilizados en la preparación de los reportes e informes. Finalmente se deben efectuar los siguientes pasos:

- Probar el proceso para asegurar que la base de datos sirve para el propósito previsto.
- Organizar los datos para facilitar su análisis, la comparación con otras empresas y su revisión.

La identificación de los niveles de gestión apropiados.

Para identificar el nivel que debería alcanzar un determinado indicador de gestión, se pueden utilizar las cifras de la empresa o de otras empresas similares mediante las siguientes técnicas:

- Construir la matriz de costos globales de la empresa para varios años anteriores de forma tal que permita apreciar cómo ha variado la proporción entre los diferentes centros de costos y cuáles son los principales gastos de la Empresa.
- Comparar el desempeño de grupos de trabajo que realizan, dentro de la misma compañía, labores similares en condiciones similares. Por ejemplo: El desempeño en diferentes centros de generación o en el proceso de facturación y recaudo en una Empresa que tenga descentralizadas estas actividades.
- Estudios de eficiencia dentro de la empresa, los cuales pueden conducir a determinar posibilidades para reducción de tiempo, esfuerzo o recursos.
- Análisis de la evolución de los indicadores de gestión dentro de la empresa.
- Comparación de los indicadores de gestión de una empresa con otra. Esta técnica debe utilizarse con mucho cuidado, puesto que su uso incorrecto puede suscitar controversia. De hecho debe usarse únicamente para identificar aspectos que deben investigarse rigurosamente bajo los siguientes criterios:
 - Únicamente deben compararse sistemas similares.
 - La comparación debe hacerse para un año determinado o siguiendo su evolución en un periodo dado.

- En los indicadores que tienen valor monetario se deben tener en cuenta la inflación, tasas de cambio y otros factores similares.
- El buen juicio de los directores de la empresa que basados en su experiencia y en las características propias de la empresa, identifiquen el nivel apropiado para un determinado indicador.

La factibilidad de alcanzar los niveles de gestión apropiados.

Una vez se han determinado los niveles de gestión que la empresa considere apropiados, se debe determinar si los beneficios previstos con dicho nivel superan a los costos en que se debe incurrir para alcanzarlos. Para esto es conveniente evaluar los costos y beneficios de diferentes niveles de gestión, puesto que los determinados inicialmente no necesariamente pueden tener la mejor relación beneficio/costo. Si este es el caso, debe adoptarse como nivel apropiado el que ofrezca la mejor relación beneficio/costo.

En la identificación de acciones para mejorar el nivel de gestión, conviene en primer lugar analizar las posibilidades que demanden poca o ninguna inversión de capital como: reorganizar los flujos de trabajo, incrementar la productividad y mejorar el proceso gerencial, las cuales pueden producir ahorros inmediatos.

El plan de acción para el mejoramiento de la gestión

Cuando se han determinado las oportunidades e identificado las prioridades, se debe desarrollar un plan de acción que contenga los siguientes elementos:

- Identificación de los pasos específicos que conduzcan a mejoras en la gestión.
- Identificación de los programas, metas y puntos de referencia para cada uno de los pasos y para el plan de acción global. Idealmente las metas se deben basar en los indicadores de gestión de la empresa, los cuales deben mostrar mejores resultados a medida que se desarrollen los planes.
- Identificación de los efectos sobre otros sistemas que se pueden afectar por el plan de acción.
- Identificación de los costos y beneficios para el plan total y para cada uno de los pasos.
- Asignar la responsabilidad por la ejecución del plan de acción al nivel jerárquico necesario, quien se debe asegurar de que el plan global se implante efectivamente. Sin embargo los pasos específicos deben implantarse al nivel donde sean necesarios.

Es importante destacar que en general no se deben esperar resultados inmediatos de los planes de mejoramiento de la gestión por cuanto normalmente involucran cambios en las costumbres y cultura organizacional. Por el contrario requieren de gran decisión y perseverancia para cambiar procedimientos y costumbres y ante todo la actitud mental de los trabajadores y funcionarios de la empresa. Las experiencias recientes de algunas empresas que han acometido programas de mejoramiento de la gestión, indican que requieren de 4 a 5 años y los resultados significativos se empiezan a obtener a partir del tercer año.

Integración con el proceso de planeación y presupuestación

El proceso de presupuestación y de planeación, debe integrar tanto las metas de los planes de acción como los beneficios y costos en que incurre la empresa. De esta manera se asegura que los indicadores de gestión se revisen siempre que se realiza cualquier actividad relacionada con la preparación, actualización o revisión del proceso de planeación y presupuestación.

5.6.2 El control de gestión.

Anteriormente se había indicado que parte esencial del plan de acción para el mejoramiento de la gestión es la asignación concreta de esta responsabilidad a una dependencia con adecuado nivel jerárquico. Respecto al objetivo de controlar y reducir las pérdidas, esta responsabilidad debe estar

centralizada en el Area de gestión de pérdidas en cuanto al programa general y en cada una de las dependencias en cuanto a las actividades específicas.

La herramienta apropiada para determinar el grado de avance y cumplimiento de objetivos es la revisión sistemática de los indicadores de gestión y el seguimiento del plan de acción presentado en el numeral anterior, para lo cual el elemento apropiado es la producción de informes periódicos: sobre bases de corto plazo (usualmente cada mes) para actualización de cifras y sobre bases de mediano plazo (usualmente anual) para reflejar el acercamiento a las metas anuales.

Informe sobre indicadores de gestión.

El propósito de este informe es observar la evolución de los indicadores de gestión y comparar el nivel actual de los mismos con las metas previamente definidas. En tabla 5.2, se da un ejemplo de este informe.

En este cuadro se registra, en la fecha señalada y para cada uno de los indicadores, su nivel actual, la meta propuesta que esté vigente, (la meta que se deberá alcanzar en esta fecha para cumplir la meta anual), la desviación actual respecto a la meta vigente, la desviación aceptable, la necesidad de informes de excepción que expliquen nuevas situaciones o justifiquen niveles diferentes para el indicador y la ganancia o pérdida neta (beneficios menos costos) resultante de las desviaciones. Esta última información es útil para identificar el nivel apropiado del indicador, puesto que para algunos de ellos, al tratar de alcanzar la meta propuesta se encuentra que ésta no corresponde al mayor beneficio/costo.

También se deben registrar en el cuadro los valores que, en la fecha del informe, se estimen para el último día del año: meta originalmente planeada, desviación aceptable, meta revisada, informes de excepción y adicionalmente la ganancia o pérdida en beneficios netos durante el período del informe.

Los informes de excepción son documentos complementarios en los cuales se establecen las causas por las cuales las metas planeadas no fueron alcanzadas, se analizan las posibles soluciones y se proponen acciones bien sea para alcanzar la meta propuesta o para modificarla, si el análisis se ha encontrado conveniente.

Para facilitar el análisis por parte de los niveles jerárquicos superiores es conveniente complementar los informes con graficas sobre la evolución histórica mensual y acumulados anuales.

Informe sobre el plan de acción.

El objetivo de este informe es presentar apropiadamente los planes para mejoramiento de la gestión y el estado de su ejecución. Una empresa puede tener varios planes simultáneamente, y ordenarlos en cuanto a sus beneficios netos por lo cual el plan de acción No. 1 debe ser el que reporta mayores beneficios netos.

La tabla 5.3 contiene un ejemplo de este informe, con el cual se registran los siguientes conceptos para cada uno de los planes de acción:

- Un breve resumen del plan de acción para propósitos de referencia.
- Estimativos iniciales en cuanto a metas y beneficios netos.
- Actualización a la fecha en cuanto a metas físicas y beneficios netos: La actualización en la fecha de control sirve como base para revisar los estimativos a largo plazo de las metas y planes de acción. Este paso permite reconocer los cambios ocurridos durante la implementación de cada plan y si es el caso proponer metas y planes de acción revisados, los cuales deben relacionarse en informes de excepción que contengan la justificación detallada de los cambios.
- Estimativo revisado de largo plazo entendiendo por largo plazo el período necesario para realizar el plan de acción que permita alcanzar la meta propuesta.

Como complemento a este informe se deben preparar gráficas sobre la evolución histórica y acumulada de los elementos que contribuyan a facilitar la toma de decisiones por los niveles jerárquicos superiores.

INFORME SOBRE INDICADORES DE GESTION

FECHA : _____
 DEPENDENCIA : _____

	Indicador No. 1	Indicador No. 2	Indicador No. 3
I Información correspondiente al período (mes)			
Nivel actual	_____	_____	_____
Meta vigente (que se debe alcanzar a la			
fecha del informe para cumplir la meta anual)	_____	_____	_____
Desviación aceptable	_____	_____	_____
Desviación actual	_____	_____	_____
¿Se requiere informe de excepción?	_____	_____	_____
Ganancia (pérdida) en beneficios netos durante			
el período del informe	_____	_____	_____
II Información correspondiente al fin del año			
Meta planeada originalmente	_____	_____	_____
Desviación aceptable	_____	_____	_____
Meta revisada	_____	_____	_____
¿Se requiere informe de excepción?	_____	_____	_____
Ganancia (pérdida) en beneficios netos durante			
el período del informe.	_____	_____	_____

Tabla 5.2: Informe sobre indicadores de gestión

INFORME SOBRE EL PLAN DE ACCION

FECHA : _____
DEPENDENCIA : _____

	Plan de acción No. 1	Plan de acción No. 2	Plan de acción No. 3
I Descripción del plan:			
II Estimativos iniciales			
Metas	_____	_____	_____
Beneficios anuales netos	_____	_____	_____
III Actualización a la fecha:			
Meta			
Planeada vigente	_____	_____	_____
Desviación aceptable	_____	_____	_____
Actual	_____	_____	_____
Diferencia (Planeado/actual)	_____	_____	_____
Beneficios netos estimados			
Planeados vigentes	_____	_____	_____
Actuales	_____	_____	_____
Diferencia (Planeado/actual)	_____	_____	_____
¿Se requiere informe de excepción?	_____	_____	_____
IV Estimación revisada de largo plazo:			
Meta			
Originalmente planeada a largo plazo	_____	_____	_____
Desviación aceptable	_____	_____	_____
Esperada (ahora) para el largo plazo	_____	_____	_____
Diferencias en metas de largo plazo	_____	_____	_____
Beneficios anuales netos			
Originalmente planeados a largo plazo	_____	_____	_____
Esperados (ahora) para el largo plazo	_____	_____	_____
Diferencias en beneficios netos a largo plazo	_____	_____	_____
¿Se requiere actualización del Plan (si/no)?	_____	_____	_____
¿Se requiere informe de excepción?	_____	_____	_____

Tabla 5.3: Informe sobre el plan de acción

5.7 Infraestructura para el control y reducción de pérdidas de energía.

Para el control y reducción de pérdidas como para cualquier otro proyecto de una empresa eléctrica, se utiliza la infraestructura normal de recursos humanos y físicos (instrumentos de medición y de cómputo, herramientas, materiales, etc.). Se considera oportuno hacer referencia a tres aspectos que se consideran claves para el control y reducción de pérdidas, como son, la motivación y capacitación de los recursos humanos, el soporte legal que deben tener las empresas para el control de las pérdidas no técnicas y el sistema de información.

5.7.1 Los recursos humanos.

En el proceso de reducción y control de pérdidas, como en las restantes actividades de una empresa se mantiene vigente el conocido lema: *el recurso humano es la más importante riqueza*. Es mediante los empleados de todos los niveles que una empresa lleva a cabo las acciones para identificar, evaluar, planear, desarrollar, corregir y alcanzar un objetivo. Por tanto es requisito indispensable para el éxito, incentivar su interés y motivación.

Con este propósito se han identificado los siguientes aspectos:

- **Comprensión del proceso:** Está demostrado que los empleados y trabajadores se esmeran en la ejecución de su trabajo cuando comprenden íntegramente su justificación, implicaciones, ventajas, desventajas, fortalezas y debilidades y adicionalmente entienden que alcanzarán alguna ventaja individual con su realización.

Por tanto, los objetivos, metas y procedimientos se deben describir y explicar claramente, para que los funcionarios de todos los niveles se familiaricen con ellos, naturalmente tomando en consideración que cada nivel tiene su propio grado de comunicación y especialización.

Para realizar esto, se consideran apropiados los cursos de entrenamiento en los cuales, paralelamente con la identificación de objetivos y metas se enseña la utilización de nuevas técnicas, herramientas y procesos.

- **Participación en la formulación de planes:** Es conveniente que el personal afectado participe en la formulación de los planes que va a realizar, pues hay mayor motivación para hacer un buen trabajo cuando la persona aprecia que se están llevando a cabo sus propias ideas. Este proceso se inicia cuando los empleados de bajo nivel identifican acciones y proponen metas, las que se pasan a los niveles superiores para su revisión y aprobación.

Se ha demostrado que las metas propuestas por los empleados dentro de un proceso participativo, con frecuencia son más altas, mejor definidas, más alcanzables que cuando son dictadas por los superiores o el personal directivo.

- **Evaluación del desempeño:** Este es el mecanismo idóneo que tienen a su disposición las empresas para incentivar y premiar el desempeño sobresaliente y castigar el desempeño pobre.

No sobra recordar que la evaluación debe hacerse sobre los resultados que se alcanzan en la práctica, no por lo que dicen que van a hacer ni por el tiempo y esfuerzo que gasten. Deben establecerse normas claras para medir el rendimiento y las recompensas o promociones deberán ser consecuentes con los resultados de la evaluación.

Otra consideración importante de la evaluación, es la identificación de necesidades de adiestramiento y desarrollo individual.

- **Reconocimiento:** Es fundamental para los empleados recibir reconocimiento cuando han alcanzado los objetivos propuestos. La forma del reconocimiento debe ser consistente con las costumbres y cultura organizacional de cada empresa.

- **Comunicaciones claras de los niveles superiores:** Los directores y funcionarios de nivel superior deben asegurarse de que todos los empleados entiendan la importancia de las acciones que se emprendan.

- **Mantenimiento de la habilidad y voluntad necesarias:** Periódicamente, se debe revisar el estado de capacitación y motivación de los empleados para reforzarlos o suministrar entrenamientos adicionales en caso de ser necesario.
- **Remuneración:** Con relación al control de pérdidas no técnicas es obvio que los empleados bien pagados estarán menos tentados a tolerar el fraude. Especialmente algunas categorías de trabajos, justifican que los empleados estén muy bien remunerados como por ejemplo los lectores de medidores y los inspectores.
- **Código de ética:** Las empresas deben tener un código de ética que regule las actividades de los empleados y determine sus responsabilidades frente a la empresa, en el cual se identifiquen las acciones no permitidas y se indiquen las medidas disciplinarias a ser aplicadas en caso de violación de las normas.

5.7.2 El soporte legal

Para combatir con éxito el uso ilegal o fraudulento de la energía eléctrica, es fundamental que existan leyes que castiguen las acciones ilícitas y permitan a las empresas reaccionar cuando se descubren tales acciones.

Aun cuando el servicio de energía eléctrica como cualquier otro bien, está cobijado por la legislación normal tanto en el aspecto civil como en el penal, su ausencia de forma material y el hecho de que en general es un servicio público crea confusión respecto a la calificación de las infracciones y aplicación de las leyes generales. Por esta razón es conveniente expedir una ley exclusiva para este servicio en la cual se especifiquen las definiciones aplicables al servicio eléctrico, conceptos sobre el acceso, utilización, medición y pago del servicio, tipificación de las situaciones anormales, procedimientos para suspensión y restauración del servicio y sanciones civiles y penales.

5.7.3 El sistema de información

Los procesos de identificación y control de pérdidas requieren manejar cantidades apreciables de información, para su estimación, proyección, evaluación técnico-económica, seguimiento y control.

Esta misma información, mediante otras formas de procesamiento se utiliza también en las labores usuales de las empresas como planeamiento, atención a usuarios, control de gestión, etc..

Por esta razón el diseño y desarrollo del sistema de información debe involucrar a toda la empresa, para lograr de esta manera el mayor provecho de las inversiones que se hagan en este campo.

En términos generales un sistema de información es un conjunto de componentes y procedimientos organizados cuya interacción permite manejar grandes volúmenes de datos reduciendo la incertidumbre e imprecisión en el conocimiento de un estado o evento determinado. La información que se genera en los diversos procesos se puede utilizar para tomar decisiones sobre las actividades de la organización que le sirve de ambiente o para ejercer el control de esa misma organización.

El sistema de información involucra miembros de diferentes niveles de la organización, equipos de computación, bases de datos, programas, procedimientos, etc..

Objetivos del sistema de información

El objetivo fundamental de la implantación de un sistema de información por parte de una empresa de energía eléctrica, es tener un conocimiento permanente de las necesidades y deficiencias del sistema eléctrico, con el fin de ejercer de manera eficiente las funciones propias de su administración, como son el planeamiento, diseño, construcción, operación, control y mantenimiento de sus redes, así como la identificación, cuantificación, evaluación y control continuo de las pérdidas de energía técnicas y no técnicas.

Desde el punto de vista institucional el sistema de información permite satisfacer los siguientes objetivos:

- Facilitar la expansión del sistema para atender nuevas conexiones.

- Mejoramiento de la confiabilidad por disminución de la duración y el número de clientes afectados por interrupciones.
- Mejoramientos en la calidad del servicio.
- Conocimiento de la situación general de la empresa mediante indicadores de gestión.
- Mejoramiento de la coordinación con empresas vecinas.

Desde el punto de vista administrativo, el objetivo es mejorar el conocimiento y utilización de los recursos físicos y humanos de la empresa.

Desde el punto de vista técnico, el conocimiento de la carga y las condiciones de suministro en todos los puntos de la red debe permitir lo siguiente:

- Índices operacionales.
- Programación eficiente de maniobras.
- Coordinación de protecciones.
- Optimización de la configuración de redes.
- Cargabilidad óptima de transformadores.
- Transferencias de carga entre circuitos primarios y/o secundarios.
- Conocimientos de prioridad para ampliación y mejoras.
- Análisis de confiabilidad de las instalaciones.
- Conocimiento de prioridades de mantenimiento.
- Identificación de los puntos críticos.
- Análisis de fallas y defectos.

Con respecto a los consumidores se logran los siguientes objetivos:

- Conocimiento inmediato de las condiciones eléctricas y de la continuidad del suministro.
- Información inmediata para autorizar conexiones en alta, media y baja tensión.
- Seguimiento de la evolución de la carga.
- Identificación completa de los consumidores tanto desde el punto de vista comercial como técnico.

Desde el punto de vista económico el objetivo fundamental es la reducción de las inversiones, lo cual se traduce en:

- Reducción en la compra de nuevos transformadores, al tener control sobre la carga de los existentes.
- Aprovechamiento de la capacidad ociosa de las redes y equipos y optimización de los criterios de diseño de las instalaciones futuras.
- Disminución de las pérdidas técnicas.
- Mejor orientación sobre áreas en las que hay probabilidad de pérdidas no técnicas.
- Aumento de la productividad.
- Normalización.
- Mayor precisión en los cálculos.

Alcance del sistema de información

La empresa debe establecer el alcance del sistema de información requerido, de acuerdo con sus necesidades particulares. Para identificar estas necesidades es conveniente iniciar con una definición de funciones en las áreas problema:

En el área técnica existen básicamente tres (3) grupos de funciones:

- Funciones que respondan a requerimientos externos del área técnica propiamente dicha tales como la elaboración de información para instituciones gubernamentales.
- Funciones propias del análisis y planeamiento del sistema como estudios de ingeniería (manejo de carga en transformadores, análisis eléctricos, coordinación de protecciones, etc.) y planeamiento (proyección de demanda, análisis de carga en las instalaciones, estudio de alternativas, etc.).
- Funciones de operación y mantenimiento del sistema: Control de la operación, análisis de fallas, programación de mantenimiento, etc..

Respecto a los usuarios el sistema de información debe cumplir las siguientes funciones: Describir las características de los usuarios, describir la utilización de energía y potencia de cada uno, suministrar los requerimientos de cobro, facturación y recaudo y soportar la atención de reclamos.

En el área financiera la función principal del sistema de información es suministrar informes completos y flexibles sobre el uso de los recursos financieros, en un período determinado, para el control y planeamiento económico de la empresa.

Para el manejo de los recursos humanos, el sistema de información debe registrar los datos personales de los empleados y soportar el proceso de su remuneración.

Para el manejo de los recursos físicos la función principal es el manejo de los materiales que utiliza la empresa: Compra, almacenamiento, transporte, entrega de materiales, etc.

Para la dirección de la empresa el sistema debe proporcionar, informes y estadísticas oportunas y confiables e indicadores sobre el desempeño de las diversas áreas de la empresa.

Características

El sistema de información debe poseer las siguientes características mínimas:

- Permitir una rápida, veraz y completa identificación de los elementos que conforman el sistema de información.
- Describir la manera como los anteriores elementos están conectados o relacionados entre sí.
- Proporcionar la información que necesitan los programas de aplicación para poder efectuar los análisis necesarios.
- Proporcionar información histórica acerca del comportamiento pasado, con el fin de proyectar el desarrollo futuro.
- Proporcionar informes y estadísticas oportunos, íntegros, verídicos y adecuados.
- Soportar el sistema de información gerencial

Componentes

El sistema de información está integrado fundamentalmente por:

- Varias bases de datos con información del sistema eléctrico, de los usuarios, de los recursos humanos y físicos y del área financiera, de acuerdo con el alcance, las necesidades de información, las prioridades y las aplicaciones que se determine desarrollar con el nuevo sistema.
- Un grupo de programas de computador para efectuar los análisis necesarios.
- Una o más interfases de alto nivel para facilitar la conexión directa entre la información de la base de datos y los programas técnicos de aplicación.

- El personal necesario para dirigir, planear, controlar y mantener el sistema de información.
- Los procedimientos para interconectar los diferentes componentes del sistema de información y permitir su funcionamiento correcto.
- Los equipos de computación y los programas de aplicación (software) necesarios para la implantación y desarrollo de la base de datos y de los programas de aplicación.

REQUISITOS PARA EL DESARROLLO DE LOS SISTEMAS

El desarrollo de un sistema de información requiere un análisis cuidadoso de los requisitos. Este análisis debe considerar tanto los aspectos técnicos como los humanos. Los requisitos deben ser claros, medibles y alcanzables. El proceso de desarrollo debe ser iterativo y flexible, permitiendo cambios y mejoras a lo largo del tiempo. La comunicación efectiva entre los desarrolladores y los usuarios es fundamental para el éxito del proyecto.

Apéndice A

METODOLOGIAS PARA EL CALCULO DE BENEFICIOS

A.1 Beneficios por mejoras en regulación de tensión

Para calcular los beneficios atribuibles a las mejoras en la regulación de tensión se siguen los siguientes pasos, los cuales deben desarrollarse para cada año de vida útil del proyecto:

1. Determinar el número de conexiones que presentan problemas de regulación de tensión en el área del proyecto discriminados en categorías residencial (si es posible subdividiendo por nivel de ingreso), comercial e industrial.
2. Determinar el consumo promedio anual (*CPCS*) de las conexiones arriba señaladas y la tarifa que corresponde al consumo marginal de cada uno. Por tarifa que corresponde al consumo marginal se quiere indicar el precio por kWh que corresponde al último bloque de kWh que la conexión consume. No incluye el cargo fijo y no considera los precios inferiores de los bloques iniciales.
3. Calcular el consumo promedio anual (*CPCC*) de las conexiones que no tienen problemas de tensión para cada clase de conexión señalada.
4. Calcular una curva lineal de demanda para cada clase de conexión CON y SIN el proyecto. El cálculo se hace de la siguiente manera:

El punto *S* (figura A.1) representa el consumo de energía SIN el proyecto y se calcula:

$$S = N \times CPCS$$

Donde:

N : Número de conexiones en esta clase (calculado en el paso 1)

CPSC : Consumo anual por conexión SIN el proyecto (calculado en el paso 2)

El punto *C* representa el consumo CON el proyecto y se calcula:

$$C = N \times CPCC$$

Donde:

CPCC : Consumo anual por conexión con el proyecto (calculado en el paso 3)

La curva lineal SIN el proyecto, figura A.2, se calcula:

$$T = \frac{t(e-1)}{e} + \left[\frac{t}{eS} \right] \times E$$

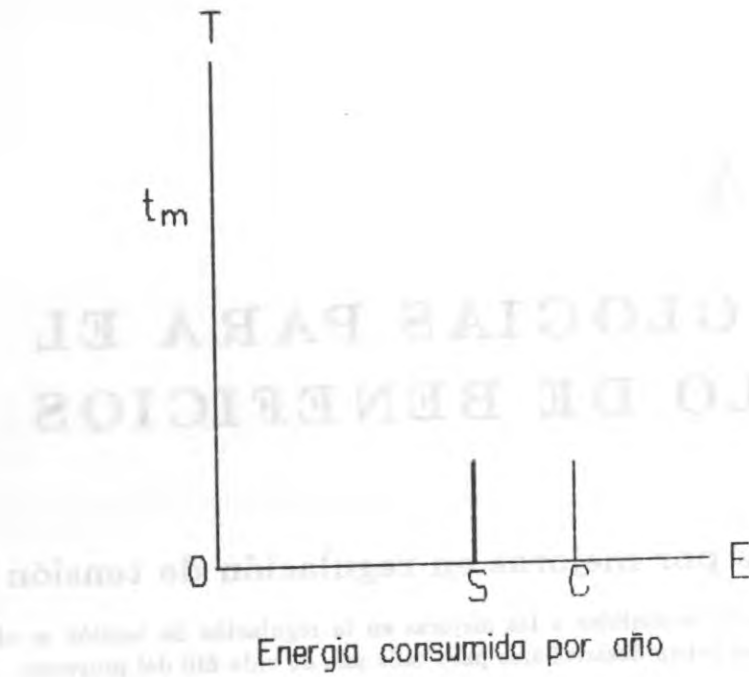


Figura A.1: Demanda anual de energía CON y SIN el proyecto.

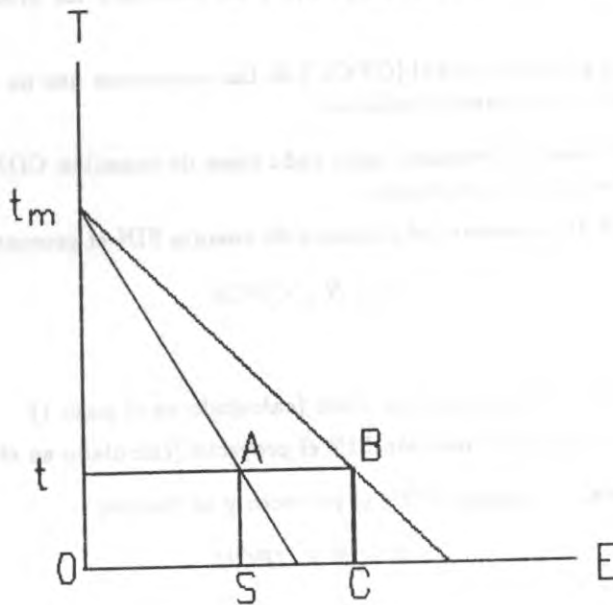


Figura A.2: Curvas de demanda CON y SIN el proyecto.

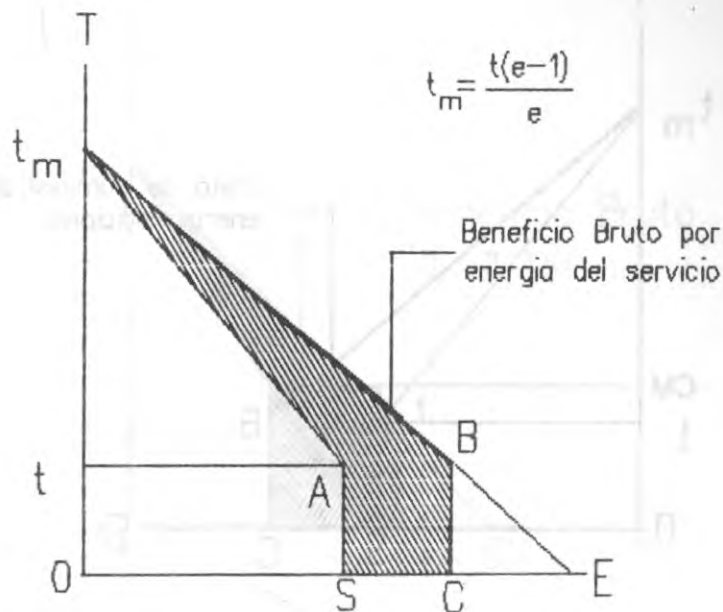


Figura A.3: Beneficio por la Mejora de la Regulación de Voltaje.

Con

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

Donde:

t : La tarifa que corresponde al consumo marginal del grupo bajo estudio (calculado en el paso 2).

e : La elasticidad de la demanda con respecto a la tarifa (que si no se conoce se puede tomar como -0,5 para los sectores residencial y comercial).

S : El consumo SIN el proyecto del grupo bajo estudio.

t_m : El intercepto en el eje de tarifas (y precio máximo que el usuario está dispuesto a pagar).

E : El consumo anual.

La curva lineal con el proyecto, figura A.2, se calcula:

$$T = \frac{t(e-1)}{e} + \left[\frac{t}{eC}\right] \times E$$

5. Calcular el beneficio neto al grupo de la mejora en la regulación de tensión, figura A.3, o beneficio bruto por el aumento del servicio de energía; este beneficio es el área entre las dos curvas de demanda entre un consumo de 0 kWh y C kWh. Para calcular el beneficio se observa que se compone de la diferencia entre las áreas de dos triángulos $t_m t A$ y $t_m t B$, más el rectángulo $SCBA$. Para calcular el área de los dos triángulos $t_m t A$ y $t_m t B$ se utilizan las ecuaciones de demanda. Primero se nota que:

$$Ot = t(\text{La tarifa aplicable})$$

$$Ot_m = t(e-1)/e$$

y

$$tt_m = Ot_m - Ot$$

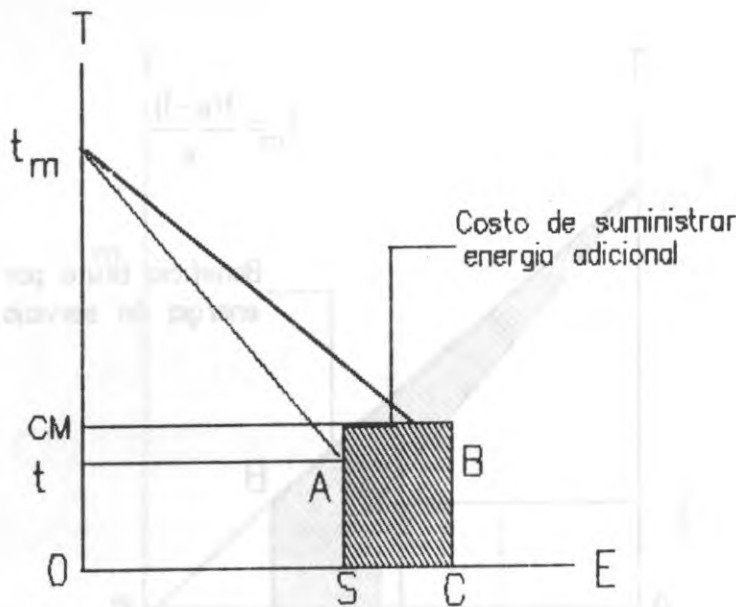


Figura A.4: Costo de suministrar energía adicional.

$$tA = OS \text{ (El consumo SIN el proyecto)}$$

$$tB = OC \text{ (El consumo CON el proyecto)}$$

El área del triángulo mayor (G) es:

$$G = \frac{1}{2} \left(\frac{t(e-1)}{e} - t \right) \times C$$

El área del triángulo menor (P) es:

$$G = \frac{1}{2} \left(\frac{t(e-1)}{e} - t \right) \times S$$

El rectángulo (R) SCBA : $R = (C - S) \times t$

- Calcular el costo de suministrar más energía. El costo es simplemente el costo marginal al nivel de tensión de la conexión y equivale a la suma del costo incremental promedio de generación, el costo marginal de transmisión a la distribuidora y el costo marginal de distribución al cual se entrega la energía a las obras bajo estudio multiplicado por el incremento en energía ofrecida : SC.

$$\text{Costo Bruto} = C_M \times (C - S)$$

- Calcular el beneficio social neto de la mejora con la regulación de voltaje. Dicho beneficio es igual al beneficio neto al grupo menos el costo de ofrecerlo.

$$\text{Beneficio Neto} = [(G - P) + R] - [C_M \times (C - S)]$$

A.2 Beneficios por mejoras en servicio para usuarios ilegales

Para evaluar los beneficios asociados con los programas de incorporación formal de los usuarios ilegales (Aumento y cobro del consumo), se deben seguir los siguientes pasos:

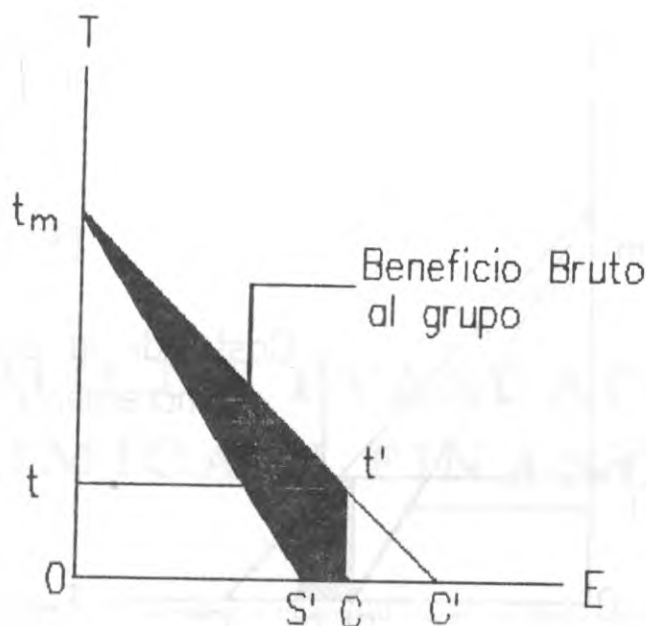


Figura A.5: Beneficio bruto por mejor servicio, para usuarios ilegales.

1. Seguir los pasos (1) a (4) de la sección anterior.
2. Calcular el beneficio bruto de cada grupo debido a su incorporación formal en el sistema de distribución y la mejora en la regulación de voltaje, figura A.5.

Sea S' = consumo clandestino a una tarifa efectiva de cero.

El beneficio bruto es el área rayada entre las dos curvas de demanda. Se puede calcular esta área en cuatro pasos: Calculando las áreas de los triángulos $OC't_m$, $OS't_m$ y $CC't'$ y después, restando las dos últimas del primero.

Para calcular el área $OC't_m$, en la figura A.5, hay que usar la curva de demanda para determinar OC' y t_m (Veáse Anexo II, numeral 8).

$$OC' = C(1 - e)$$

$$Ot_m = t \frac{e - 1}{e}$$

Se calcula el área de $OC't_m$ como,

$$\frac{1}{2} C(1 - e) \frac{t(e - 1)}{e}$$

Se calcula el área de $OS't_m$ como:

$$\frac{1}{2} S' t \frac{(e - 1)}{e}$$

y el área de $CC't'$ como,

$$\frac{1}{2} (OC' - OC) t = \frac{-Cet}{2}$$

El beneficio bruto del grupo se calcula como $OC't_m - (OS't_m + CC't')$, el cual, después de remplazos y simplificaciones, queda así:

$$OC't_m - (OS't_m + CC't') = \frac{t}{2} \left\{ (C - S') \left(\frac{e - 1}{e} \right) + C \right\}$$

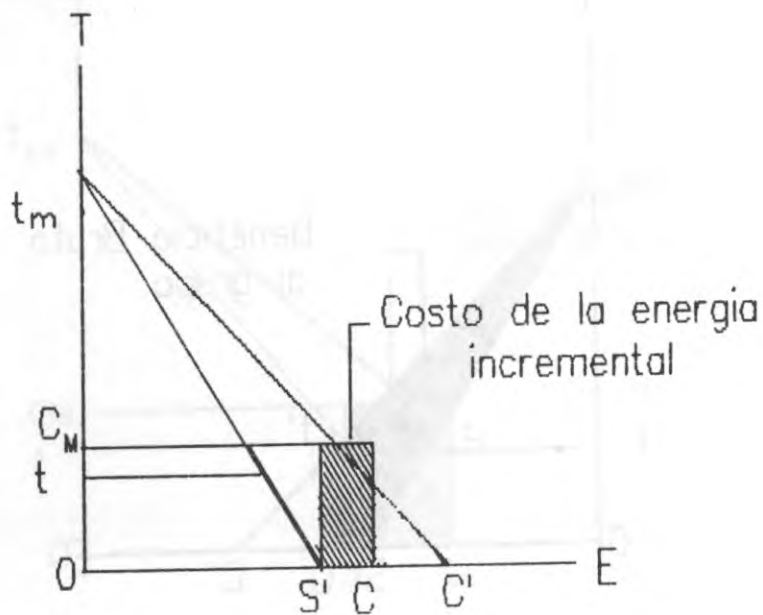


Figura A.6: Costo de la energía incremental, para usuarios ilegales.

3. Calcular el beneficio neto de cada grupo. El beneficio neto es inferior al beneficio bruto porque el grupo tiene que pagar una tarifa no sólo por su consumo incremental sino que también por lo que habría consumido gratis antes. En primera instancia este pago se representa por el rectángulo $OC't't$ y se calcula multiplicando la tarifa por el consumo.

$$\text{Pago} = t \times C$$

Si el grupo también evitaba los cargos fijos, dichos pagos se suman al pago

$$\text{Pago} = (t \times C) + F$$

donde F representa los cargos fijos.

El beneficio neto al grupo es:

$$[OC't_m - (OS't_m + CC't)] - [(t \times C) + F]$$

4. Calcular el beneficio neto social. Para calcular el beneficio neto social hay que restar el costo de la energía incremental del beneficio bruto, figura A.6. El costo de la energía incremental se calcula multiplicando el costo marginal a nivel de distribución por el consumo incremental.

$$\text{Costo de la energía incremental} = C_M \times (C - S')$$

El beneficio neto social se calcula como:

$$[OC't_m - (OS't_m + CC't)] - [C_M \times (C - S')]$$

Apéndice B

EJEMPLO DE EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA

Se va a evaluar un proyecto de instalación de contadores en un barrio marginal de una ciudad latinoamericana cualquiera.

La información que existe sobre el barrio indica que se trata de un sector de bajos ingresos, residencial, con un consumo promedio de 2136 KWH/año por usuario.

El servicio de energía eléctrica se presta desde un alimentador primario de donde se han conectado los habitantes del barrio, sin que hasta la fecha tengan medición individual.

La tarifa media que se aplicará a los usuarios será de 2.70 \$/KWH más un cargo fijo anual de \$483. En la actualidad todos los usuarios pagan 1.52 \$/KWH como tarifa aplicada al promedio de consumo.

Se trata de evaluar la conveniencia, para el país y para la empresa distribuidora encargada de realizar el proyecto, de instalar medidores de energía en el barrio, con un programa de inversión de 3 años. La información sobre costos, usuarios afectados, etc. se muestra en las tablas anexas (tablas B.1 a B.4).

Por otra parte, la prestación del servicio está a cargo de una empresa distribuidora que le compra energía, en bloque, a una empresa mayorista, la cual a su vez compra a una empresa generadora con las siguientes tarifas:

Tarifa de la mayorista	5.54 \$/KWH
Tarifa de energía de la generadora	3.36 \$/KWH
Tarifa de potencia de la generadora	8381.44 \$/KW año

El factor de carga se estima en 0.6.

Además, se tiene la siguiente información, obtenida de otros organismos estatales:

TASA DE DESCUENTO	12%
TASA DE CAMBIO	100.0 \$/US\$
COSTOS INCREMENTALES	
De Generación/Transmisión (potencia)	15931.48 \$/KW año
De Generación/Transmisión (energía)	6.98 \$/KWH
De Subtransmisión (potencia)	6989.28 \$/KW año
De Subtransmisión (energía)	0.11 \$/KWH
De Distribución (potencia)	25073.27 \$/KW año
De Distribución (energía)	1.38 \$/KWH
Costo de racionamiento residencial	75. \$/KWH

ITEM AÑO	Mano de Obra Calificada (1)	Mano de obra No Calificada (2)	Materiales y Equipo Comerc. (3)	Material Equipo no Comer. (4)	Imprevistos	TOTAL
1989	28.226.000	15.406.000	194.552.000	19.455.000	16.551.000	274.190.000
1990	56.451.000	17.974.000	389.105.000	38.911.000	31.818.000	534.259.000
1991	56.451.000	17.974.000	389.105.000	38.911.000	31.818.000	534.259.000

(1) Ingenieros (3) Contadores, cables y conductores
 (2) Instaladores y obreros rasos (4) Postes, cemento, tornillos

Tabla B.1: Costos de inversión

AÑO	IMPUESTOS	TOTAL
1989	57.977.000	332.167.000
1990	115.953.000	650.212.000
1991	115.953.000	650.212.000

Tabla B.2: Impuestos

Factor de conversión de mano de obra no calificada	0.70
Factor de conversión de divisa	1.25
Elasticidad sector residencial (para tarifa: 2.7\$/kWH)	-0.5
Vida útil del proyecto	20 años
Pérdidas de distribución	5 %
Pérdidas de subtransmisión	4 %
Pérdidas en transmisión	2%

Todos los precios y tarifas están dadas en pesos constantes de 1.989.

B.1 Evaluación económica

B.1.1 Definición de costos de inversión

Ajustes

El primer paso será definir los costos de inversión relevantes para la evaluación económica. Para ello se deben efectuar los ajustes por precio sombra y distribuir los imprevistos en los otros items.

Distribución de imprevistos: La distribución de los costos debidos a imprevistos se hará ponderando el peso de los otros items.

Así, para el año 1.989:

Los imprevistos son de	\$ 16.551 millones
La inversión total (sin impuestos) es de	\$274.190 millones
Inversión total - Imprevistos	\$257.639 millones

AÑO	MANO DE OBRA NO CALIFICADA	MATERIALES Y EQUIPOS COMERCIALES
1989	0.00	0.00
1990	0.00	0.00
1991	20791428.00	7508000.00
1992	47220000.00	17051200.00
1993	55092857.00	19894400.00
1994	55092857.00	19894400.00
1995	55092857.00	19894400.00
1996	55092857.00	19894400.00
1997	55092857.00	19894400.00
1998	55092857.00	19894400.00
1999	55092857.00	19894400.00
2000	55092857.00	19894400.00
2001	55092857.00	19894400.00
2002	55092857.00	19894400.00
2003	55092857.00	19894400.00
2004	55092857.00	19894400.00
2005	55092857.00	19894400.00
2006	55092857.00	19894400.00
2007	55092857.00	19894400.00
2008	55092857.00	19894400.00

Tabla B.3: Costos de operación y mantenimiento con proyecto (en \$)

AÑO	No.
1989	0
1990	29702
1991	43722
1992	58784
1993	58784
1994	58784
1995	58784
1996	58784
1997	58784
1998	58784
1999	58784
2000	58784
2001	58784
2002	58784
2003	58784
2004	58784
2005	58784
2006	58784
2007	58784
2008	58784

Tabla B.4: Número de usuarios a regularizar

Los porcentajes de los diferentes rubros son, como sigue:

$\frac{\text{Inv. Mano de obra calificada}}{\text{Inv. Total (Sin imprevistos)}} = \frac{28266}{257639} \times 100 = 10.97\%$
$\frac{\text{Inv. Mano de Obra no calificada}}{\text{Inv. Total (Sin imprevistos)}} = \frac{15406}{257639} \times 100 = 5.98\%$
$\frac{\text{Inv. Equipos comerciables}}{\text{Inv. Total (Sin imprevistos)}} = \frac{194552}{257639} \times 100 = 75.5\%$
$\frac{\text{Inv. Equipos no comerciables}}{\text{Inv. Total (Sin imprevistos)}} = \frac{19455}{257639} \times 100 = 7.55\%$

De acuerdo con estos porcentajes se distribuyen los imprevistos en cada item.

Para mano de obra calificada	16.551 X 10.97 %	= 1.815
Para mano de obra no calificada	16.551 X 5.98 %	= 0.990
Para equipos comerciables	16.551 X 75.5 %	= 12.496
Para equipos no comerciables	16.551 X 7.55 %	= 1.249

Estos valores se agregan a los valores iniciales, quedando la inversión para el año 1 distribuida así:

Mano de obra calificada	28.226 + 1.815	= 30.041
Mano de obra no calificada	15.406 + 0.990	= 16.396
Equipo comerciable	194.552 + 12.496	= 207.048
Equipo no comerciable	19.455 + 1.249	= 20.704

En la misma forma se procede para cada año de inversión.

Ajuste por precio sombra: Con los factores de conversión dados: 0.7 para mano de obra no calificada y 1.25 para equipos comerciables, se ajustan estos valores (una vez efectuada la distribución de imprevistos).

Para el año de 1.989 los ajustes son:

Mano de obra calificada	No hay ajuste	
Mano de obra no calificada	16.396 X 0.7	= 11.477
Equipos comercializables	207.048 X 1.25	= 258.81
Equipos no comercializables	No hay ajuste	

Efectuados los ajustes de imprevistos y precio sombra para cada año, las inversiones con las cuales se trabaja para la evaluación económica son las que se muestran en la tabla B.6.

Nótese que para la evaluación económica no se tiene en cuenta el valor de los impuestos.

B.1.2 Definición de los costos de operación y mantenimiento

Como en este caso no existen imprevistos, el único ajuste que se realiza es el de precio sombra, de igual manera que en el caso de la inversión.

Así, los costos relevantes para la evaluación económica serán los que se muestran en la tabla B.6.

B.1.3 Cálculo de beneficios

En este caso los beneficios del proyecto se asocian con la reducción de pérdidas no técnicas y por lo tanto se deben seguir los pasos indicados en el numeral 4.6. Para ilustrar la metodología, sólo se presentan los cálculos correspondientes al primer año de operación del proyecto (1990). Igual procedimiento se sigue para los restantes años de la vida útil.

ITEM	AÑO	1989	1990	1991
MANO DE OBRA CALIFICADA		30.041	60.026	60.026
MANO DE OBRA NO CALIFICADA		11.477	13.379	13.379
MAT. Y EQUIPO COMERCIABLE		258.813	517.182	517.182
MAT. Y EQUIPO NO COMERCIABLE		20.705	41.375	41.375
TOTAL		321.034	631.962	631.962

Tabla B.5: Inversión anual del proyecto (millones \$)

AÑO	MANO DE OBRA NO CALIFICADA	MATERIAL Y EQUIPO COMERCIABLE	TOTAL
1989	0.000	0.000	0.000
1990	0.000	0.000	0.000
1991	14.554	9.385	23.939
1992	33.054	21.314	54.368
1993	38.565	24.868	63.433
1994	38.565	24.868	63.433
1995	38.565	24.868	63.433
1996	38.565	24.868	63.433
1997	38.565	24.868	63.433
1998	38.565	24.868	63.433
1999	38.565	24.868	63.433
2000	38.565	24.868	63.433
2001	38.565	24.868	63.433
2002	38.565	24.868	63.433
2003	38.565	24.868	63.433
2004	38.565	24.868	63.433
2005	38.565	24.868	63.433
2006	38.565	24.868	63.433
2007	38.565	24.868	63.433
2008	38.565	24.868	63.433

Tabla B.6: Costos relevantes de operación y mantenimiento (millones \$)

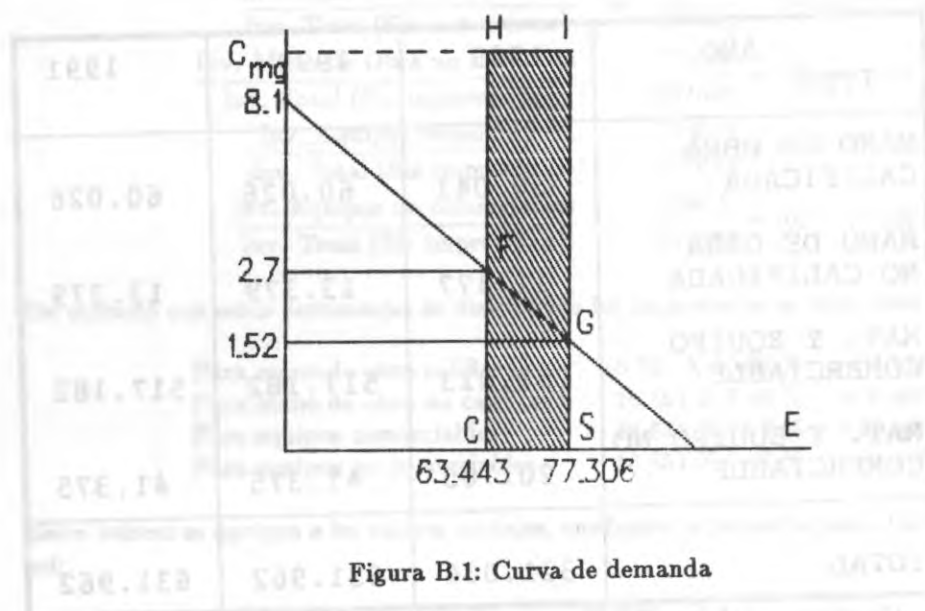


Figura B.1: Curva de demanda

1. Como indica el enunciado del ejemplo, en la situación SIN proyecto, se cobra una tarifa de \$1.52 por KWH, la cual se aplica de acuerdo con un promedio, medido de alguna manera razonable.
2. La anterior situación lleva a aplicar la siguiente ecuación para la curva de demanda (ecuación 4.11):

$$T = t \left(\frac{e-1}{e} \right) + \left(\frac{t}{eC'} \right) E$$

donde :

- t: Tarifa aplicable al consumo marginal = \$ 2.7/KWH
- C': Consumo para determinar curva de demanda = Consumo promedio \times No. de usuarios = $2136 \times 29702 = 63443$ KWH = 63.443 GWH
- e: Elasticidad precio de la demanda, alrededor del punto correspondiente a una tarifa de \$2.7 = -0.5

En este caso $C' = C$, porque es el consumo que se dá con la tarifa aplicable con el proyecto. Remplazando en la ecuación anterior se obtiene:

$$T = 2.7 \times \frac{(-0.5 - 1)}{-0.5} + \frac{2.7}{-0.5 \times 63.443} E$$

$$T = 8.1 - 0.085116E$$

3. Se calcula la reducción en el consumo al pasar de una tarifa de 1.52 \$/KWH a una de 2.7 \$/KWH.

Para ello se calcula el consumo cuando $T = 1.52$.

$$1.52 = 8.1 - 0.085116E$$

$$E = 77.306 = \text{Consumo sin proyecto} = S$$

$$\begin{aligned} \text{Disminución de consumo} &= S - C = 77.306 - 63.443 \\ &= 13.863 \text{ GWH} \end{aligned}$$

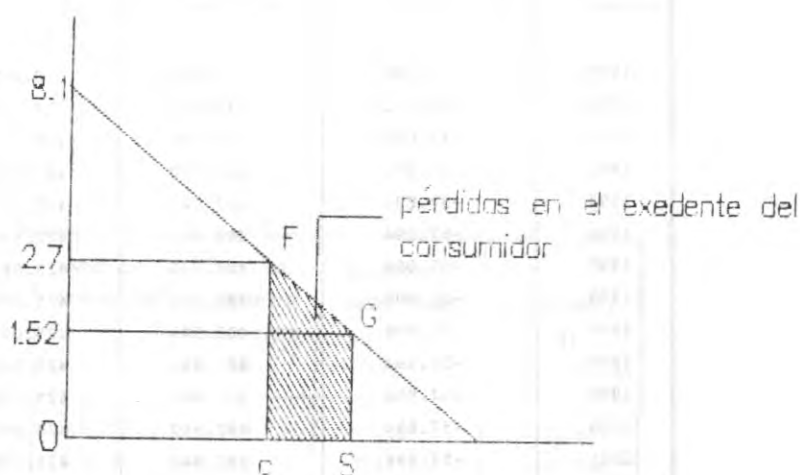


Figura B.2: Excedente del consumidor

4. Disminución anual en el costo por reducción del consumo.

Corresponde al área sombreada de la figura B.1 (rectángulo *SCHI*).

Este concepto se refiere al ahorro por la disminución en el consumo, del costo de generar, transmitir y distribuir la energía al usuario final.

La valoración de este ahorro debe hacerse al costo marginal acumulado de generar, transmitir y distribuir estas energías (Costo marginal relevante).

Aquí debe observarse que el nivel inmediatamente anterior a la acometida doméstica, donde se ubican los contadores es el nivel de distribución y por ello se debe incluir este costo.

El costo marginal (o incremental) relevante es el siguiente:

$$C_{mg} = C_{mg} \text{ energía (gener.)} + C_{mg} \text{ energía (subtr.)} + C_{mg} \text{ energía (distr.)} + \left[\frac{1}{F_C \times 8760} \right] \times [C_{mg} \text{ pot. gener.} + C_{mg} \text{ pot. subtr.} + C_{mg} \text{ pot. distrib.}]$$

Aquí no se hace ajuste por pérdidas, puesto que se supone que los costos marginales incluyen los costos de pérdidas en cada nivel de tensión.

Con un valor del factor de carga $F_C = 0.6$.

$$C_{mg} = 6.98 + 0.11 + 1.38 + \left(\frac{1}{8760 \times 0.6} \right) (15931.48 + 6989.28 + 25073.27)$$

$$C_{mg} = 17.6 \$/KWH$$

$$\text{Ahorro en costos} = C_{mg}(S - C)$$

$$= 17.6 \times 13.863 = 243.988 \approx \$244 \text{ millones.}$$

5. Pérdida en el excedente del consumidor

La pérdida en el excedente del consumidor se refiere a la reducción de disponibilidad de recursos de los consumidores al pasar del punto *G* (sin proyecto) al punto *F* (figura B.2), por efecto del aumento de las tarifas y están definidas por el área del trapecio *CSFG*.

$$\text{Pérdida del excedente del consumidor} = (S - C) \times (1.52) + \frac{1}{2}(S - C)(2.7 - 1.52)$$

$$= \$29.25 \text{ millones.}$$

AÑO	PERDIDAS EN EL EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR	AHORRO POR DISMINUCION DE CONSUMO	BENEFICIO NETO ANUAL
1989	0.000	0.000	0.000
1990	-29.252	244.017	214.750
1991	-43.060	359.198	316.138
1992	-57.894	482.940	425.046
1993	-57.894	482.940	425.046
1994	-57.894	482.940	425.046
1995	-57.894	482.940	425.046
1996	-57.894	482.940	425.046
1997	-57.894	482.940	425.046
1998	-57.894	482.940	425.046
1999	-57.894	482.940	425.046
2000	-57.894	482.940	425.046
2001	-57.894	482.940	425.046
2002	-57.894	482.940	425.046
2003	-57.894	482.940	425.046
2004	-57.894	482.940	425.046
2005	-57.894	482.940	425.046
2006	-57.894	482.940	425.046
2007	-57.894	482.940	425.046
2008	-57.894	482.940	425.046

Tabla B.7: Beneficios netos anuales

6. Beneficio neto anual

Es la diferencia entre el ahorro por la disminución en el consumo calculado en el paso 4 y la pérdida en el excedente del consumidor.

$$BNeto = 244 - 29.25 = 214.75$$

Siguiendo los anteriores pasos para todos los años de vida útil del proyecto, se obtiene la tabla B.7.

B.2 Resumen de costos y beneficios

En la tabla B.8 se resumen los costos y beneficios anuales calculados anteriormente

B.3 Cálculo de indicadores

Con la información obtenida, se procede a calcular los indicadores, empleando un horizonte (n) de 20 años y una tasa (i) del 12%.

$$\begin{aligned}
 VPNB &= \text{Valor presente neto de los beneficios} \\
 &= \sum_{t=0}^n \left(\frac{B_t - (o + m)_t}{(1 + i)^t} \right)
 \end{aligned}$$

El numerador de cada término de la ecuación anterior se obtiene al restar la columna (2) de la (3), en la tabla B.8.

$$VPNC = \text{Valor presente de la inversión}$$

AÑO	COSTO DE INVERSION (1)	COSTO DE OPERACION Y MANTENI. (2)	BENEFICIO NETO ANUAL (3)	FLUJO NETO (4) (3)-(2)-(1)
1989	321.03	0.0	0.0	-321.034
1990	631.96	0.0	214.765	-417.195
1991	631.96	23.939	316.138	-333.761
1992	0.0	54.368	425.046	370.678
1993	0.0	63.433	425.046	361.613
1994	0.0	63.433	425.046	361.613
1994	0.0	63.433	425.046	361.613
1995	0.0	63.433	425.046	361.613
1996	0.0	63.433	425.046	361.613
1997	0.0	63.433	425.046	361.613
1998	0.0	63.433	425.046	361.613
1999	0.0	63.433	425.046	361.613
2000	0.0	63.433	425.046	361.613
2001	0.0	63.433	425.046	361.613
2002	0.0	63.433	425.046	361.613
2003	0.0	63.433	425.046	361.613
2004	0.0	63.433	425.046	361.613
2005	0.0	63.433	425.046	361.613
2006	0.0	63.433	425.046	361.613
2007	0.0	63.433	425.046	361.613
2008	0.0	63.433	425.046	361.613

Tabla B.8: Resumen de costos y beneficios

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

Los valores de I_t se toman de la columna (1) (tabla B.8).

$$\begin{aligned} VPN &= VPNB - VPNC = \text{Valor Presente Neto del Proyecto} \\ &= \sum_{t=0}^n \frac{B_t - (O+m)_t - I_t}{(1+i)^t} \end{aligned}$$

El numerador es el flujo neto para cada año (columna (4) de la tabla B.8).
El resultado de los cálculos es el siguiente:

$$\begin{aligned} VPNB &= 2217.467 \\ VPNC &= 1240.51 \\ VPN &= 977.215 \end{aligned}$$

La tasa interna de retorno económico se obtiene cuando $VPN = 0$

$$TIR = 25.927\%$$

$$\text{Relación Beneficio/Costo} = \frac{VPNB}{VPNC} = 1.788$$

B.4 Evaluación financiera

B.4.1 Beneficios

Existen beneficios financieros para la empresa distribuidora, la empresa mayorista y la empresa generadora. Se considerarán separadamente.

Empresa distribuidora

Los beneficios son:

- Ahorro en compra de energía
- Ahorro en costos de distribución
- Ahorro (o pérdida) en ventas a los usuarios
- Mayores ingresos por cobrar cargo fijo
- Ahorro en costos de operación y mantenimiento

En el primer año de operación del proyecto, la distribuidora ahorra al comprar energía: 13.863 GWH afectado por el factor de pérdidas de distribución (5%).

$$\text{Ahorro} = \frac{13.863 \text{ GWH}}{0.95} = 14.593 \text{ GWH}$$

La tarifa de compra a la mayorista es de \$5.54 el KWH, por lo tanto,
Beneficio por menores compras = $14.593 \times 5.54 = 80.84$ millones \$.

En costos de distribución se ahorra el costo incremental de 13.863 GWH (No se incluyen las pérdidas, porque éstas están incluidas en los costos incrementales).

Entonces, el costo equivalente de distribución es:

$$\text{Costo de energía} + \frac{\text{Costo de pot.}}{8760 \times F_C} = 1.38 + \frac{25073.27}{8760 \times 0.6} = 6.15$$

Ahorro en costos = $6.15 \times 13.863 = \$ 85.26$ millones.

A los usuarios, la empresa les vendía inicialmente 77.306 GWH a \$1.52 el kWh y ahora les vende 63.443 a \$ 2.7 el KWH. Por lo tanto, el beneficio por venta al usuario será:

$$63.443 \times 2.7 - 77.306 \times 1.52 = \$53.79 \text{ millones.}$$

Por otra parte al cobrar un cargo fijo, la empresa recibe adicionalmente \$483 por usuario. El beneficio por este concepto es: $\$483 \times 29702 \text{ usuarios} = \$ 14.36$ millones.

En operación y mantenimiento el primer año no existe ningún costo adicional. Para los siguientes años se debe considerar el costo en que incurre la empresa distribuidora, valorado a precios de mercado, es decir, sin incluir los ajustes por precio sombra.

El beneficio total es:

$$\text{Beneficio Total} = 80.84 + 85.26 + 53.79 + 14.36 = \$ 234.25 \text{ millones.}$$

Empresa mayorista

Para la empresa mayorista el beneficio está en lo que deja de comprar a la empresa generadora menos lo que deja de vender a la distribuidora y en los menores costos de subtransmisión.

El beneficio por menores compras a la generadora es:

$$\frac{13863 \text{GWH} \times \text{Tarifa a la generadora}}{(1 - \text{Pérdidas distr.}) \times (1 - \text{Pérdidas subtr.})}$$

con las pérdidas expresadas en por unidad.

$$= \frac{13863}{0.95 \times 0.96} \times \left(3.36 + \frac{8381.44}{8760 \times 0.6} \right) = \$75.31 \text{ millones.}$$

Pero la empresa deja de vender a la distribuidora \$ 80.84 millones.

$75.31 - 80.84 = \$ - 5.53$ millones por compra-venta de energía.

En costos de subtransmisión se ahorra:

$13.863 \times \text{Costo incremental de subtransmisión.}$

Si este costo incluye pérdidas, no hay que corregir la energía por este factor.

$$13.863 \times \left(0.11 + \frac{6989.28}{8760 \times 0.6} \right) = \$19.96 \text{ millones.}$$

Beneficio para la empresa mayorista = $19.96 - 5.53 = \$ 14.43$ millones.

Empresa generadora

La empresa generadora deja de vender \$ 75.31 millones a la Mayorista y se ahorra en costos de generación:

$13.863 \times \text{Costo incremental de generación (ya incluye pérdidas)}$

$$= 13.863 \times \left(6.98 + \frac{15931.48}{8760 \times 0.6} \right) = \$ 138.78 \text{ millones.}$$

Hasta aquí, para la evaluación financiera se ha supuesto que los costos incrementales no tienen ajustes por precios sombra y por lo tanto reflejan costos de mercado. Sin embargo en muchos casos el cálculo de estos costos ya incluye estos ajustes. Para este ejemplo suponemos que el factor de ajuste, dado por el porcentaje de divisas y de impuestos, sólo se produce en el nivel de generación y es igual a 0.91451.

El factor de ajuste se define por medio de las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} \text{Factor de ajuste} &= \% \text{ Divisas} \times \text{Precio sombra divisa} + \\ &+ \% \text{ Mano de obra no calificada} \times \text{P. sombra m. o. no calificada} + \\ &+ \text{otros (sin impuestos)} \times \text{P. sombra otros} \end{aligned}$$

En este caso se supone:

AÑO	EMPRESA DISTRIBUIDORA				EMPRESA MAYORISTA	EMPRESA GENERADO	TOTAL SECTOR
	COSTO(1) INVERSI.	COSTOS O Y M	BENEFI- CIOS	BENEFICIO TOTAL	BENEFIC. NETO	BENEFICIO NETO	
1989	332.167	0.00	0.00	-332.167	0.00	0.00	-332.167
1990	650.212	0.00	234.25	-415.962	14.431	76.449	-325.083
1991	650.212	28.299	344.821	-333.69	21.242	112.534	-199.914
1992	0.0	64.271	463.610	399.399	28.560	151.302	579.201
1993	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
1994	0.0	77.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
1995	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
1996	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
1997	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
1998	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
1999	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
2000	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
2001	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
2002	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
2003	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
2004	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
2005	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
2006	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
2007	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
2008	0.0	74.987	463.610	388.623	28.560	151.302	568.485
VP	1277.731	393.338	2781.700	1110.506	171.357	907.784	2189.64

Tabla B.9: Costos y beneficios financieros (millones \$)

% divisas	50%
impuestos	19.7%
% M.O no calificada	4.5 %
% Otros	25.8 %

Con estos datos se obtiene:

$$\text{Factor Ajuste} = 0.5 \times 1.25 + 0.045 \times 0.7 + 0.258 \times 1 = 0.9145$$

El beneficio por reducción de costos será:

$$\frac{138.78}{0.9145} = \$ 151.75 \text{ millones}$$

$$\text{Beneficio total de la empresa generadora} = 151.75 - 75.31 = \$76.449 \text{ millones.}$$

B.4.2 Costo de inversión y de operación y mantenimiento

Los costos de inversión y los de operación y mantenimiento los asume la distribuidora y son los dados como datos, sin incluir ningún ajuste.

Si se procede al cálculo de beneficios año a año, es posible obtener la tabla B.9.

B.4.3 Indicadores financieros

Con los anteriores valores se pueden calcular los siguientes indicadores financieros para la empresa distribuidora (la que efectúa la inversión).

VP de los costos de inversión	1277.731	(1)
VP de los costos O& M	393.338	(2)
VP de los beneficios	2781.7	(3)
VPN del proyecto	1110.506	(4)

Con estos valores se halla:

$$\text{Relación B/C} = \frac{(3) - (2)}{(1)} = 1.869$$

y

$$\text{TIRF(Para el beneficio neto total de la distribución)} = 27.415\%$$

B.5 Análisis distributivo

Para efectuar el análisis del efecto distributivo se siguen los siguientes pasos:

1. Determinación de los sectores afectados.

En este caso, se supone que el servicio de energía eléctrica lo presta el Estado y por lo tanto, las empresas distribuidora, mayorista y generadora pertenecen al sector público.

Por otra parte el gobierno central interviene en la medida en que recibe impuestos.

Dentro del sector privado se hará el análisis, para los sectores de bajos ingresos (mano de obra no calificada, usuarios del barrio marginal) y para "los demás" que incluye mano de obra calificada y sectores dedicados al comercio exterior.

2. Definición de costos y beneficios a tener en cuenta: Para el caso de pérdidas no técnicas los costos son: Inversión y costos de operación y mantenimiento y los beneficios se dividen en:

- Beneficio por cambio en cantidades compradas.
- Beneficio por ahorro en costos.
- Cambios en el excedente del consumidor.

3. Se distribuye cada ítem entre los grupos afectados.

- Inversión: Efecto sobre bajos ingresos (Mano de obra no calificada).

$$= \text{Inversión en M.O. no calif.} \times (1 - \text{RPCM.O. no calificada}).$$

Para 1989:

$$\text{Inversión en M.O. no calif.} = 16.396(1 - 0.7) = \$4.919 \text{ millones.}$$

Efecto sobre "los demás": En este caso se refiere al sector exportador que pierde $(1 - \text{RPC})$ de la divisa) por cada divisa que utiliza en el proyecto.

$$\text{Efecto "los demás"} = \text{Inv. Materiales comercializ.} (1 - \text{RPCdivisa})$$

Para 1989 :

$$\text{Efecto "los demás"} = 207.048(1 - 1.25) = \$ - 51.762 \text{ millones.}$$

Efecto sobre el gobierno: Para 1989 es el impuesto que recibe (\$ 57.977 millones).

Efecto sobre la empresa distribuidora = Inversión Total (incluye impuestos) = \$ 332.167 millones.

Si se realiza el mismo cálculo para los 3 años de inversión se puede obtener la tabla B.10.

EFECTO DISTRIBUTIVO DE LA INVERSION					
(\$ MILLONES)					
AÑO	SECTOR PRIVADO		SECTOR PUBLICO		TOTAL
	BAJOS INGRESOS	LOS DEMAS	GOBIERNO	EMPRESA DISTRIBUIDORA	
1989	4.919	- 51.762	57.977	-332.167	-321.033
1990	5.733	-103.436	115.953	-650.212	-631.962
1991	5.733	-103.436	115.953	-650.212	-631.962
VP	13.043	-202.298	226.735	-1277.731	1240.251

Tabla B.10: Efecto distributivo de la inversión (millones \$)

- Costos de operación y mantenimiento: Se realiza idéntico cálculo que para la inversión. En este caso, al no haber impuestos, el gobierno no se ve afectado.
- Beneficio por cambio en cantidades compradas: En este caso se ven afectadas la empresa generadora, distribuidora y la mayorista. El flujo anual es exactamente el que aparece en la tabla B.9. El valor presente neto de cada beneficio es:

<i>VP</i> del beneficio para la distribuidora	\$2781.6 millones
<i>VP</i> del beneficio por mayorista	\$ 171.4 millones
<i>VP</i> del beneficio para la empresa generadora	\$ 907.8 millones

- Beneficio por ahorro en costos para el sector privado: Aquí se debe hacer el ajuste por el factor calculado en la reducción de costos incrementales de generación, que incluye impuestos, mano de obra no calificada y divisas.

Para gobierno = Reducción de costos de generación \times % impuestos

En 1990 = $151.75 \times 0.197 = \$ 29.895$ millones.

En este caso el gobierno deja de recibir impuestos, por lo tanto, esto representa un costo.

Para los demás = Reducción de costos generación \times % divisas \times (1 - Psombra divisa) = $151.75 \times 0.5 \times (1 - 1.25) = \8.97 millones.

Aquí los demás ahorran divisas, lo que constituye un beneficio.

Para bajos ingresos = Reducción de costos de generación \times % M.O. no calificada (1 - Psombra) = $151.75 \times 0.045(1 - 0.7) = \2.05 millones.

Este grupo deja de ganar. Es un costo.

Después de calcular para cada año obtenemos el *VPN* para cada grupo así:

<i>VPN</i>	\$ millones
<i>VPN</i> para gobierno	-355.019
<i>VPN</i> para los demás	225.266
<i>VPN</i> para bajos ingresos	-24.329

- Pérdidas en el excedente del consumidor: El flujo por este concepto aparece en la tabla B.7.

El *VP* es de \$ - 1156.434 millones.

La tabla B.11 resume el impacto distributivo de los costos y beneficios en valor presente.

De esta tabla se observa que en este proyecto el sector privado se ve afectado, el gobierno nacional también deja de recibir recursos, pero es beneficioso para las empresas del sector eléctrico.

B.6 Análisis de riesgo

Teniendo en cuenta que el *VPN* es mayor de US\$ 5000000¹ se procederá a desarrollar las técnicas de análisis de sensibilidad y del árbol de decisiones para efectuar el análisis de riesgo.

B.6.1 Análisis de sensibilidad

En la tabla B.12 se presentaron los diferentes resultados que adopta el *VPN* del proyecto para cambios (+15% y -15%) en algunas variables, que en una primera observación puede afectar su valor. En el mismo cuadro se presenta el orden de impacto de cada variable al *VPN*, cuyo comportamiento se aprecia en las figuras B.3 y B.4.

Es necesario aclarar que los cambios aquí planteados se efectúan uno a la vez, lo que implica el desarrollo de todo el proceso de evaluación. En este caso, por ejemplo, se requiere efectuarlo 24 veces. Esto indica la importancia de tener herramientas ágiles para el desarrollo de dicho proceso.

¹El valor presente neto del proyecto es \$ 977.21 millones, los cuales, a una tasa de cambio de \$100 por dólar, equivale a más de US\$5 millones.

ITEM	COSTOS		BENEFICIOS				
	GRUPO AFECTADO	INVERSION	OPERACION Y MANTENIMIENTO	CAMBIO EN CANTIDAD EN COMPRADA	AHORRO EN COSTOS	EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR	TOTAL
Bajos ingresos		13.043	86.695	---	-24.329	-1156.434	-1081.025
Otros		-202.298	-26.089	---	225.266	---	-3.121
Gobierno		226.735	---	---	-355.019	---	-128.284
Emp. Gener.		---	---	907.782	---	---	907.782
Emp. Mayor.		---	---	171.357	---	---	171.357
Empresa Distribui.		-1277.731	-393.339	2781.576	---	---	1110.506
TOTAL		-1240.251	-332.733	3860.715	-154.082	-1156.434	977.21

Tabla B.11: Impacto distributivo. VP de costos y beneficios (millones \$).

CASO - CONTADORES				
SENSIBILIDAD DEL VPN A LA VARIACION DE FACTORES RELEVANTES				
FACTOR	NOMBRE DEL FACTOR	VPN (\$ Millones)		ORDEN DE IMPACTO
		Caso Base : 977.21 (-15%)	(15%)	
T.M.C.P	Tarifa marginal con proyecto	123.83	1807.72	1
C.P.E.C.D	Consumo promedio para establecer curva de demanda	594.67	1359.75	2
C.I. y I.	Costo de inversión e impuesto	1163.25	791.18	6
C.O.M. (C y S)	Costo de operación y mantenimiento.	1027.13	927.31	9
Tas.des.	Tasa de descuento.	1258.34	751.16	3
F.C.	Factor de carga	1242.49	781.15	4
C.I.G.	Costo incremental de generación / transmisión.	729.52	1224.94	5
C.I.T.	Costo incremental de subtransmisión.	941.75	1012.85	10
C.I.D.	Costo incremental de distribución.	824.85	1129.58	8
F.C.M.nC	Factor de conversión de la mano de obra no calificada.	1012.12	942.31	11
F.C.D.	Factor de conversión de la divisa.	1150.79	803.64	7
Tarifa	Tarifas binomias de compra de energía.	977.22	977.22	12

Tabla B.12: Sensibilidad del VPN a la variación de factores relevantes

Se observa que una variación de $\pm 15\%$ en las variables indicadas no vuelven el *VPN* negativo en ningún caso. Sin embargo se nota que hay variables en las cuales el resultado es más sensible tales como:

- Tarifa marginal con proyecto.
- Consumo promedio de los usuarios.
- Tasa de descuento.
- Factor de carga.
- Costo incremental de generación y transmisión.

Es importante señalar que estos factores son controlados de diversas maneras, siendo los más importantes, desde el punto de vista del riesgo, aquellos que controla la empresa.

Habiendo identificado un orden de impacto de los factores y teniendo en cuenta que el valor presente neto del proyecto supera los US\$ 5'000.000 se pasa a utilizar la técnica del árbol de decisiones.

B.6.2 Arbol de decisiones

Para propósito del ejemplo se han escogido los cuatro factores de mayor impacto en el *VPN*, con los cuales se elabora el árbol de decisiones mostrado en la figura B.5.

Los valores adoptados como probabilidad de ocurrencia del valor de cada factor aparecen entre paréntesis, y se supone que son el producto de una apreciación previa efectuada por expertos conocedores del sistema. Los valores de dichos factores aparecen en la parte superior de cada rama del árbol.

Considerando estos valores, según las trayectorias indicadas en el árbol, se resuelve la evaluación otras 24 veces, cuyos resultados aparecen en las 2 columnas de la derecha del diagrama. Con estos datos se obtiene un valor esperado para el *VPN* de \$ 1562.5 millones con un valor mínimo de \$ 24.1 millones y un máximo de \$ 2459.1 millones. En la figura B.6 se muestra la correspondiente curva de probabilidad acumulada.

Estos resultados indican que el proyecto tiene una amplia gama de posibles *VPN* y que el riesgo de tener un *VPN* negativo es prácticamente inexistente.

Se debe observar que en el análisis económico, los resultados son muy sensibles a los cambios de las variables, por ello no debe extrañar una variabilidad tan amplia como la que resulta en este ejemplo.

SENSIBILIDAD DE VPN A FACTORES

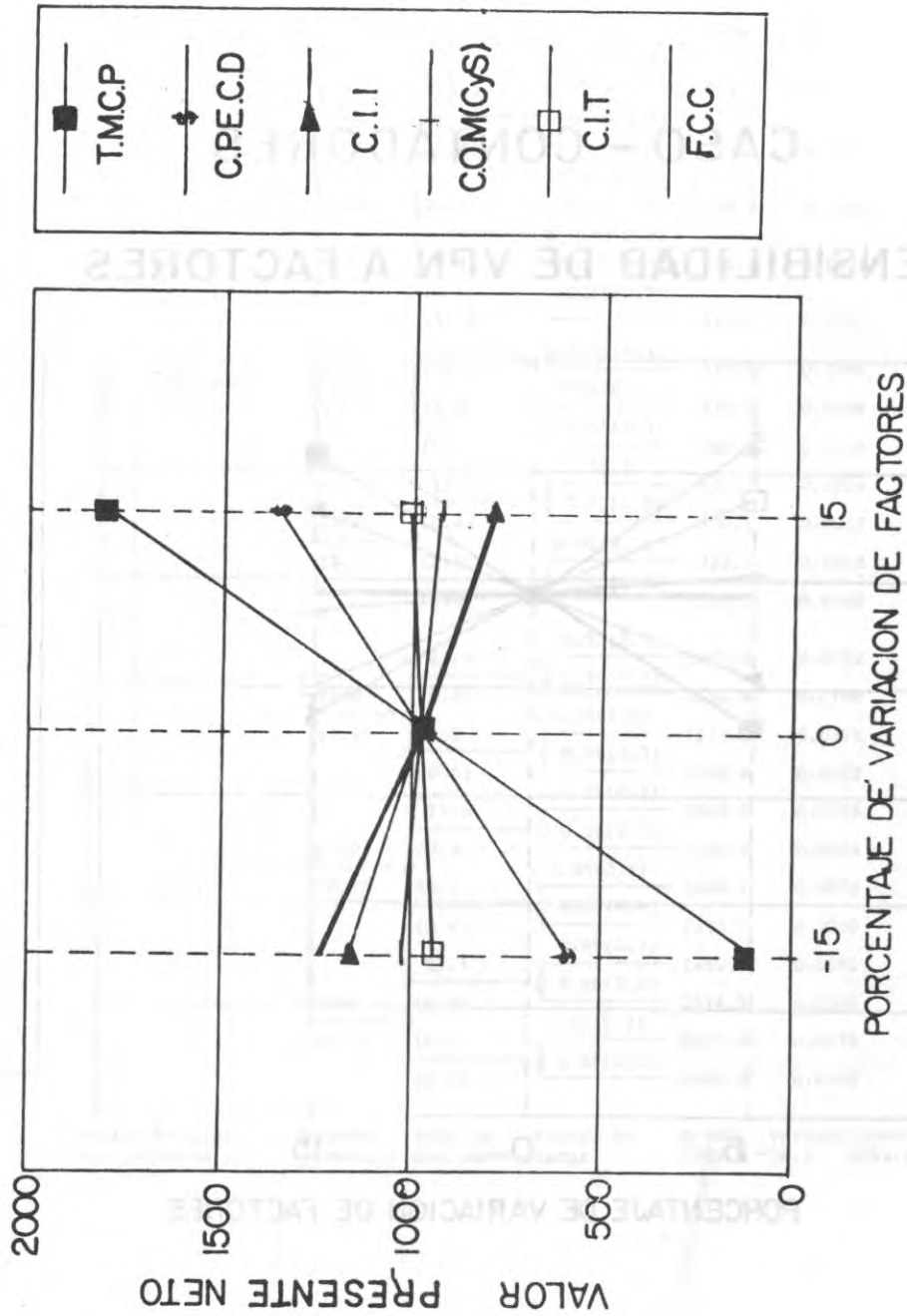


Figura B.3: Sensibilidad del VPN a la variación de factores relevantes

CASO - CONTADORES

SENSIBILIDAD DE VPN A FACTORES

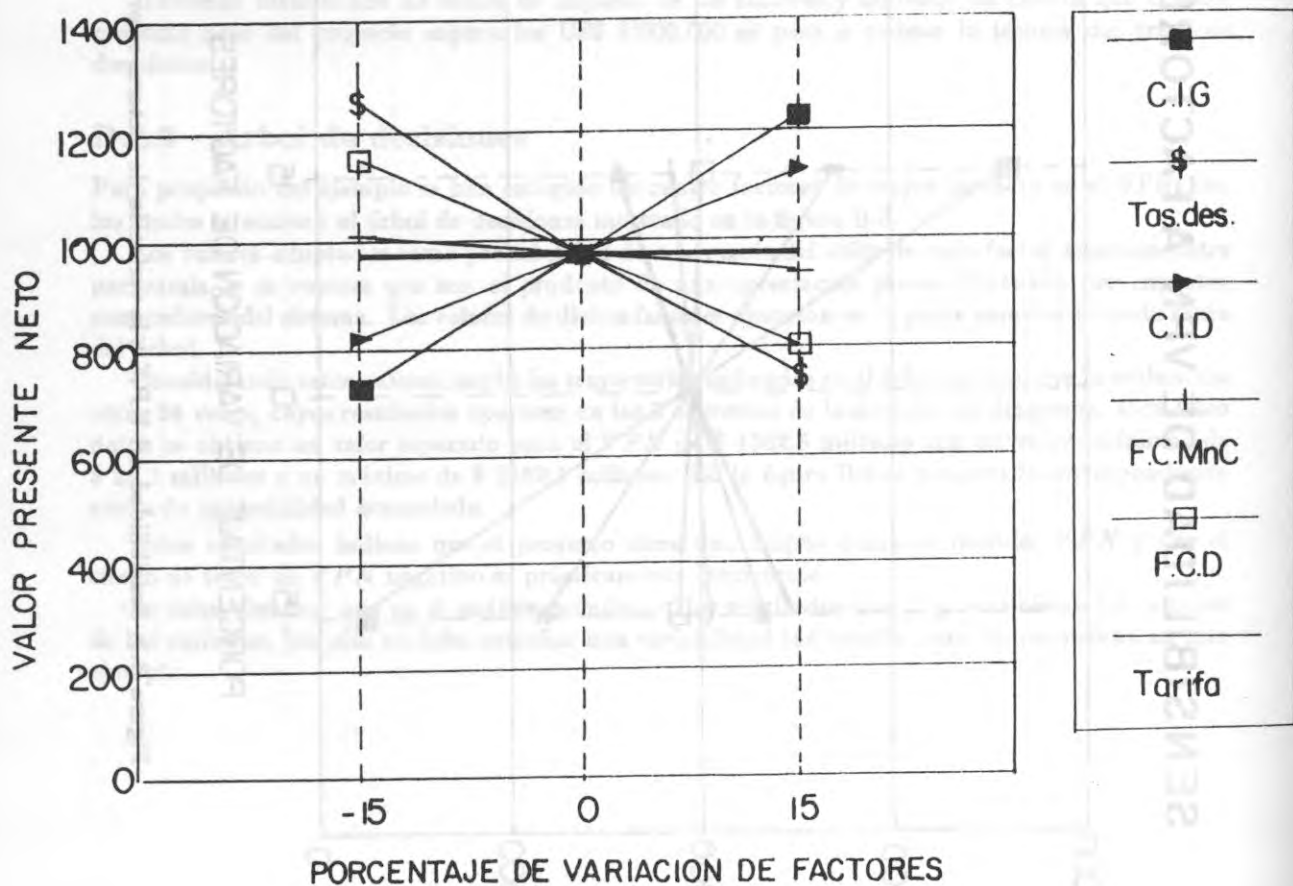


Figura B.4: Sensibilidad del VPN a la variación de otros factores relevantes

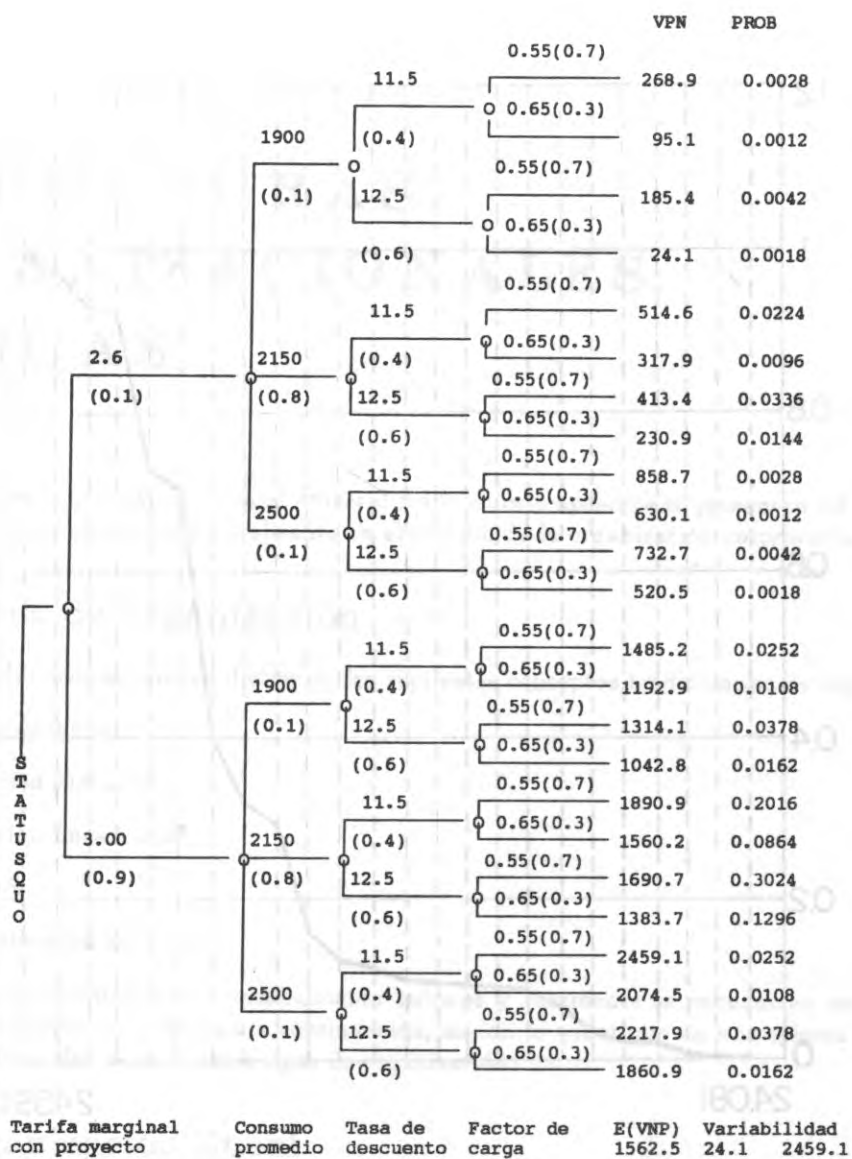


Figura B.5: Esquema de árbol

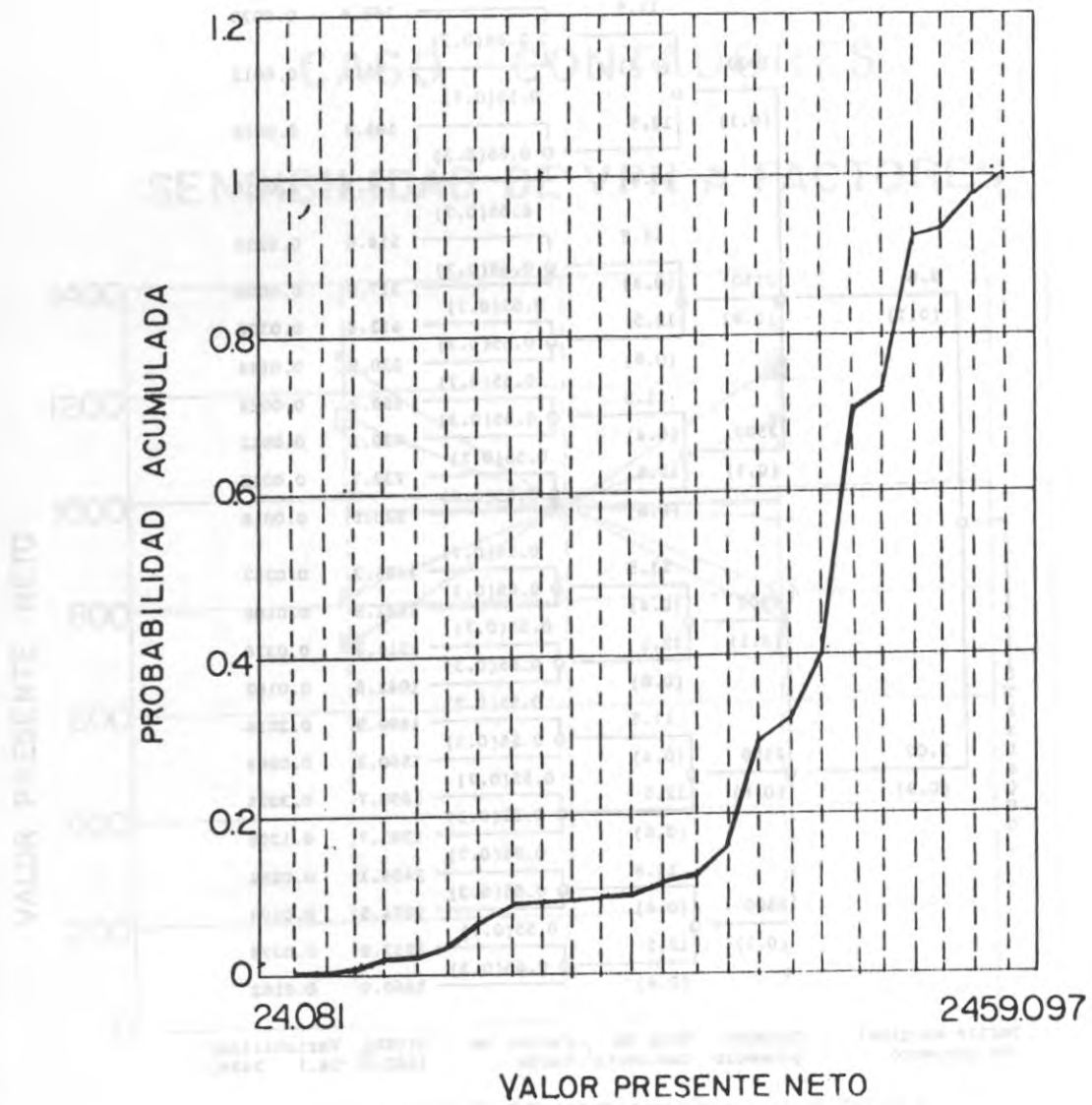


Figura B.6: Curva de probabilidad acumulada

Apéndice C

ESTRUCTURAS ORGANIZACIONALES BASICAS

Como complemento a lo expuesto en el numeral 5.4.2, en este apéndice se presentan los principios y elementos básicos utilizados normalmente en el estudio de la organización empresarial.

C.1 Tipos de organización

Para efectos didácticos se pueden distinguir los siguientes conceptos tradicionales de organización

- Organización lineal.
- Organización funcional.
- Organización línea - staff.
- Los comités.
- La especialización sectorial.

Estos tipos tradicionales, son esencialmente teóricos y raramente se encuentran en la realidad, en la forma como se presentan a continuación, siendo lo usual que en una misma empresa, simultáneamente se den estos y otros tipos de organización.

C.2 Organización lineal

Características

La organización lineal presenta las siguientes características generales:

- La autoridad es lineal o única basada en el nivel jerárquico; así cada subordinado se reporta única y exclusivamente a su superior y tiene un solo Jefe.
- Las comunicaciones entre las dependencias o áreas de la organización se realizan exclusivamente siguiendo los enlaces indicados en el organigrama.
- Centralización de las decisiones: Como el flujo de comunicaciones necesariamente liga al subordinado con su superior y así sucesivamente hasta la cúpula, la autoridad resulta centralizada en el tope del organigrama y los canales de responsabilidad convergen hacia allí a través de los niveles jerárquicos.

- **Aspecto piramidal:** Como consecuencia de la centralización de autoridad en el tope de la organización y de la autoridad que centraliza cada superior con respecto a los subordinados, generalmente la organización lineal presenta forma de pirámide. A medida que aumenta el nivel jerárquico, aumenta la generalización y la centralización (visión global de la organización) y a medida que disminuye el nivel jerárquico aumenta la especialización y limitación de responsabilidades (visión específica de cada cargo o función).

Ventajas

Las principales ventajas resultantes de este tipo de organización son:

- **Estructuras simples y de fácil comprensión:** Como cada subordinado sólo se relaciona formalmente con su superior, las opciones de comunicación e interrelación son restringidas simples y elementales.
- Ofrece una nítida delimitación de responsabilidades y consecuentemente una notable precisión de jurisdicción.
- Presenta facilidad para su implantación puesto que el pequeño número de relaciones formales, la estructura simple y la delimitación de responsabilidades elimina cualquier dificultad para hacer funcionar este tipo de organización.
- Es bastante estable gracias a la centralización y control de las decisiones y a la disciplina resultante de la unidad de comando.

Desventajas

Existen varias e importantes desventajas como se indica a continuación:

- La estabilidad y la constancia de las relaciones formales dificulta la innovación y la adaptación de la organización a nuevas situaciones o condiciones.
- La autoridad puede tornarse autocrática provocando rigidez en la disciplina y dificultando la cooperación e iniciativa del personal.
- Presupone la existencia de jefes capaces de hacer todo y saber de todo. Los jefes se tornan generalistas y portadores de todas las decisiones y órdenes que vengan de la cúpula y transmisores de todas las informaciones que vengan de la base dentro de su área de actuación. Este monopolio puede provocar congestión, o aún, paralización de toda su área.
- El jefe por ser generalista no se puede especializar en nada.
- A medida que la empresa crece, la organización lineal conduce al congestionamiento de las líneas formales de comunicación.
- Las comunicaciones por ser lineales se tornan indirectas, demoradas, sujetas a intermediarios y a distorsiones.

Campo de aplicación

La organización lineal es aplicable específicamente en los siguientes casos:

- Cuando la empresa es pequeña y no requiere ejecutivos especialistas en tareas altamente técnicas.
- Al comienzo de las empresas.
- Cuando las tareas son normalizadas, rutinarias y con pocas alteraciones o modificaciones.
- Cuando la empresa prefiere tener consultoría externa a establecer órganos internos de asesoría.

C.3 Organización funcional

La organización funcional es el tipo de estructura organizacional que aplica el principio de especialización de funciones para cada tarea.

Características

Este tipo de organización presenta las siguientes características:

- Autoridad funcional o dividida, basada en el conocimiento y la especialización. Ningún superior tiene autoridad total sobre los subordinados, sino parcial y relativa, resultante de su especialización.
- Las comunicaciones son realizadas directamente sin necesidad de intermediación.
- Descentralización de decisiones: Las decisiones son delegadas a los órganos o cargos especializados que posean el conocimiento necesario para tomarlas.
- Énfasis en la especialización: Hay una profunda separación de funciones de acuerdo con la especialización. Cada dependencia contribuye con su especialidad para la organización y las responsabilidades se delimitan de acuerdo a dicho concepto.

Ventajas

La organización funcional tiene las siguientes ventajas:

- Permite a cada dependencia y cargo concentrarse total y únicamente sobre su trabajo y su función, lo cual trae mayor eficiencia y profundidad en el desempeño de su trabajo.
- Permite la mejor supervisión técnica posible puesto que cada dependencia se reporta a expertos en su campo de especialización.
- Facilita comunicaciones directas y sin la intermediación propia de los canales formales de comunicación.
- Separa las funciones de planeamiento y control de las funciones de ejecución. La dependencia que hace planeamiento, lo hace para todas las dependencias y la que ejecuta se limita a esta actividad.

Desventajas

Son varias las desventajas de la organización funcional:

- Dilución y pérdida de autoridad: La sustitución de la autoridad lineal única por la autoridad funcional (relativa y dividida) ocasiona una gran dificultad por parte de los superiores para controlar el funcionamiento de los subordinados.
- Subordinación múltiple: Como cada subordinado se reporta funcionalmente a muchos superiores, cada uno, especialista en una determinada función y como existen funciones que se sobreponen, existe el peligro de recurrir al especialista no indicado con la consiguiente confusión y pérdida de tiempo.
- Pérdida de visión del conjunto de la organización puesto que cada especialista tiende a imponer su propio enfoque de los problemas.
- Propensión a tensión y conflictos dentro de la organización, como consecuencia de la competencia entre especialistas y la pérdida de visión del conjunto.
- Confusión en cuanto a los objetivos de la empresa, resultante de la subordinación simultánea a varios especialistas.

Campo de aplicación

A causa de las dificultades para la coordinación y control, el campo de aplicación de este tipo de organización se restringe en general a los siguientes casos:

- Cuando es una organización pequeña, constituida por especialistas con objetivos comunes muy bien definidos.

- Cuando en determinadas circunstancias, en forma transitoria, una organización delega en alguna dependencia especializada, autoridad funcional sobre las demás dependencias con el propósito de implantar un nuevo procedimiento o para evaluar o controlar alguna actividad.

C.4 Organización línea - Staff

Este tipo de organización es el resultado de la combinación de la organización lineal y la funcional con el propósito de incrementar las ventajas y reducir las desventajas de estos dos tipos de organización.

Se basa en el hecho de que en una organización conviven órganos de línea (de ejecución) y órganos de staff (apoyo y consultoría), que se distinguen entre sí en la siguiente forma:

Las actividades de línea están directa e íntimamente ligadas a los objetivos básicos de la organización (Ej. producción, comercialización) y las dependencias de línea tienen autoridad sobre las personas para decidir y ejecutar dichas actividades.

Las actividades de staff están ligadas indirectamente a los objetivos básicos de la organización y los órganos de staff sólo tienen autoridad de asesoría, de planeamiento y control, de consultoría y recomendación, o dicho de otra manera su autoridad se ejerce sobre las ideas y los planes, pero no sobre las personas.

Características

Las principales características de la organización Línea-Staff son:

- Fusión de la estructura lineal y la funcional con predominio de la primera: Cada dependencia se reporta a una sola dependencia superior, y la autoridad es única, sin embargo recibe asesoría y servicios especializados de diversas dependencias de Staff.

Ejemplos típicos son los procesos de reclutamiento y selección de personal (convocatoria, recepción de candidatos, entrevistas preliminares, pruebas, clasificación, etc.) que son realizados por el área de recursos humanos de la empresa. Sin embargo las áreas que van a utilizar este personal (producción, ventas, etc.) son las que finalmente aceptan o rechazan los candidatos recomendados por la primera.

- Coexistencia entre las líneas formales y directas de comunicación: Hay conciliación entre las líneas formales de comunicación entre superiores y subordinados que representan la jerarquía y las líneas directas entre cualquier dependencia y el Staff que representa el suministro de asesoría y de servicios especializados.
- Separación entre dependencias operacionales (de ejecución) y dependencias de apoyo (asesoría).

Ventajas

La organización Línea - Staff presenta las siguientes ventajas realmente importantes:

- Mantiene el principio de autoridad única, contando adicionalmente con asesoría especializada que libera a las dependencias de línea de tareas accesorias, permitiéndoles concentrarse en sus principales actividades y responsabilidades.
- Integra eficientemente las actividades de las dependencias de línea y de Staff: Así, las primeras se dedican exclusivamente a sus tareas específicas requiriendo ocasionalmente servicios y asesorías de las dependencias de staff, en tanto que estas últimas están permanentemente dedicadas a la prestación de servicios y asesorías con lo cual pueden innovar y desarrollar nuevas tecnologías.

Desventajas

Existen algunas desventajas de la organización línea - staff que no son muy importantes frente a las ventajas indicadas anteriormente:

- Posibilidad de conflictos entre la asesoría y las demás dependencias y viceversa.
- Dificultad para la obtención y mantenimiento del equilibrio entre línea y staff.

Campo de aplicación

Excepto en pequeñas empresas donde se aplica mejor la organización lineal, la organización línea - staff es la más ampliamente aplicada y utilizada, puesto que es muy conveniente incorporar especialistas a las empresas, a un costo razonable y sin que interfieran con las líneas de autoridad de las dependencias a las que prestan asesoría.

C.5 Los comités

Los comités reciben una gran variedad de denominaciones: Comisiones, juntas, consejos, grupos de trabajo, etc.

Se pueden definir como un grupo de personas a quienes como grupo se les da un asunto para estudiar. La acción en grupo es la característica esencial que distingue a los comités de los restantes elementos administrativos y se fundamentan en los siguientes principios básicos:

- Surgir de una necesidad sentida y tener asuntos u objetivos apropiados.
- Deben tener miembros apropiados en función del asunto que deben tratar.
- Deben estar claramente definidos sus objetivos, autoridad y responsabilidad.
- Deben compensar su costo.
- Deben tener un tamaño apropiado para que sean funcionales.
- Su funcionamiento debe basarse en la cooperación entre sus miembros participantes.
- Deben tener una agenda bien preparada.
- Deben ofrecer oportunidad de participación a todos sus miembros.

Características

Existen ciertas características genéricas que normalmente pueden ser aplicables a la mayoría de los comités:

El comité no es una dependencia en la estructura organizacional puesto que:

- Tiene un objetivo que generalmente se relaciona con varias dependencias (asuntos interdepartamentales) en oposición a la dependencia que tiene un objetivo específico propio y particular.
- Mientras una dependencia tiene su propio personal, los participantes en el comité pertenecen a varias dependencias con igual o diferente nivel jerárquico.
- No tiene una posición definida en la estructura de la empresa. Generalmente se coloca en situación de dependencia respecto a la dependencia a la cual brinda asesoría.
- En tanto que una dependencia funciona ininterrumpidamente durante todo el período de funcionamiento de la empresa, el comité funciona esporádicamente. Asimismo su permanencia está relacionada con la continuidad del objetivo para el cual fue creado.

Los comités pueden ser de diferentes tipos:

- Formales: Cuando hacen parte integrante de la estructura formal con tareas y autoridad delegados específicamente.
- Informales: Cuando son organizados para realizar un estudio, plan, o decisión grupal sobre algún problema especial.
- Temporales: Cuando su existencia está relacionada con el estudio o tratamiento de algún asunto con duración relativamente corta.
- Relativamente permanentes: Cuando su existencia es más prolongada en el tiempo.

Ventajas

Los comités pueden ser utilizados ventajosamente en los siguientes casos:

- **Toma de decisiones en grupo:** Los comités permiten que personas con diferentes especialidades y provenientes de diferentes áreas de la empresa propongan soluciones más creativas y adecuadas que las que podría proponer una sola persona.
- **Coordinación:** Los comités parecen ser una de las mejores y más eficientes maneras de coordinar y lograr los objetivos cuando se involucran diferentes áreas y personas de la empresa.
- **Transmisión de informaciones:** Los comités son un medio eficiente para transmitir informaciones simultáneamente a las partes interesadas.
- **Limitación de la delegación de autoridad:** Los comités permiten limitar la autoridad delegada en un solo individuo.
- **Consolidación de la autoridad:** Cuando surgen asuntos que exigen el ejercicio de un volumen de autoridad que los funcionarios de determinado nivel no poseen, mediante los comités, es posible obtener esto, evitando así que la estructura organizacional sea modificada para atender las alteraciones de autoridad necesarias para realizar ciertas tareas.

Desventajas

Los comités pueden presentar las siguientes desventajas:

- **Pérdida de tiempo en la toma de decisiones:** Puede ser difícil alcanzar un consenso dada la heterogeneidad de los participantes.
- **Costo en tiempo y dinero:** El costo de los comités generalmente es elevado teniendo en cuenta los salarios del personal involucrado.
- **Substitución del administrador:** Los comités debilitan la iniciativa de los administradores, afectando su capacidad de liderazgo.
- **Absorben tiempo útil de numerosos participantes y pueden ocasionar desperdicio de tiempo** cuando se tratan aspectos específicos que no interesan a algunos miembros.
- **División de responsabilidad:** Los miembros de los comités no tienen el mismo grado de responsabilidad que si estuvieran encargados individualmente de la misma tarea.
- **Exigen un presidente o coordinador muy eficiente, capaz de vencer la tendencia a la intransigencia de algunos participantes, y la lentitud inherente a los procesos de deliberación y capaz de evitar que se perpetúen y se tornen inactivos.**

Campo de aplicación

Se considera conveniente la utilización de comités cuando:

- Se requiere de una gran variedad de informaciones para obtener una conclusión apropiada.
- Es necesario el juicio de varias personas calificadas para tomar una decisión importante.
- El cumplimiento de las decisiones depende de la perfecta comprensión de todos sus aspectos y detalles.
- Para lograr una coordinación efectiva se deben alterar las actividades de algunas dependencias.

C.6 La especialización sectorial

Características

A medida que una empresa crece, tiende a especializar cada vez más las unidades que componen la estructura organizacional, tanto en sentido vertical como horizontal.

La especialización vertical ocurre cuando en una organización se debe mejorar la supervisión, para lo cual se crean niveles jerárquicos intermedios que implican un crecimiento vertical del organigrama.

La especialización horizontal ocurre cuando para aumentar la pericia, la eficiencia y la calidad del trabajo en sí, es necesario un mayor número de dependencias especializadas, cada una en su tarea, al mismo nivel. Se caracteriza siempre por el crecimiento horizontal del organigrama y es llamada también especialización sectorial, o departamentalización.

Existen numerosos criterios para establecer en una empresa la departamentalización entre los cuales los más utilizados son:

- Por funciones.
- Por productos o servicios.
- Por localización geográfica.
- Por la clientela.
- Por fases del proceso.
- Por proyectos.
- Por ajuste funcional.

Departamentalización por funciones

Consiste en la agrupación de actividades y tareas de acuerdo con las funciones principales desarrolladas dentro de la empresa. Las funciones fundamentales de una empresa comercial consisten en producción, ventas y financiamiento de tal forma que nada más lógico que agupar estas actividades básicas en departamentos o áreas: De producción, ventas y finanzas.

La especialización por funciones es el criterio más empleado para organizar actividades empresariales y existe en casi todas las empresas en algún nivel de su estructura organizacional.

Departamentalización por productos o servicios

Las actividades de la empresa se agrupan de acuerdo con los productos, líneas de productos o servicios que ofrece, a efectos de especializar el empleo de la tecnología, equipos, conocimientos y mano de obra en función del producto o servicio.

Departamentalización por localización geográfica

Es una forma de organización muy utilizada por las empresas dispersas geográficamente para hacer posible una supervisión local, efectiva y descentralizada.

Departamentalización por la clientela

Es la forma de agrupación de actividades que refleja el interés de la organización por el consumidor del producto o servicio.

Departamentalización por fases del proceso

La especialización está determinada por el proceso de producción de bienes o servicios al agrupar las actividades afines de dicho proceso.

Departamentalización por proyectos

Es el criterio utilizado por empresas de gran tamaño como construcciones civiles o industriales que requieren largos períodos para la realización de los proyectos. En el fondo es una especialización temporal por productos o servicios.

Departamentalización por ajuste funcional

En ocasiones las especializaciones indicadas anteriormente son insuficientes. Para resolver situaciones que no se encuadran dentro de ellas, se utiliza entonces el criterio de ajuste funcional o de personal, que consiste en adaptar una dependencia existente para atender las nuevas necesidades.

Campo de aplicación

Difícilmente se encuentra en la práctica una aplicación pura de un criterio único de especialización sectorial. Es común encontrar diversos criterios, al mismo nivel o en diferentes niveles jerárquicos de la organización.

En el primer nivel es ventajosa la departamentalización funcional ya que se adapta mejor a las actividades de cada empresa, sea cual sea su ramo de actividad y permite una buena coordinación entre las funciones fundamentales de la misma.

En el área de producción la tendencia es la departamentalización por productos, por fases del proceso o por localización geográfica cuando existe dispersión territorial de las operaciones.

En algunas ocasiones, es posible aprovechar las ventajas de dos o más criterios en un mismo nivel, por ejemplo, una departamentalización por productos puede localizar su fábrica en un sitio donde puede usufructuar las economías de la departamentalización por localización geográfica.

No hay ventajas en mantener una identidad o semejanza en la escogencia de criterios de departamentalización en el mismo nivel o en diferentes niveles del organigrama, pues el objetivo de la especialización sectorial no es trazar una estructura equilibrada en términos de niveles y caracterizada por la consistencia y criterios paralelos, sino el de agrupar las actividades de la manera que mejor contribuyan a la obtención de los objetivos de la empresa. Si esto se consigue con una variedad de criterios, es lógico y razonable sacar provecho de las diferentes alternativas que se ofrecen.

Existen cuatro criterios que aun cuando no sean absolutos y en ocasiones colisionan entre sí, permiten resolver los problemas de departamentalización:

- El principio de mayor uso: El departamento o área que mayor uso hiciere de una actividad, debe tenerla bajo su jurisdicción.
- El principio de mayor interés: El área que más interés tenga por una actividad, debe supervisarla.
- El principio de separación del control: Las actividades de control deben ser autónomas, independientes y separadas de las actividades que están siendo controladas.
- El principio de supresión de competencia: Se debe eliminar la competencia por un determinado servicio o cliente, entre departamentos o áreas, agrupando actividades diversas en un solo departamento, aun cuando en ciertos casos, la rivalidad puede ser provechosa cuando crea una competencia natural y leal.

Apéndice D

ESTRUCTURAS ORGANIZACIONALES TÍPICAS DE EMPRESAS ELECTRICAS

Este apéndice describe con mayor detalle las estructuras organizacionales típicas de empresas eléctricas, las cuales como se indica en el numeral 5.4.2, se agrupan en la siguiente forma:

- **Empresas generadoras:** Las que fundamentalmente se ocupan de la generación y transmisión de energía eléctrica a alto voltaje.
- **Empresas distribuidoras:** Las que se ocupan fundamentalmente de la distribución de la energía eléctrica a los consumidores, y
- **Empresas generadoras - distribuidoras:** Las que integran todo el proceso de producción, transporte y distribución de la energía eléctrica.

D.1 Denominación

La denominación de las dependencias de la estructura organizacional es muy amplia y variada, por lo cual, para este análisis ha sido necesario también adoptar nombres muy generales que puedan facilitar su equivalencia con las denominaciones propias de cada empresa.

Para no tener que manejar un variado menú de nombres tales como división, departamento, sección, gerencia, dirección, subdirección, subgerencia, etc., se adopta el genérico de "AREA ", seguido por el calificativo adoptado para las diferentes dependencias, cuyo significado se dará a medida que sea necesario.

D.2 Estructura organizacional típica de empresas generadoras

En figura No. D.1 se presentan las dependencias típicas de una empresa que genera y transmite energía eléctrica a alto voltaje, cuyas funciones generales se describen a continuación:

Dirección general

Bajo este nombre se han agrupado las dependencias del tope del organigrama que responden directamente al propietario o propietarios de la empresa: Asamblea de accionistas, de socios o propietarios, junta o consejo directivo y gerencia, presidencia o dirección general. Las funciones de estas dependencias se concentran fundamentalmente en la adopción de políticas, determinación de propósitos y objetivos, dirección, administración y representación de la sociedad.

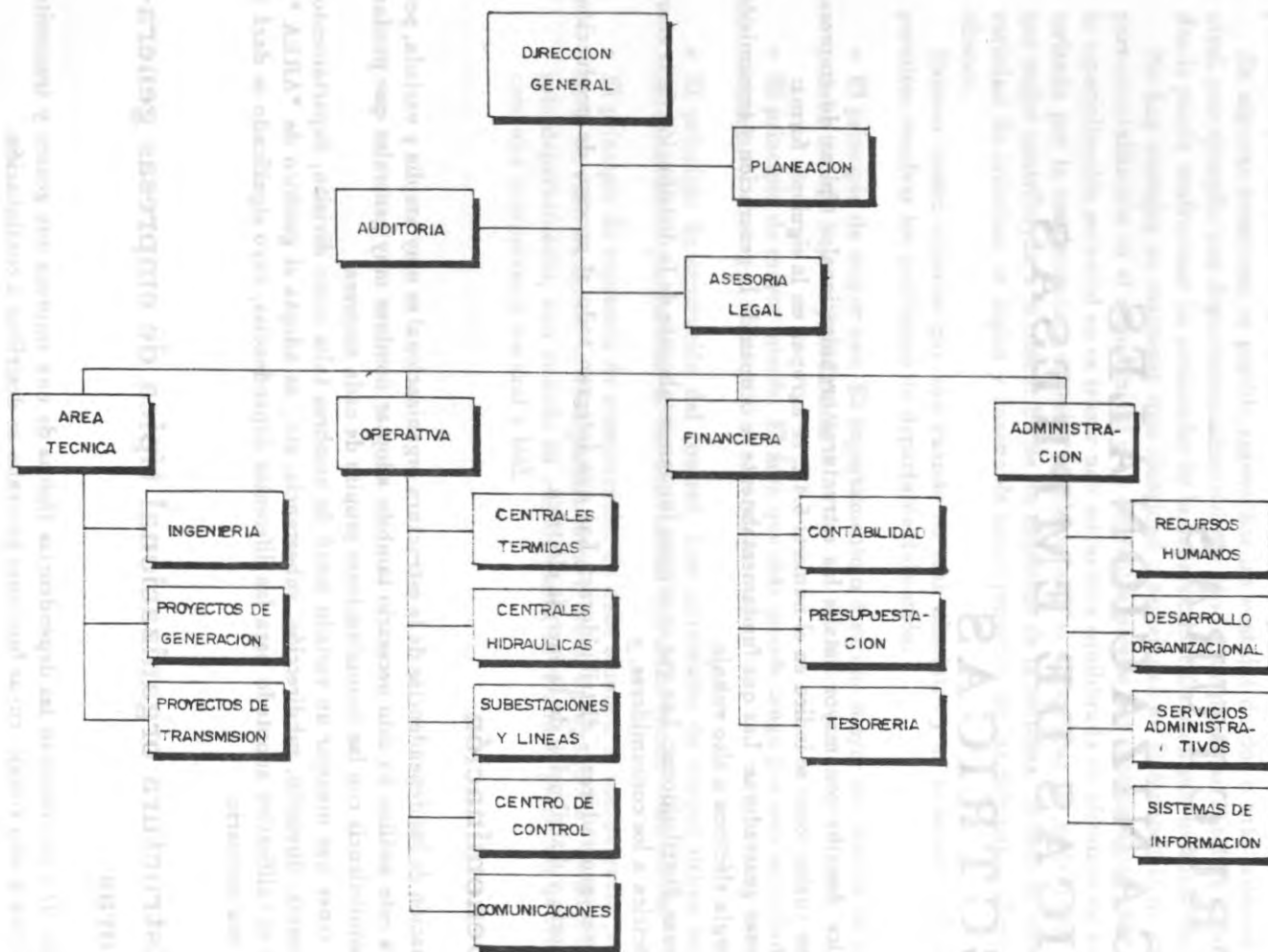


Figura D.1: Estructura organizacional típica de una empresa generadora

Para el desarrollo de sus funciones y de acuerdo con la estructura línea - staff, descrita anteriormente, la dirección general se asesora de las áreas de planeamiento, asesoría legal y auditoría o contraloría.

Area de planeación

Su objetivo principal es el de asesorar a la dirección general en la formulación de estrategias, políticas, objetivos, programas y proyectos a mediano y largo plazo, evaluar su ejecución y proponer los ajustes que sean necesarios.

Asesoría legal

Es la encargada de asesorar a la dirección general y a las dependencias de la empresa en todos los aspectos y gestiones judiciales y extrajudiciales relacionados con el cumplimiento de las leyes y normas aplicables a la empresa.

Auditoría o contraloría

Tiene como finalidad principal el establecimiento y ejercicio de controles y normas apropiadas para favorecer el logro de los objetivos establecidos en los planes, programas y proyectos y el cumplimiento eficiente, oportuno y honesto de las funciones asignadas a los trabajadores y empleados.

Area técnica

Bajo este nombre se agrupan las actividades de la empresa relacionadas con el diseño y construcción de los proyectos identificados por el área de planeación y necesarios para ampliar la cobertura del servicio, mejorar la confiabilidad y calidad del servicio y reducir las pérdidas técnicas de energía.

En empresas generadoras, estas actividades se pueden enunciar como: Dirigir, coordinar y ejecutar las actividades técnicas necesarias para el estudio, diseño, construcción, interventoría y puesta en servicio de centrales de generación, líneas y subestaciones.

El área técnica normalmente se compone de un área dedicada a las labores de estudios y diseños (área de ingeniería) y tantas dependencias diferentes como sean necesarias, de acuerdo con la cantidad, tamaño y tipo de proyectos que la empresa tenga en construcción.

Area de ingeniería

En esta área se realizan las labores de ingeniería civil, eléctrica, mecánica, química y ambiental, según corresponda, necesarias para el estudio, diseño conceptual, elaboración de normas y especificaciones técnicas para los proyectos del área técnica.

De acuerdo con el número de proyectos que se ejecuten simultáneamente y la cantidad y calidad del personal disponible en el área, estas labores pueden ser realizadas directamente o mediante firmas de consultoría contratadas.

Proyectos de generación

La complejidad de los proyectos de generación demanda la contratación de empresas externas especializadas en la construcción de obras civiles, suministro de equipos y montajes electromecánicos, lo mismo que firmas consultoras para la interventoría y asesoría especializada.

Dentro de las empresas propietarias, la organización, coordinación, licitación, contratación, supervisión y control de calidad de los procesos requeridos en cada central son hechos por el área de proyectos de generación.

Si la empresa realiza más de un proyecto de este tipo simultáneamente lo normal es que exista una dependencia aparte para cada uno.

Proyectos de transmisión

Los proyectos de transmisión desarrollados por las empresas generadoras tienen también cierta complejidad a causa de la magnitud de las obras: Líneas de transmisión de gran extensión y elevado voltaje y subestaciones a altos voltajes y con gran capacidad de transformación.

Guardadas las proporciones, estos proyectos requieren una dependencia dentro de la estructura organizacional similar a los de generación para organizar, coordinar, licitar, contratar, supervisar y hacer el control de calidad de las obras.

Area operativa

En términos generales el área operativa se encarga de los procesos relacionados con la explotación de las instalaciones de generación y transmisión, incluyendo la operación y mantenimiento de los equipos principales y auxiliares, el sistema de supervisión, medición y control de generación y transmisión y el sistema de comunicaciones operativas.

Para realizar estas labores, el área operativa está integrada por dependencias especializadas en la operación y mantenimiento de los principales equipos como se indica a continuación.

Centrales térmicas

En cada una de las centrales térmicas se requiere una organización para la operación y mantenimiento de los equipos y coordinación con el centro de control.

El tamaño y la estructura interna de esta organización, depende fundamentalmente del tipo de energía primaria utilizada en la producción de electricidad. Las centrales a vapor, en las que el combustible se transforma inicialmente en vapor, son más complejas que las turbogases o diesel que utilizan el combustible directamente, y dentro de las primeras, las que utilizan carbón como combustible tienen una mayor complicación que las que utilizan hidrocarburos.

En la figura No. D.2 se presenta un organigrama típico para la conducción de una central térmica. Las principales funciones de las dependencias indicadas son:

- **Director, gerente o jefe de central:** Es el responsable de la gestión técnica y administrativa de la central y es la máxima autoridad.
- **Area de operación:** Se ocupa de las actividades normales relacionadas con el funcionamiento de la central, la utilización óptima de todas sus partes, y la coordinación con el centro de control y las áreas interesadas dentro de la central en la programación y ejecución del mantenimiento de los equipos.
- **Area de mantenimiento mecánico:** Se encarga de la ejecución del mantenimiento mecánico directamente en los equipos y en el taller y de realizar modificaciones menores en la central.
- **Area de mantenimiento eléctrico e instrumental:** Le corresponde la preparación y ejecución de todos los trabajos relacionados con la maquinaria y aparatos eléctricos, y electrónicos, sistemas de regulación, automatismos e instrumentación.
- **Area de servicios técnicos o de ingeniería:** Realiza las actividades de soporte o apoyo para las áreas de operación y mantenimiento, mediante el desarrollo de análisis técnicos como los siguientes:
 - Realización de ensayos rutinarios.
 - Control del rendimiento de la planta.
 - Gestión del inventario de repuestos.
 - Estudio y definición de problemas técnicos particulares (modificaciones, investigación de fallas, evaluación de controles y pruebas)
 - Gestión de las plantas químicas y laboratorios.
- **Area administrativa de la central:** En coordinación con el área administrativa de la empresa, esta dependencia se encarga del adiestramiento, seguridad industrial y gestión de los recursos humanos, al igual que de la provisión de los servicios administrativos requeridos.

Centrales hidroeléctricas

Para cada una de las centrales hidroeléctricas, se requiere una o varias dependencias para realizar la operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones principales y auxiliares y coordinar con el centro de control.

El tamaño de la organización necesaria en una central hidroeléctrica es normalmente reducido en comparación con el requerido en las centrales térmicas, consecuente con una menor complejidad del proceso de transformación de la energía en las primeras.

Subestaciones y líneas

Esta área se encarga de la operación y mantenimiento de los equipos de las subestaciones y de las líneas de transmisión. De acuerdo con el cubrimiento geográfico de las líneas pueden requerirse varias dependencias regionales para facilitar la coordinación y ejecución de las actividades.

Centro de control

En algunos países, las principales empresas generadoras se encargan también de la operación integrada del sistema interconectado nacional.

En estos casos el área "centros de control", se encarga de la operación y mantenimiento de los equipos del centro de control mediante el cual se supervisa y controla la operación general del

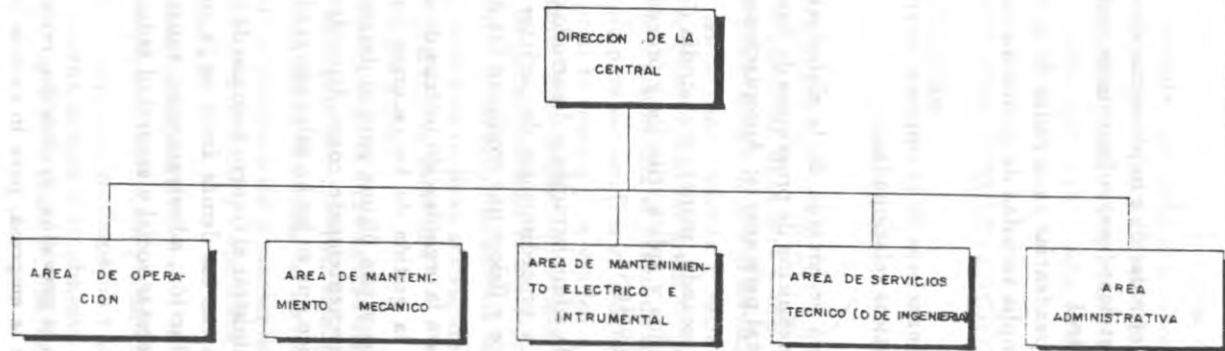


Figura D.2: Estructura organizacional típica de una central térmica

sistema, se hace el despacho económico de centrales y líneas, se autoriza el mantenimiento programado de las instalaciones principales y se coordinan las acciones remediales cuando se presentan contingencias en el servicio.

Se encarga también esta área de la gestión de los equipos y sistema de medición de la energía y potencia intercambiada con otras empresas.

Area de comunicaciones

Se ocupa del mantenimiento y desarrollo del sistema de comunicaciones necesario para transmitir consignas operativas, mediciones, comandos para los equipos de regulación y corte y señales para los sistemas de protección

Area financiera

Las labores de esta área están orientadas a la formulación e implementación de políticas, normas y procedimientos de carácter financiero para identificar fuentes financieras, optimizar el uso de los recursos económicos y asegurar su adecuado control.

Típicamente esta área está integrada por dependencias encargadas de la contabilidad, la presupuestación y la tesorería, si bien, existe una amplia variedad de denominaciones y de agrupación de los procesos internos del área financiera.

Area de contabilidad

Se encarga del registro de las transacciones financieras de la empresa, la elaboración y análisis de estados financieros y la producción de estadísticas relacionadas.

Area presupuestal

Junto con la oficina de planeación, ésta área se encarga de la elaboración del presupuesto anual, de estudiar y proponer ajustes tarifarios, definición de programas de financiamiento a corto, mediano y largo plazo y de la gestión presupuestal permanente: Apropiedades, reservas, etc.

Tesorería

Establece políticas y ejecuta la facturación, recaudo, manejo y custodia de los fondos, títulos valores, pagarés y otras especies monetarias. Define y aplica criterios y procedimientos de pago y elabora estadísticas diarias sobre la situación monetaria.

Area administrativa

Formula y ejecuta políticas relacionadas con la administración y desarrollo del recurso humano, el desarrollo organizacional, y establece normas y procedimientos de carácter administrativo respecto a los servicios administrativos, informativos y físicos que requieran las diferentes áreas para su operación normal.

Entre las numerosas alternativas utilizadas para la organización interna de esta área es bastante frecuente tener una dependencia encargada de la gestión de los recursos humanos, otra de los recursos físicos, otra de los recursos informativos y una última para el desarrollo organizacional, si bien estas dos últimas se encuentran muy frecuentemente como dependencias directas de la Dirección general en razón del carácter estratégico que se les ha asignado tradicionalmente.

Area de recursos humanos

El propósito de esta área es desarrollar y administrar el recurso humano de la empresa mediante el establecimiento y aplicación, en coordinación con las demás áreas de la empresa, de políticas relacionadas con el reclutamiento, selección, inducción, adiestramiento, capacitación, evaluación, remuneración, control, clima organizacional, bienestar social y seguridad industrial de los empleados de la empresa.

Desarrollo organizacional

Esta área es el instrumento empresarial para la previsión, evaluación, revisión y control de las transformaciones y cambios organizacionales de la empresa, para lo cual se encarga de la elaboración, puesta en marcha y actualización de políticas relacionadas con la estructura organizacional, planta de personal, manuales de funciones y procedimientos, estudios de cargas de trabajo, uso de horas extras, etc..

Servicios administrativos

Le corresponde a esta área asegurar la buena marcha de la empresa desde el punto de vista de los suministros y servicios que requiere, para lo cual ejecuta las actividades relacionadas con la estimación de necesidades, adquisición y almacenamiento de elementos, prestación de los servicios de transporte, mantenimiento de vehículos y de instalaciones físicas, comunicaciones y administración y custodia de los bienes de la empresa.

Sistemas de información

Se encarga de la formulación, establecimiento y gestión de sistemas de información, desarrollo de sistemas, adquisición de equipos computacionales y las actividades operativas relacionadas con la recolección, procesamiento, análisis y producción de información.

Comités

Es bastante usual la existencia de comités en las empresas eléctricas, tanto al interior de las empresas como para intercambios de experiencias y compatibilización de puntos de vista con otras empresas, en cuanto a criterios y proyectos de expansión que requieren del concurso de varias empresas, y muy especialmente para la operación de los sistemas interconectados.

Al interior es corriente que cada gran área (técnica, operativa, comercial, administrativa y financiera) tenga un comité de coordinación interna y a su vez todos los directores de área, incluyendo los de planeación, auditoría y asesoría legal conforman junto con el director general un comité que asesora a este último en la adopción de políticas, orientaciones y toma de decisiones.

D.3 Estructura organizacional típica para empresas distribuidoras

En la figura No. D.3 se muestra un organigrama general, típico de una empresa distribuidora de energía eléctrica.

Comparando esta figura con la No. D.1, correspondiente a una empresa generadora, se puede observar en las áreas gerencial, financiera y administrativa, una completa similitud entre las dos, lo cual es consecuente con el hecho de que el servicio prestado es el mismo (aún cuando en diferentes etapas de procesamiento) como también el entorno económico, social y regulatorio.

Las diferencias se observan en las áreas técnica y operativa y en una nueva área denominada comercial, y son consecuentes con el hecho de que las empresas generadoras se concentran en la producción de energía para ser vendida en bloque a unos pocos clientes, mientras que las empresas distribuidoras compran la energía y la venden a una gran cantidad de clientes quienes le dan su uso final en actividades industriales, comerciales y domésticas.

Para no hacer demasiado extensa la descripción de las funciones principales de las diferentes áreas, a continuación se presentan únicamente las áreas diferentes, en el entendido de que si bien las áreas con igual nombre no realizan actividades exactamente iguales, el grado de generalidad de este trabajo permite hacer esta asunción.

Área técnico - operativa

Las instalaciones eléctricas de una empresa distribuidora, tienen un menor grado de complejidad con relación a las empresas generadoras, siendo posible agrupar en una misma área tanto las actividades necesarias para la extensión del servicio y mejorar su confiabilidad y calidad, como las requeridas para realizar su operación y mantenimiento.

Bajo este enfoque el área técnico - operativa se compone de dos áreas principales: Proyectos, operación y mantenimiento.

Operación y mantenimiento

Le corresponde realizar la operación y mantenimiento de las subestaciones líneas y redes de la empresa al igual que la supervisión, despacho y control de los flujos energéticos.

Su organización interna incluye normalmente una dependencia para atender lo relacionado con líneas y subestaciones, otra para redes de distribución y alumbrado público y otra para el centro de control.

Área de proyectos

Guardando las proporciones esta área realiza actividades similares a las de las áreas de ingeniería y proyectos de las empresas generadoras, indicadas anteriormente, pero enfocadas respectivamente hacia el estudio, diseño y construcción de obras para subtransmisión y distribución.

Área comercial

Como se indicó antes, una de las características fundamentales de una empresa distribuidora, es la atención directa de un gran número de clientes a quienes se debe identificar y matricular como usuarios, prestarles el servicio, facturarles y cobrarles el valor del mismo y atenderles todas sus inquietudes al respecto.

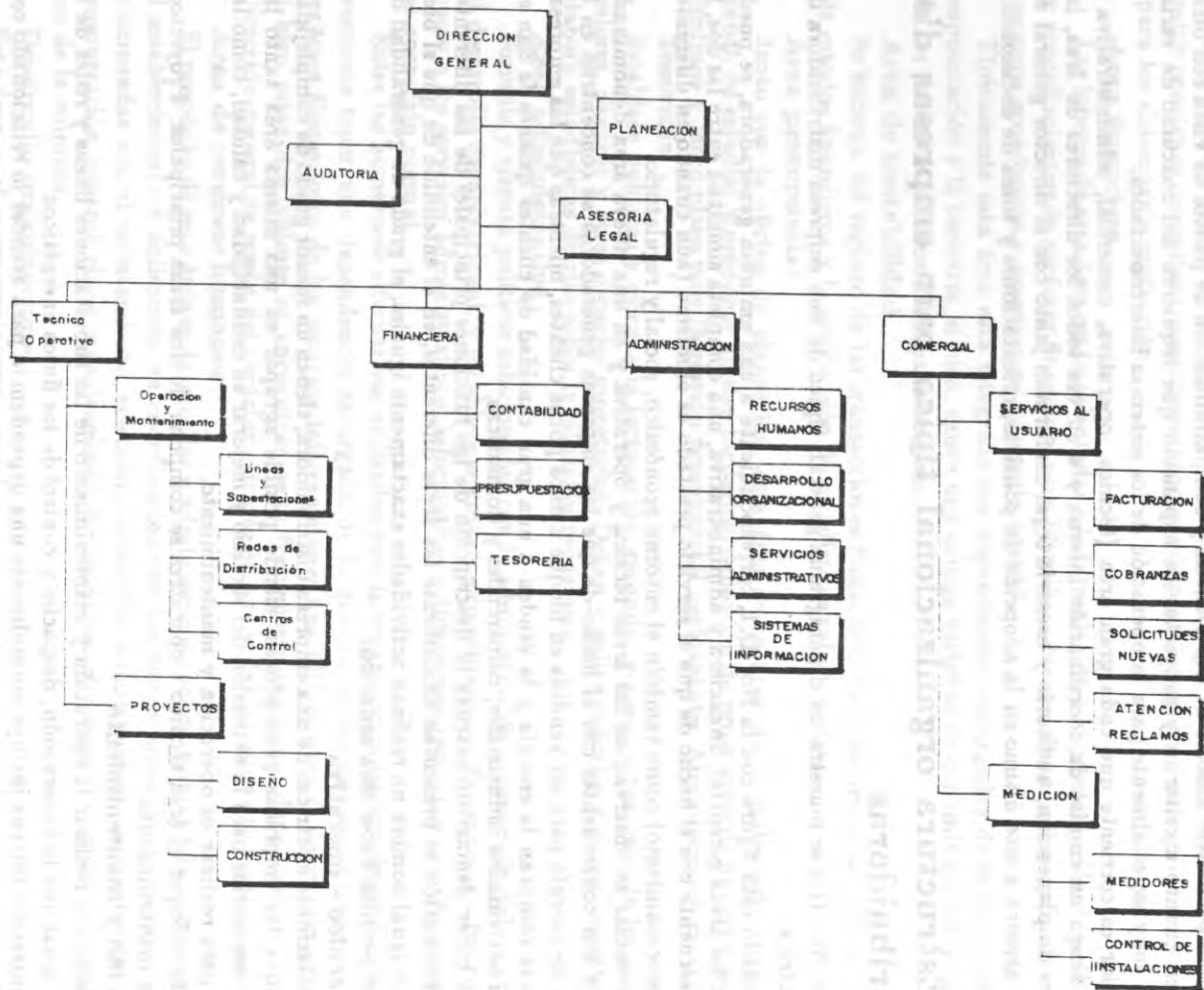


Figura D.3: Estructura organizacional típica de una empresa distribuidora

Con excepción de la prestación del servicio, que es realizada por el área técnico - operativa, las referidas actividades deben ser realizadas por el área comercial, para lo cual, se organiza internamente en dos áreas principales: Servicios al usuario y medición.

Servicios al Usuario

En esta área se centralizan las interrelaciones entre la empresa y los usuarios del servicio, desde la solicitud de este último para que se le suministre hasta la facturación y pago.

Para atender las diferentes gestiones del usuario frente a la empresa, esta área usualmente está integrada por dependencias especializadas en atención de nuevas solicitudes, facturación, cobranzas y atención de reclamos.

Nuevas solicitudes

Se encarga de orientar a los usuarios que deseen el servicio, atender las solicitudes, constatar la viabilidad técnica para prestarlo, establecer las condiciones, determinar el importe de la matrícula, ordenar la instalación e iniciar la hoja de vida del usuario para efectos de la facturación.

Facturación

A esta área le corresponde realizar el proceso de lectura de medidores, aplicación de las tarifas establecidas, coordinar con el área de sistemas de información la liquidación del valor del servicio, la elaboración de las facturas y su distribución a los usuarios.

Cobranzas

Esta área se encarga de programar, dirigir y controlar la aplicación de las medidas coercitivas, tales como suspensión del servicio y otras apropiadas para garantizar el pago oportuno del servicio por parte de los usuarios.

Atención de reclamos

Es el conducto regular para que los usuarios formulen reclamos sobre el proceso de medición y liquidación del servicio. De acuerdo con esto realizan las gestiones y comprobaciones internas necesarias para dilucidar y corregir posibles errores y dar respuestas satisfactorias a los usuarios.

Medición

Las actividades relacionadas con pruebas, calibración e instalación de medidores, se realizan en esta área. Para este propósito cuenta con una dependencia especializada en medidores propiamente dichos y otra integrada por personal de campo para realizar las actividades relacionadas directamente con las instalaciones de los usuarios.

Medidores

Esta área está integrada principalmente por el laboratorio que se encarga de la verificación y calibración de los medidores y otros equipos.

Control de instalaciones

Esta área se encarga de la instalación de medidores y conexión inicial del servicio, de la aplicación de las medidas de corte y reconexión decididas en el área de cobranzas y de la realización de inspecciones periódicas a los usuarios.

D.4 Estructura organizacional típica para empresas generadoras - Distribuidoras

Este tipo de empresas, típicamente son las que atiende grandes mercados, realizan directamente la generación, transporte y distribución de energía eléctrica y participan también en los procesos de compra y venta de energía en bloque con otras empresas generadoras o que atienden otros mercados vecinos.

La organización interna de estas empresas, en consecuencia, integra las diferentes áreas propias de las empresas distribuidoras y las generadoras, desarrollando un organigrama con seis grandes áreas, como se indica en la figura No. D.4: De dirección, técnica, operativa, financiera, administrativa y comercial.

Las funciones de las cinco primeras áreas son en términos generales las descritas anteriormente para las empresas generadoras, teniendo en cuenta que en el área técnica se introduce una dependencia adicional para el desarrollo de proyectos de distribución, en el área de ingeniería se incluye también esta clase de proyectos, y en el área operativa normalmente se agrupan las actividades de acuerdo con los procesos: Generación, transmisión, distribución, centro de control y comunicaciones, cuyas tareas particulares son las que se han descrito en los numerales anteriores.

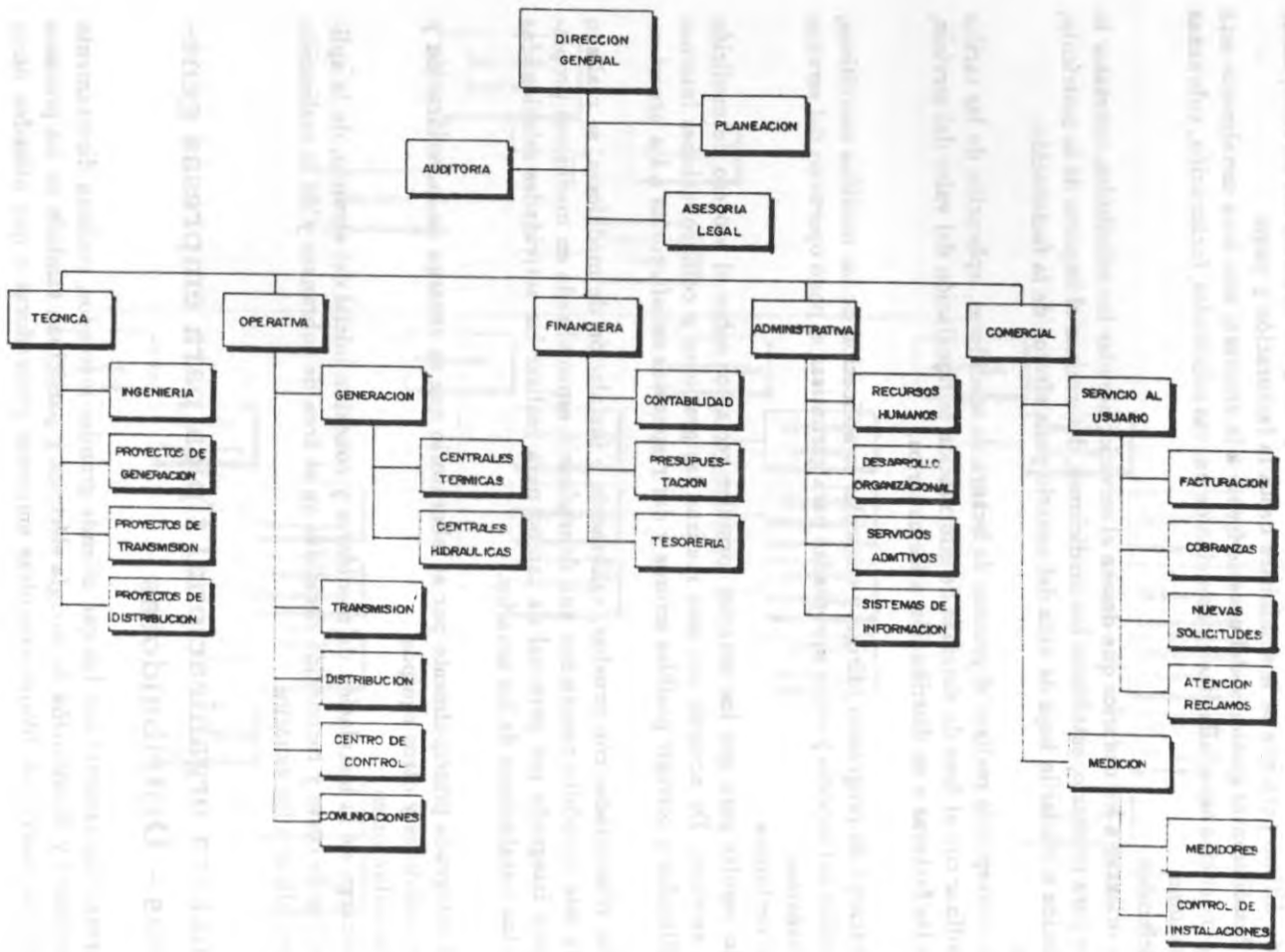


Figura D.4: Estructura organizacional típica de una empresa generadora - distribuidora

Por otra parte las funciones del área comercial, son en esencia las que corresponden a esta misma área en las empresas distribuidoras.

Apéndice E

EJEMPLO DE PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO

A continuación se presentan en detalle las actividades que se deben realizar, y las dependencias y funcionarios involucrados en un procedimiento tendiente a determinar la existencia de infracciones al reglamento del suministro de energía eléctrica.

Este procedimiento fue tomado de la referencia [29], con algunas modificaciones para adaptarlo a las denominaciones y estructura organizacional propuesta en este documento.

PROCEDIMIENTO: DETERMINACION DE INFRACCIONES AL REGLAMENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGIA

El procedimiento para determinar infracciones al reglamento de suministro de Energía, puede originarse por:

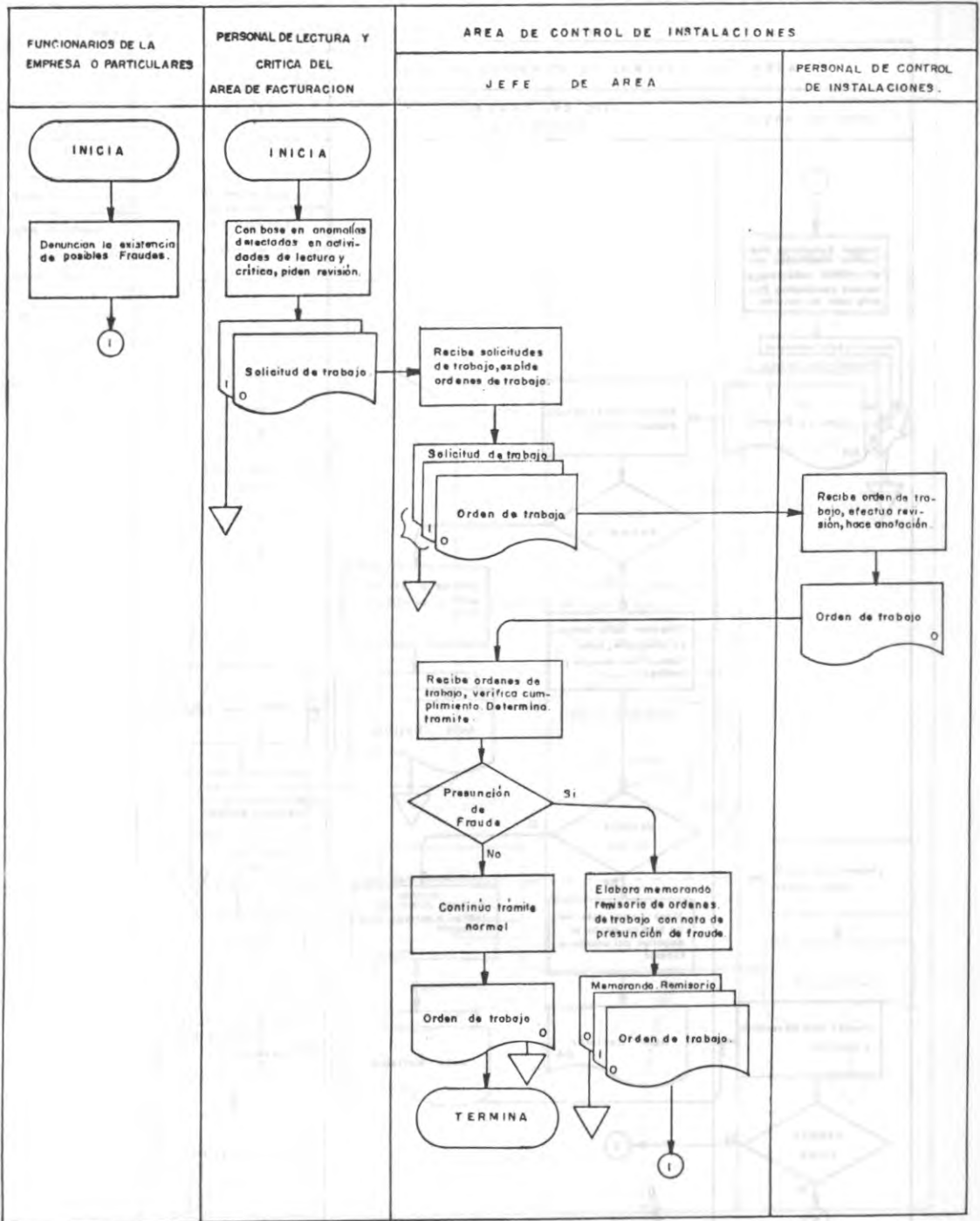
- Información escrita o telefónica de los usuarios o particulares.
- Información de lectores / repartidores.
- Detección de anomalías en el proceso de crítica.
- Detección de anomalías en las revisiones de rutina y ocasionales llevadas a cabo por las cuadrillas de Area de Control de Pérdidas, operación y control de instalaciones.

No.	DEPENDEN- CIA	CARGO O RESPONSA- BLE	DESCRIPCION DE ACTIVIDADES
1	-	Funcionarios de la Empresa	Denuncian la existencia de posibles fraudes.
2	Personal de Lectura y crí- tica del Area de facturación	Jefes del Area	Con base en las anomalías detectadas en las actividades de lectura o crítica, solicitan revisión en terreno.
3	Area de control de instalaciones	Jefe del Area	Recibe solicitud de trabajo, programa revisión y expide las correspondientes ordenes de trabajo.
4	Personal de control e instalaciones	Jefe de cuadrilla	Con base en Ordenes de Trabajo efectúa revisiones en terreno, diligencia la respectiva Orden con las observaciones a que haya lugar y obtiene firma del usuario. Posterior a la firma del usuario el Jefe de cuadrilla determina si existe "Presunción de fraude", hace la anotación respectiva y devuelve las Ordenes de Trabajo al Jefe del Area.

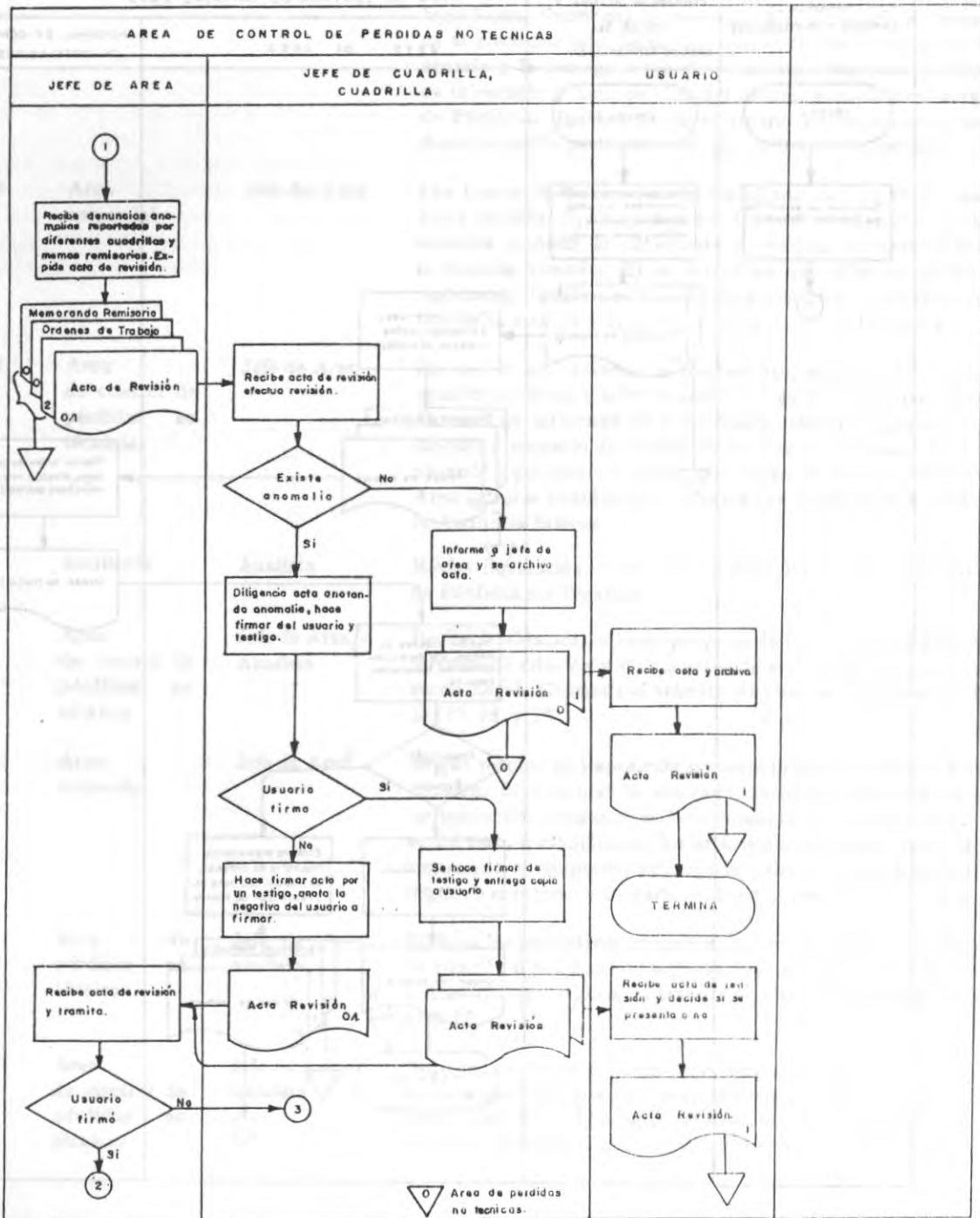
5	Area de control de instalaciones	Jefe del Area	Verifica cumplimiento de las Ordenes de Trabajo. Las Ordenes de Trabajo sin nota de "Presunción de Fraude" continuarán su trámite normal. Las Ordenes de Trabajo con nota de "Presunción de Fraude" serán enviadas al Area de Control de Pérdidas no Técnicas.
6	Area de control de pérdidas no técnicas	Jefe del Area	Recibe denuncias formuladas por los usuarios y particulares en general (telefónicamente o por escrito), las anomalías reportadas por las cuadrillas de operación, control, instalaciones, control de pérdidas, Jefe de Agencia y las Ordenes de Trabajo con la nota de "Presunción de Fraude" del Area de control de instalaciones. Programa revisión de servicios y expide las correspondientes Actas de Revisión.
7	Area de control de pérdidas no técnicas	Jefe de cuadrilla	<p>Con base en las actas de revisión visita al usuario y analiza los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Censo de carga -Estado de la instalación eléctrica. -Funcionamiento eléctrico y mecánico del contador. -Estado de los sellos. -Lectura actual del contador. -Verificación del número y serie del contador. -Verificación de la dirección, código y categoría del usuario. <p>Diligencia el Acta de Revisión con datos analizados y resultados de la visita. Si existe normalidad en el servicio firma como responsable de la revisión, obtiene firma del usuario y del testigo, entrega copia al usuario y remite acta de revisión al Jefe de Area para supervisión y archivo. Si existe alguna anomalía en el servicio elabora Acta de Revisión. Explica anomalía detectada, obtiene firma del usuario y de un testigo como constancia de su visita y entrega copia del Acta de Revisión al usuario. Si el usuario no firma el Acta de Revisión, el funcionario la hará firmar del testigo para constatar la visita realizada y agregará como nota especial la negativa. Entrega al Jefe de Departamento las correspondientes actas de revisión, firmadas o no por el usuario.</p>
8	Area de control de pérdidas no técnicas	Jefe de Area analista	Recibe Actas de Revisión y las archiva temporalmente mientras se presenta el usuario para aclarar las anomalías encontradas o vence el término para aclaración de las mismas. Si el usuario se negó a firmar el Acta de Revisión, se procederá inmediatamente a remitirle por correo certificado el acta de revisión quedando en firme la notificación al usuario. Simultáneamente, solicita al Area de servicios al Usuario la hoja de vida del usuario.
9	Area de servicios al usuario	Jefe del Area	Envía hoja de vida del usuario.
10	Area de control de pérdidas no técnicas	Analista	<p>Recibe hoja de vida del usuario. Si se presenta el usuario en el término previsto en el acta de revisión, le toma declaración, la cual firma conjuntamente con el declarante y le entrega copia de la misma.</p> <p>Elabora informe sobre usuarios atendidos e igualmente relaciona usuarios que no se presentaron a rendir declaración en el término previsto, y adjunta hojas de vida del usuario y acta de revisión.</p>
11	Area de control de pérdidas no técnicas	Jefe Area	Con base en informes y documentos soporte, informa al Jefe del Area comercial

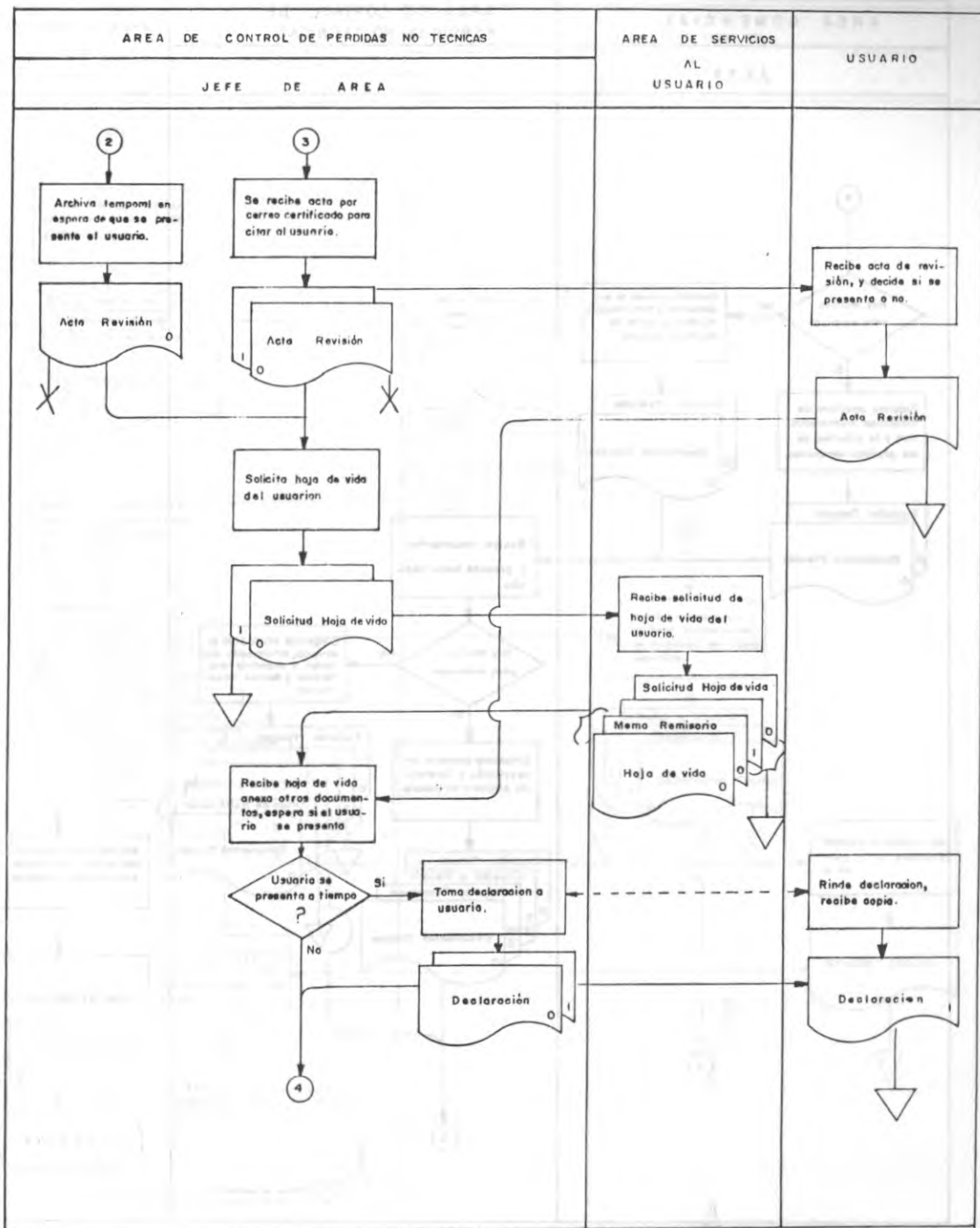
12	Area comercial	Jefe Area	Con base en los documentos recibidos, analiza las pruebas practicadas y los argumentos expuestos por los usuarios y toma decisión. Si encuentra motivos para continuar el proceso, autoriza la apertura de la actuación Administrativa y práctica de las pruebas que se consideren necesarias. (Igual determinación se debe tomar para los usuarios que no se presentaron dentro de los plazos previstos en el Acta de Revisión). Si no existen motivos para adelantar el proceso administrativo, autoriza el archivo de los documentos y la notificación al usuario sobre la decisión tomada.
13	Area de control de pérdidas no técnicas	Analista	Elabora proyectos de Resolución "Por la cual se dá apertura a una actuación administrativa" y diligencia formato de citación al usuario para notificarle la resolución. El Jefe de Area coloca Vo. Bo., adjunta documentos soporte y envía a la Asesoría legal. Para los casos que no fueron objeto de actuación Administrativa elabora oficio para el usuario informando decisión tomada, devuelve hoja de vida del usuario al Area de servicios al Usuario incluyendo el Acta de Revisión o la Declaración del usuario.
14	Asesoría legal	Abogado	Recibe el proyecto de la resolución y los documentos de soporte. Efectúa análisis jurídico, coloca Vo. Bo. y remite al Area comercial
15	Area comercial	Jefe del Area	Recibe el proyecto de resolución y los documentos de soporte, verifica, firma y sella la Resolución y la devuelve con formato de citación a la Asesoría Legal. Los documentos de soporte los envía al Area de Control de Pérdidas no Técnicas.
16	Asesoría legal	Asesor legal	Firma la Resolución y el formato de citación y lo tramita.
17	Asesoría legal	Secretaria	Recibe Resolución, numera, radica en libro control de Resoluciones, sella, fecha y distribuye así: Original: para Archivo de la Asesoría. Primera Copia: para notificar al usuario. Segunda Copia: para archivo del Area de Control de Pérdidas no Técnicas. Tercera Copia: para la Auditoría Interna. Cuarta Copia: para la Hoja de Vida del Usuario. La citación la envía a Archivo y Correspondencia para que se envíe por correo certificado. Con las copias de resolución y citación, envía además documento soporte al Area de Control pérdidas no técnicas. Si se presenta el usuario en el término previsto, diligencia formato de notificación, entrega copia de resolución y hace firmar del usuario la notificación correspondiente, la cual posteriormente será firmada por el Asesor legal y distribuye las copias de la notificación. Si no se presenta el usuario dentro del plazo previsto, diligencia formato de "EDICTO" y, se fija la citación en lugar público. Si el usuario se entera por este medio y se presenta dentro del término de fijación del Edicto, se procederá a notificársele la Resolución.
18		Usuario	Dentro del plazo previsto en la notificación presenta recurso de Reposición ante el Jefe del Area Comercial.
19	Area comercial	Jefe del Area	Recibe recurso de reposición, lo evalúa y decide sobre su aceptación. En caso afirmativo, autoriza elaboración de resolución negando el recurso y dejando en firme la Resolución de apertura de Actuación Administrativa.

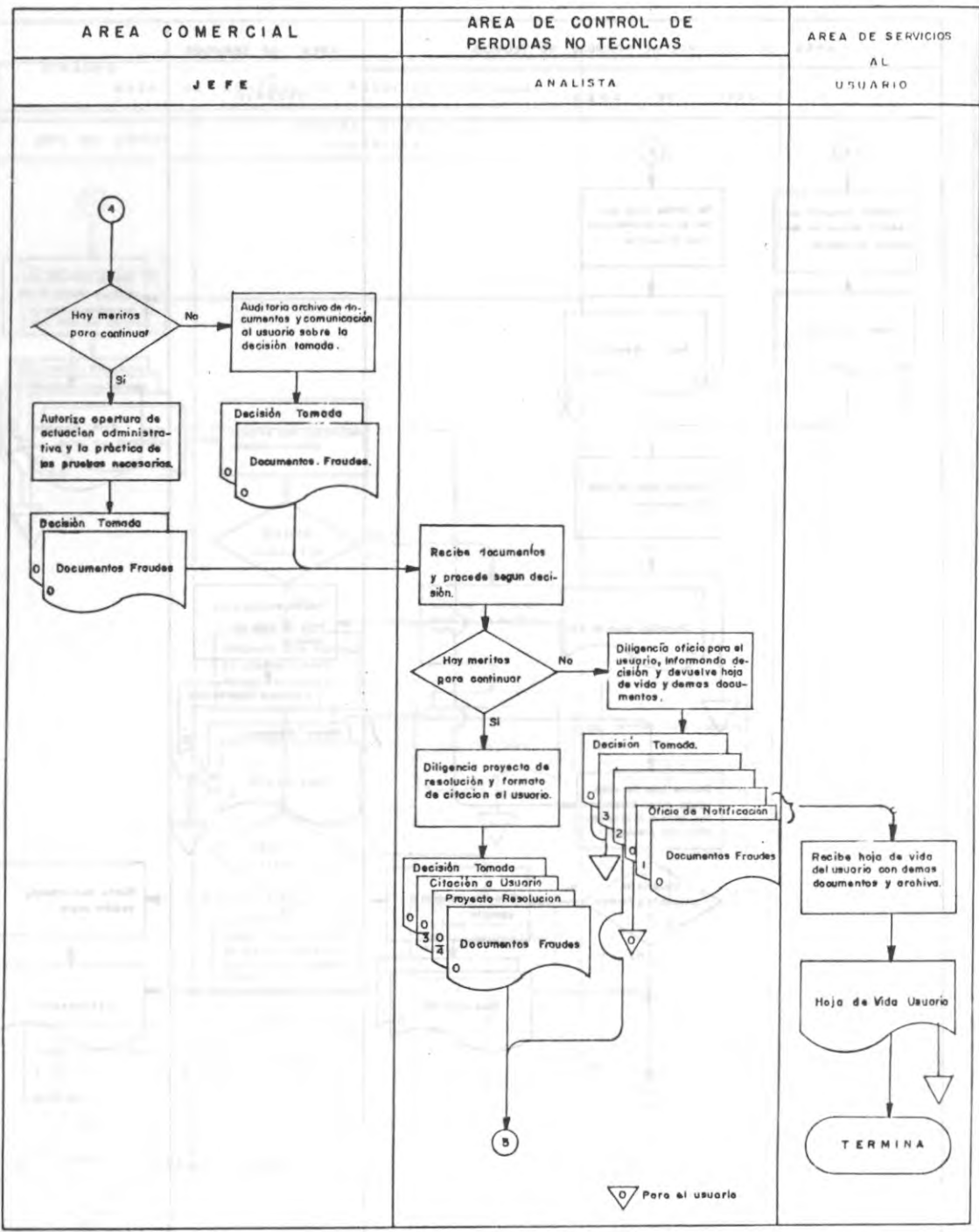
20	Area de control de pérdidas no técnicas	Jefe de Area/- analista	Con base en decisión afirmativa del Jefe del Area comercial elabora proyecto de resolución por el cual se deroga la Resolución de apertura de Actuación Administrativa y diligencia formato de citación al usuario para notificarlo. Continúa trámite previsto en pasos números 14, 15, 16 y 17. Con base en decisión negativa del Jefe de Area Comercial elabora proyecto de resolución negando el recurso y diligencia formato de citación al usuario. El Jefe de Area ordena las revisiones en terreno a que haya lugar. Notificada la resolución y si el usuario se presenta en el plazo previsto, toma declaración la cual firma junto con usuario y le entrega copia de la misma. Adjunta resultados de la revisión y hoja de vida del usuario y envía para estudio de Pérdidas. Igualmente, si el usuario no se presenta, envía documentación pertinente con nota sobre su inasistencia.
21	Area comercial	Jefe del Area	Con base en la documentación presentada, analiza situaciones y toma decisión. Si no existen méritos para sancionar al usuario autoriza archivar el expediente y notificar al usuario sobre la decisión tomada. Si se determina que hubo infracción al reglamento de suministro de Energía Eléctrica, explicará el motivo de la sanción y la forma de liquidación de la misma.
22	Area de control de pérdidas no técnicas	Jefe de Area	En caso de no infracción al Reglamento, elabora oficio para el usuario con firma y sello de Jefe del Area y lo envía por correo. En caso de infracción al Reglamento, elabora liquidación de sanción y proyecto de resolución "por la cual se sanciona a un usuario" y diligencia formato de citación al usuario. El Jefe de Area firma la liquidación y la envía con copia de la decisión a la Auditoría Interna.
23	Auditoría	Analista	Revisa liquidación, firma, sella y devuelve al Area de Control de Pérdidas no Técnicas.
24	Area de control de pérdidas no técnicas	Jefe de Area/- Analista	Recibe liquidación, adjunta proyecto de Resolución de Sanción, formato de citación y documentos de soporte y envía a la Asesoría Legal. Continúa el trámite previsto en los pasos 14, 15, 16, 17, 18, y 19.
25	Area comercial	Jefe de Area	Evalúa recurso de Reposición presentado por el usuario y toma decisión. Si el recurso es aceptado, autoriza la elaboración de la Resolución derogando el Acto Administrativo impugnado, si es del caso, o modificando los artículos a que haya lugar. Si el recurso no es aceptado, autoriza la elaboración de Resolución negando el recurso y dejando en firme la resolución de sanción.
26	Area de pérdidas no técnicas	Jefe de Area analista	Elabora los respectivos proyectos de Resolución y los formatos de citación o notificación, adjunta documentos soporte y envía a Asesoría legal. Continúa trámite previsto en los pasos 14, 15, 16 y 17.
27	Area de control de pérdidas no técnicas	Jefe de Area/- Analista	Notificado el usuario, envía copia de resolución al Area de cobranzas para que ejecute inmediatamente el corte del servicio. Envía copia de la liquidación al Area de Facturación para efectuar las correcciones al saldo en el programa de facturación.

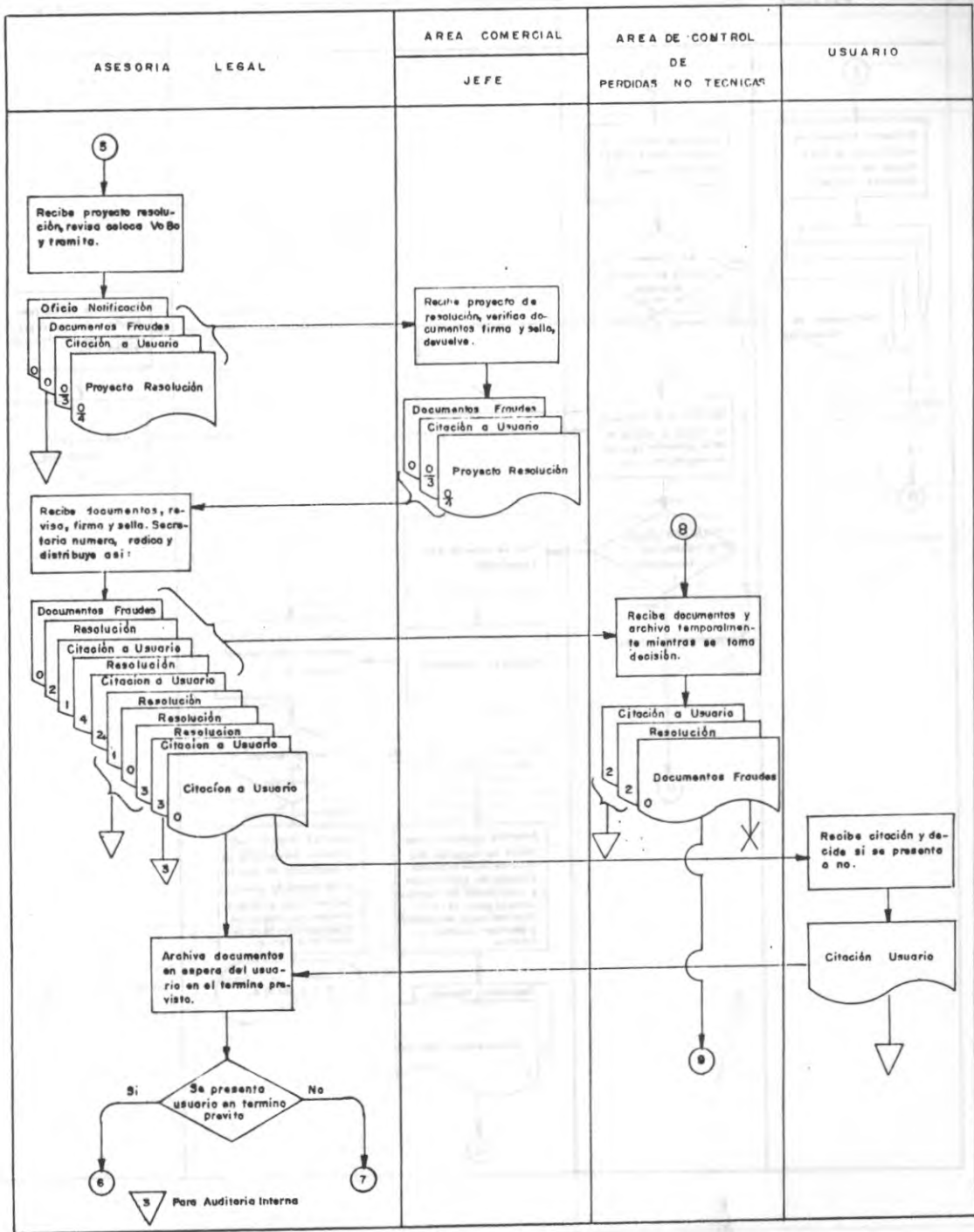


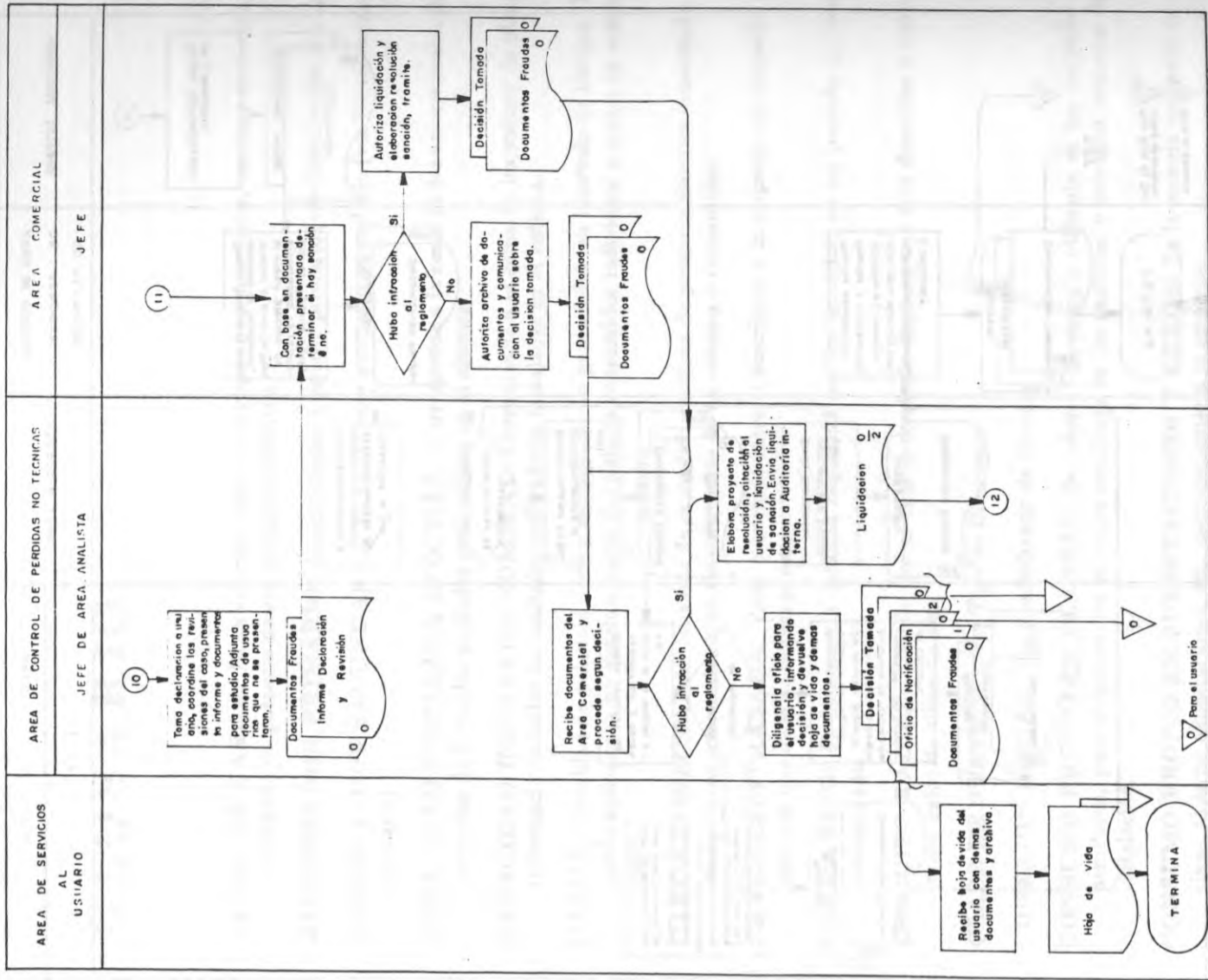
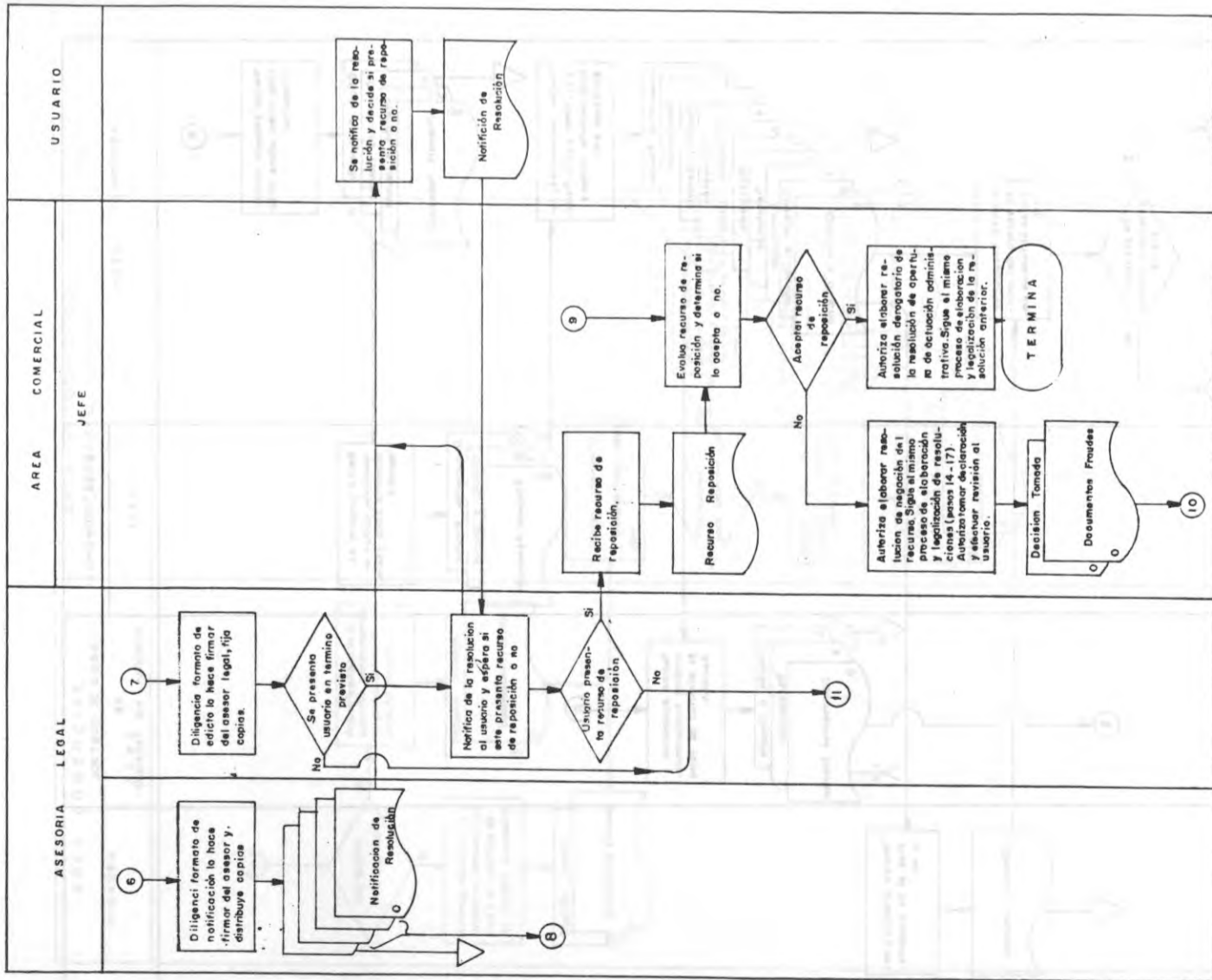
AREA DE CONTROL DE PERDIDAS NOTECNICAS

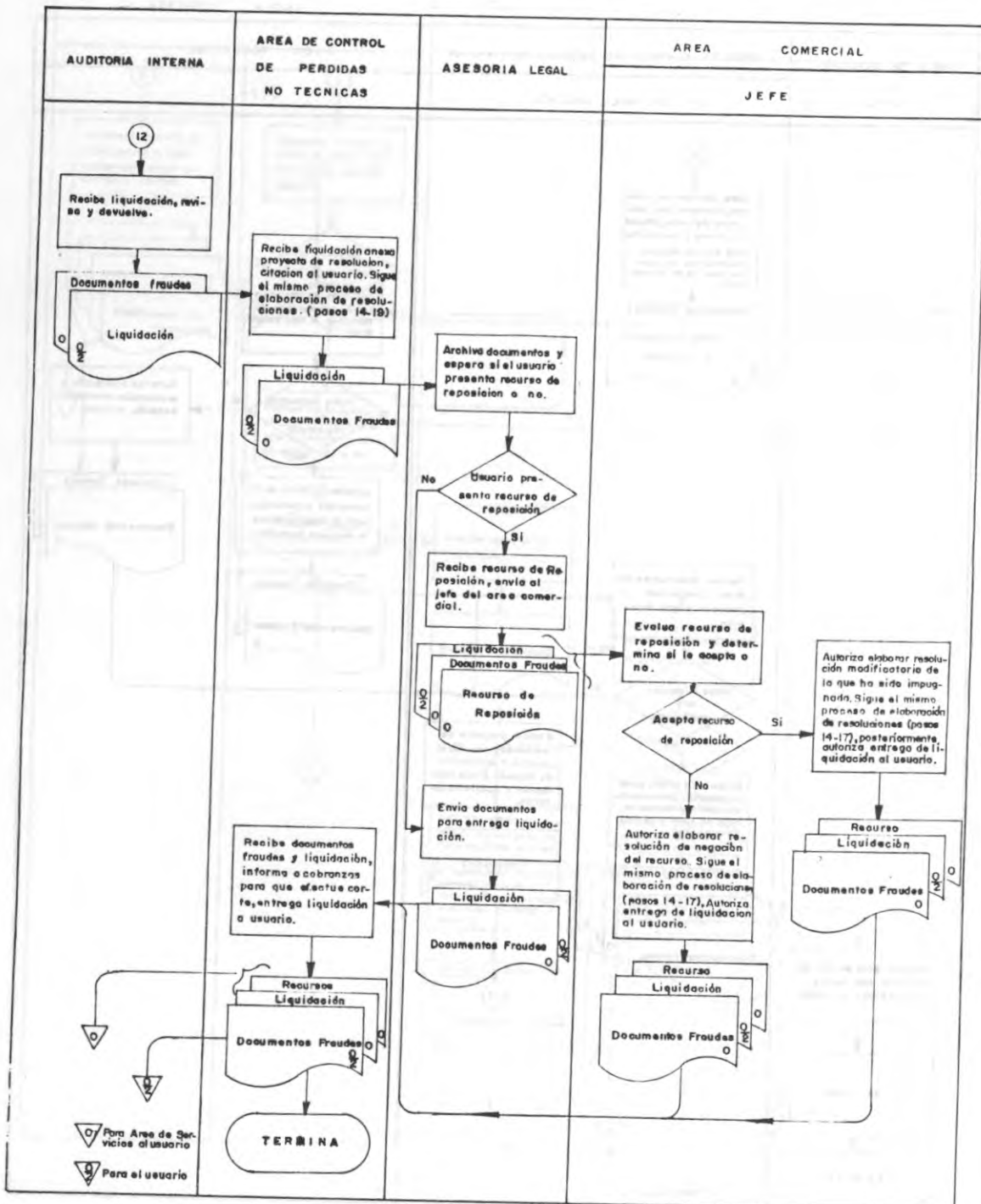












Anexo I

GLOSARIO

- AFORO DE CARGA:** Es un valor de potencia asignado a un suscriptor, con base en la cantidad y demanda de potencia de sus aparatos eléctricos.
- ALIMENTADOR PRIMARIO:** Es equivalente a circuito primario (ver Distribución Primaria).
- ALIMENTADOR SECUNDARIO:** Es equivalente a circuito secundario (ver Distribución Secundaria).
- CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA:** Corresponde a la suma de los valores reales de las potencias de todas las unidades generadoras en el sistema.
- CAPACIDAD INSTALADA NOMINAL:** Corresponde a la suma de los valores de placa de la potencia de todas las unidades generadoras instaladas en el sistema.
- CARGA:** Cantidad de potencia dada o recibida en un punto sobre un intervalo de tiempo. Este puede aplicarse a un sistema, parte del sistema, consumidor individual o grupo de consumidores.
- CARGA CONECTADA:** La suma de la medida continua de potencia eléctrica consumida por los aparatos conectados a un sistema, parte de un sistema o consumidor.
- CARGA CONTRATADA:** Valor convenido entre el suscriptor y la empresa con respecto a la potencia que debe suministrar ésta.
- 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.
- CLASE DE SERVICIO:** Ver Tipo de Consumo.
- CONEXION ILEGAL:** Ver Contrabando de Energía.
- CONSUMO PROPIO EN PLANTAS:** Se refiere a la energía utilizada en las centrales generadoras, para abastecer los servicios auxiliares de las unidades y servicios comunes de la instalación.
- CONSUMO PROPIO EN SUBESTACIONES Y OTROS:** Es la energía utilizada en oficinas, talleres, subestaciones, etc., pertenecientes a la empresa.
- CONTADOR DE ENERGIA:** Aparato utilizado para medir la cantidad de energía eléctrica.
- CONTRABANDO DE ENERGIA:** Es la sustracción de energía eléctrica de la red de una empresa sin permiso de ésta. Generalmente se refiere a la conexión directa ilegal de alguien a la red de una empresa.

CURVA DE CARGA: Es la representación gráfica de la variación de la carga en un período de tiempo determinado (día, mes, año).

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 DIVERSIFICADA: Demanda simultánea de un grupo de equipos o de suscriptores.

DEMANDA MAXIMA: Ver Demanda Pico.

DEMANDA 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:

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

DESCALIBRACION DE CONTADORES: Desajuste del aparato de medición de energía eléctrica que ocasiona errores en la medida. El desajuste puede ser debido a: obsolescencia, suciedad, condiciones ambientales, fallas en diseño o fraude.

DISTRIBUCION PRIMARIA: Es el conjunto de circuitos, a niveles de tensión comprendidos entre 2.4 y 44 kV, que transportan energía eléctrica desde una subestación de distribución hasta el lado de alta tensión de los transformadores de distribución. Las tensiones nominales más usuales son: 2.4, 4.4, 6.6, 11.4, 13.2 y 34.5 kV.

DISTRIBUCION SECUNDARIA: Es el conjunto de circuitos que transportan energía eléctrica desde el lado de baja tensión de los transformadores de distribución hasta el punto de conexión del usuario. Las tensiones nominales usuales son: 120, 127, 208, 220, 440 y 480 Voltios.

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.

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

ENERGIA COMPRADA: Energía adquirida por una empresa a otra.

ENERGIA DISPONIBLE: Es la suma de la Generación Neta y los intercambios netos (compras menos ventas).

ENERGIA ENTREGADA: Es aquella que toman los usuarios del sistema eléctrico, sin incluir las pérdidas técnicas del mismo.

ENERGIA FACTURABLE: Ver Energía Entregada.

ENERGIA FACTURADA: Es la energía consumida, registrada con contadores o estimada, a la que se le asigna un valor monetario según una tarifa determinada.

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

EXPORTACIONES: Ver Intercambios de energía.

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 o parte del sistema y la carga total conectada en dicho sistema o parte del mismo. 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 para el cálculo del factor de pérdidas es:

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

donde: C es una constante que depende del sistema.

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.

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

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

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

FRAUDE: Alteración, por parte del suscriptor, del funcionamiento de los equipos de medición o de su instalación, reduciendo los registros de consumo en su provecho, induciendo error en la lectura que hace la empresa.

GENERACION BRUTA: Es la energía eléctrica total en bornes de las diferentes plantas generadoras de una misma empresa, sin tener en cuenta el tipo de planta.

GENERACION NETA: Generación Bruta menos Consumo Propio en Plantas.

IMPORTACIONES: Ver Intercambio de energía.

INDICE DE PERDIDAS: Ver Porcentaje de Pérdidas.

INTERCAMBIO: Compra (importación) de energía o venta (exportación) de energía entre sistemas eléctricos en un punto.

INTERCAMBIO NETO DE ENERGIA: Compras menos venta de energía en un mismo punto.

LINEA DE SUBTRANSMISION: Medio para transportar la energía eléctrica en los centros de consumo conectando nodos terminales de transmisión con nodos de distribución primaria. Las líneas de subtransmisión conectan nodos pertenecientes a una misma empresa.

LINEA DE TRANSMISION: Medio para transportar energía eléctrica desde un nodo de envío hasta un nodo de recepción a niveles de tensión iguales o superiores a 110 kV, de distintas o de una misma empresa y que corresponden a centros de generación o centros de consumo. Las tensiones nominales usuales de líneas de transmisión son 115, 220, 400, 500 kV.

MEDIDAS REMEDIALES O CORRECTIVAS: Son las obras o acciones tendientes a controlar o reducir las deficiencias de un sistema.

PERDIDAS DE ENERGIA: Energía eléctrica disipada por causas inherentes al proceso de transporte o transformación, más la energía que por diversos factores no se contabiliza o se contabiliza erróneamente por la empresa encargada de su suministro. Puede definirse también como la diferencia que resulta al hacer un balance entre la energía demandada y la energía facturada.

PERDIDAS DE POTENCIA: potencia entregada a un elemento o sistema que no es utilizada.

PERDIDAS EN EL NUCLEO DE TRANSFORMADORES: Potencia disipada en un transformador que se manifiesta en forma de calor, producido por histéresis y el flujo de corrientes parásitas.

PERDIDAS NO TECNICAS: Energía consumida pero no contabilizada o contabilizada erróneamente. Diferencia entre la energía entregada a los usuarios y la energía facturada a los suscriptores de una empresa.

PERDIDAS PICO: Son las pérdidas de potencia registradas en el instante de demanda máxima.

PERDIDAS POR EFECTO CORONA: Son las pérdidas eléctricas producidas en la ionización del aire debida a la alta tensión a la cual esta sometido un conductor.

PERDIDAS POR EFECTO JOULE: Disipación térmica de potencia producida por el paso de una corriente a través de un conductor. En transformadores estas pérdidas también se denominan pérdidas en el cobre.

PERDIDAS TECNICAS: Energía disipada debido a fenómenos físicos. Los fenómenos que originan las pérdidas técnicas son:

- Efecto corona
- Disipación térmica (efecto joule) en líneas y transformadores.
- Corrientes de Foucault (o parásitas) e histéresis en núcleos de transformadores.

PORCENTAJE DE PERDIDAS: Es la relación entre las pérdidas de energía en un sistema o parte de éste y la energía disponible por éste o parte de él. Los porcentajes de pérdidas se aplican a transmisión, distribución, etc.

POTENCIA NOMINAL DE UN TRANSFORMADOR: Es el valor convencional de la potencia aparente (en kVA o MVA) destinado a servir de base para el diseño del transformador.

REGULACION: Es la relación en porcentaje entre la caída de la tensión en un circuito y la tensión en el punto de suministro. Se expresa como:

$$\text{Regulación} = \frac{V_f - V_r}{V_r} \times 100$$

donde:

- V_f : tensión en la fuente o punto de suministro.
- V_r : tensión en el punto receptor.

SUBESTACION DE DISTRIBUCION: Es el centro de transformación que alimenta la Distribución Primaria.

SUSCRIPTOR: Entidad o persona que celebra el contrato de prestación del servicio con la empresa.

SUSCRIPTOR TIPICO: Es aquel que consume el promedio de energía del sector facturado por contador, según el tipo de tarifa.

TIPO DE CONSUMO: Clasificación del consumo según su uso o tipo de suscriptor.

USUARIO: Entidad o persona que hace uso del servicio de energía eléctrica.

VENTAS EN BLOQUE: Energía eléctrica vendida a empresas que prestan este tipo de suministro.

Anexo II

CONCEPTOS ECONOMICOS

PRECIO SOMBRA: En los países en vía de desarrollo son especialmente marcadas las distorsiones que se presentan en las condiciones del mercado (monopolios, subsidios, etc.) lo cual hace que los precios de bienes y factores no reflejen adecuadamente su valor económico.

Dado que el objetivo fundamental de la evaluación económica de proyectos de inversión es identificar su aporte al conjunto de la economía nacional, en términos de bienestar, es decir en cuanto a su participación en el Producto Interno Bruto, contribución al empleo, producción o ahorro de divisas, es necesario valorar los bienes y factores empleados en el proyecto de tal manera que reflejen con precisión su valor económico.

Para lograr esta valoración es necesario eliminar las distorsiones que presenta el mercado y de ahí la necesidad de utilizar el concepto de "precios sombra" o "precios de cuenta" o "precios económicos". Este precio intenta reflejar el valor económico de los bienes y factores, de tal manera que los costos y beneficios del proyecto sean evaluados en cuanto a su aporte a la economía nacional.

Se trata entonces de medir la "utilidad" de un bien, pero ante la dificultad de medirla en términos numéricos, se utiliza un numerario, para el cual se toma como referencia la unidad y con relación a éste se calculan los demás. Comúnmente se usa como numerario la divisa, puesto que el valor económico de cualquier bien o factor puede ser estimada en función de su posible participación en el mercado internacional.

Al valor expresado en unidades del numerario seleccionado se le denomina *Precio Sombra*.

PRECIOS DE EFICIENCIA Y PRECIOS SOCIALES: Existen dos tipos de precios sombra: Precios de eficiencia, que no consideran ponderaciones distributivas u objetivas de ahorro y redistribución del ingreso y Precios sociales, que sí los tienen en cuenta.

Para la evaluación económica de proyectos se utilizan los precios de eficiencia, por cuanto se trata de determinar la contribución económica del empleo de bienes y factores al conjunto de la economía sin tener en cuenta sus efectos sobre el ingreso o el consumo en sectores particulares de la población.

COSTOS MARGINALES: El costo marginal se define como el cambio en los costos totales cuando se presenta un pequeño cambio en la demanda. Estos costos pueden cambiar de acuerdo con las circunstancias regionales y con el tiempo.

Para el caso de la energía eléctrica, en el corto plazo los cambios en la demanda se atienden mediante ajustes en el esquema de despacho, de donde las variables a considerar en cuanto a costos, están dadas por el sistema de generación existente.

En el largo plazo, sin embargo, los cambios en la demanda deberán ser cubiertos mediante adiciones en la oferta, que para el caso del sector eléctrico se refieren a nuevas obras de generación, transmisión y distribución.

Así, para determinar el costo de adicionar un kilowatio-hora o un kilowatio, ante pequeños cambios de demanda, se deberán tener en cuenta los costos de las futuras expansiones in-

cluyendo la inversión y los costos de operación y mantenimiento durante la vida útil de los proyectos.

COSTO INCREMENTAL PROMEDIO DE LARGO PLAZO: Para calcular los costos marginales de largo plazo, es necesario tener una curva de oferta continua, de tal manera que se pueda obtener la relación de cambio de los costos frente a cambios infinitesimales de la demanda.

Sin embargo, en el sector eléctrico las inversiones en generación, transmisión y distribución, prevén cambios discretos en la oferta y no es posible hacer divisiones infinitesimales de estas inversiones. Se tiene entonces una curva de oferta discreta.

Este hecho hace que se utilicen en lugar de los costos marginales, los costos incrementales promedio de largo plazo. Se busca obtener en un período de tiempo dado cuál es el costo promedio de la adición de un nuevo kWh ante un cambio de demanda promedio en ese mismo horizonte. Se abandona de esta manera el supuesto de que pequeños incrementos en la demanda y se asume que ésta crecerá a una tasa media durante el tiempo considerado.

Así en términos de valor presente, el costo de adicionar una unidad o costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) multiplicado por las unidades adicionales en el período, debe ser igual al costo de las adiciones en cada período. Matemáticamente esta igualdad se expresa así:

$$\sum_{t=0}^N \frac{CIPLP(q_t - q_0)}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^M \frac{C_t q_t - C_0 q_0}{(1+i)^t} \quad (II.1)$$

donde:

$CIPLP$: Costo incremental promedio de largo plazo.

$C_t q_t$: Costo de generar q_t unidades en el período t .

$C_0 q_0$: Costo de generar q_0 unidades en el período 0.

i : Tasa de descuento.

N : Año de la última inversión.

M : Último año de vida del último proyecto.

COSTO DE OPORTUNIDAD: Partiendo del hecho de que los recursos económicos son escasos y que los agentes económicos tienen que escoger entre varias alternativas para invertir o consumir, se define el costo de oportunidad como el valor de la mejor opción rechazada.

Así, 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 (por ejemplo la rentabilidad producida por bonos en el mercado internacional).

Por esta razón se tomó como tasa de descuento un valor cercano a estos costos de capital (alrededor del 12%).

CURVA DE DEMANDA: Es la representación gráfica de la relación entre la cantidad demandada de un artículo y el precio del mismo, manteniendo constantes el resto de parámetros tales como ingreso monetario del comprador, precios de los artículos relacionados, gastos personales del consumidor, etc., lo cual se conoce en economía como el supuesto (*ceteris paribus*). Esta curva es generalmente de pendiente negativa.

ELASTICIDAD PRECIO DE LA DEMANDA: 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:

$$\text{Elasticidad} = \frac{\text{Cambio en \% en la cantidad demandada}}{\text{Cambio en \% en el precio del artículo}} = \frac{dx/x}{dp/p} \quad (II.2)$$

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

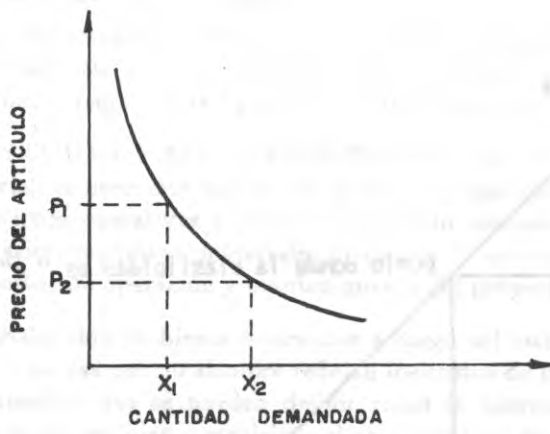


Figura II.1: Curva de demanda.

CONSTRUCCION DE LA CURVA DE DEMANDA: Para propósito de este capítulo, como simplificación de la curva de demanda para un sector de usuarios se utilizará una línea recta de pendiente negativa, la cual puede identificarse por tres valores: elasticidad, la tarifa y el nivel de consumo al cual está dada la elasticidad, (o sea tarifa y consumo para establecer la curva de demanda). Esta simplificación restringe el uso de curva a la vecindad del punto para el cual se da la elasticidad.

En estos términos, se define la creación de la curva de demanda y sus puntos de corte con los ejes horizontal y vertical, partiendo de una curva de demanda simplificada como la de la figura II.2.

La ecuación de la recta es:

$$T = t_m + mD \tag{II.3}$$

donde

$$m = \frac{\Delta t}{\Delta d} = \frac{t - t_m}{d} \tag{II.4}$$

Si:

$$e = \frac{\Delta d/d}{\Delta t/t} = \frac{\Delta d t}{\Delta t d} \Rightarrow \frac{\Delta t}{\Delta d} = \frac{t}{e d} \tag{II.5}$$

igualando (II.4) y (II.5) se tiene:

$$\frac{t}{e} = t - t_m \Rightarrow t_m = t \frac{e - 1}{e} \tag{II.6}$$

reemplazando (II.4) y (II.6) en (II.3) se tiene:

$$T = t \frac{e - 1}{e} + \frac{1}{e} \frac{t}{d} D \tag{II.7}$$

haciendo $T = 0$ en (II.7), y despejando D como d_m , se tiene:

$$d_m = d(1 - e) \tag{II.8}$$

degradación de la demanda y los costos de producción de los bienes de consumo.

COSTO INCREMENTAL PROMEDIO DE LA CURVA DE DEMANDA

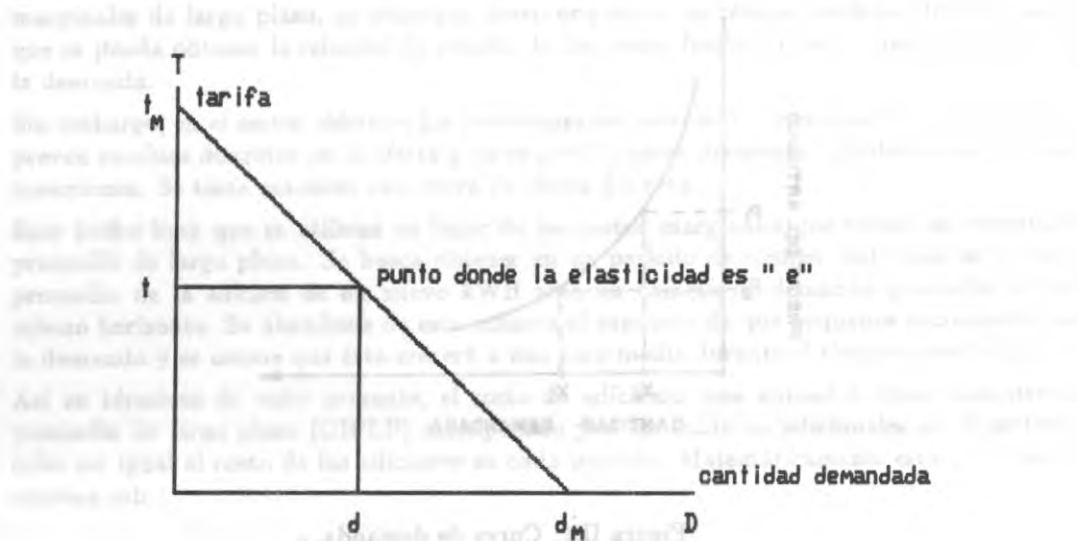


Figura II.2: Curva de demanda simplificada.

COMPRENSION DE LA CURVA DE DEMANDA: El propósito de este capítulo es explicar la curva de demanda y su relación con el precio y la cantidad. La curva de demanda muestra la relación entre el precio y la cantidad que los consumidores están dispuestos a comprar en un momento dado. Esta curva es fundamental para entender el comportamiento del mercado y para determinar el precio de equilibrio y el excedente del consumidor.

El precio de equilibrio se determina cuando la oferta y la demanda están en equilibrio. El excedente del consumidor es el beneficio adicional que los consumidores obtienen al comprar a un precio menor que el que estarían dispuestos a pagar.

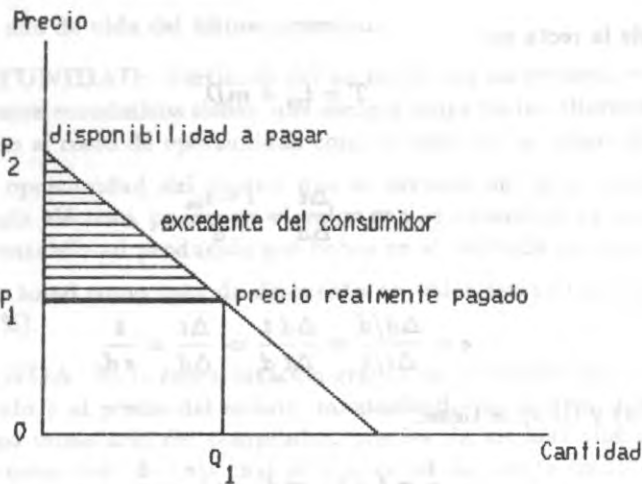


Figura II.3: Excedente del consumidor.

EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR: Es un concepto relacionado con la demanda. Mide los beneficios del consumidor y es útil para evaluar los beneficios de proyectos públicos, (energía eléctrica, por ejemplo) donde existen subsidios y esquemas tarifarios que no reflejan necesariamente las condiciones del mercado.

El excedente del consumidor se define como la diferencia entre la cantidad de dinero que el consumidor está dispuesto a pagar por una cierta cantidad de un bien o servicio y lo que el consumidor realmente paga. En la figura II.3 se puede apreciar gráficamente este proceso.

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO: Una vez un proyecto ha entrado en operación comercial, es necesario incurrir en unos costos que permitan mantener el proyecto en buenas condiciones operativas y en funcionamiento continuo. Estos costos incluyen el personal de operarios, repuestos, materiales y equipos de operación etc. Todos estos costos constituyen los costos de operación y mantenimiento del proyecto.

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.

TASA INTERNA DE RETORNO: Es aquella para la cual se iguala el valor presente de los costos y el valor presente de los beneficios tomando como período la vida útil del proyecto.

Anexo III

CONCEPTOS ESTADÍSTICOS

En este anexo se presentan, en forma muy breve, algunos conceptos estadísticos usados en este Manual. Se suponen conocidas las nociones básicas tales como: espacio muestral, eventos, probabilidad, variable aleatoria y la diferencia entre distribuciones continuas y discretas.

No se pretende hacer un tratamiento exhaustivo. El lector interesado en profundizar alguno de los temas debe referirse a la literatura especializada.

Varios textos excelentes se han incluido en la bibliografía de este Manual como complemento [5,18,68,79].

III.1 Probabilidad

Variable aleatoria

Es una función de valor real, definida para cada evento del espacio muestral. Generalmente se usan letras mayúsculas, X para denotar las variables aleatorias y la letra minúscula correspondiente, x para los valores de esa variable.

Distribuciones de probabilidad

Las variables aleatorias adquieren cada uno de sus valores con una cierta probabilidad. Se considerarán en primer lugar variables discretas: La función de distribución $f(x)$ está definida para cada valor de X y satisface la condición:

$$f(x) = P(X = x)$$

A partir de esta función se define la distribución acumulativa $F(x)$, como la probabilidad de que la variable X no exceda un cierto valor x .

$$F(x) = P(X \leq x) = \sum_{t \leq x} f(t)$$

Algunas distribuciones discretas importantes son la binomial, Poisson, etc.

Cuando la variable aleatoria es continua, la probabilidad de que adquiera un valor exacto es nula. Por esta razón la distribución de probabilidad se define a partir de la probabilidad de encontrar la variable en una región.

La función de densidad de probabilidad de una variable X , se define como la función $f(x)$ que satisface:

$$P(a < X < b) = \int_a^b f(x) dx$$

En forma análoga al caso discreto, se define la distribución acumulativa $F(x)$ para la variable X por medio de:

$$F(x) = P(X \leq x) = \int_{-\infty}^x f(t) dt$$

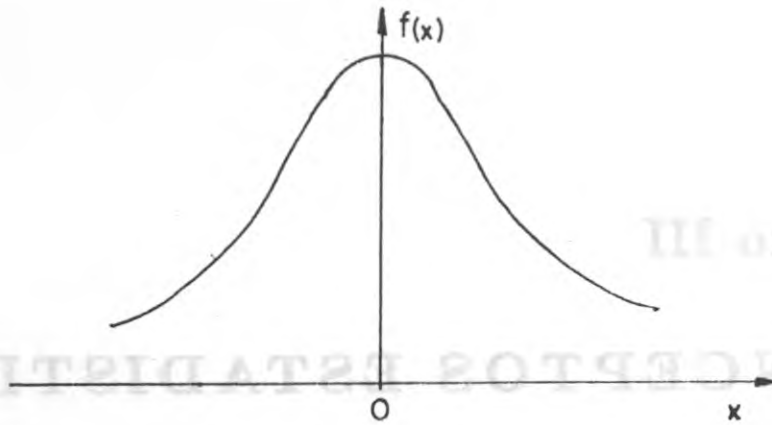


Figura III.1: Distribución normal.

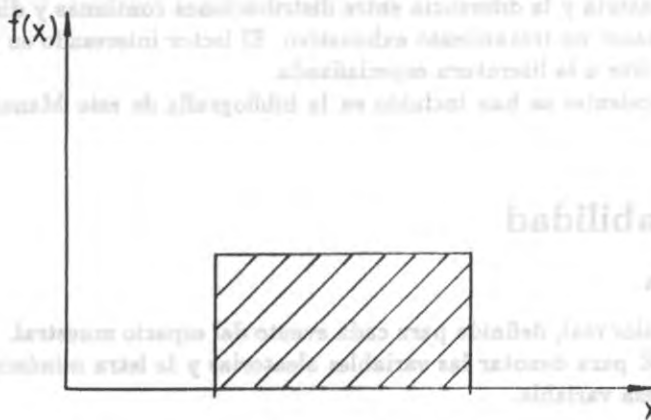


Figura III.2: Distribución uniforme.

Entre las distribuciones continuas, las más importantes para los propósitos de este Manual son las siguientes:

Distribución Normal : La función de densidad de una variable aleatoria X , distribuida normalmente, con parámetros μ y σ^2 es:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-(x-\mu)^2/2\sigma^2} \quad -\infty < x < \infty$$

La figura III.1 muestra la forma de la función $f(x)$.

La distribución normal tiene una gran importancia en el campo de la estadística.

Distribución uniforme: La variable aleatoria tiene la misma densidad en todos los puntos de su región de definición (Figura III.2).

Distribución triangular: La gráfica de la función de densidad tiene una forma triangular como se muestra en la figura III.3. La función de densidad está dada por:

$$f(x) = \frac{2(b-x)}{(b-c)(b-a)} \quad c \leq x \leq b$$

$$f(x) = \frac{2(x-a)}{(c-a)(b-a)} \quad a \leq x \leq c$$

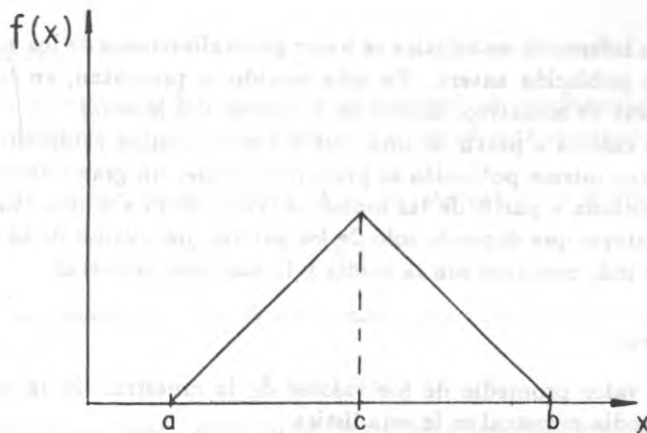


Figura III.3: Distribución triangular.

Esperanza matemática y varianza

Dada una variable aleatoria X , con distribución de probabilidad $f(x)$, se define la *esperanza matemática* o *valor esperado* de X como

$$E(x) = \sum_x x f(x) \quad \text{si } x \text{ es discreta}$$

$$E(x) = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx \quad \text{si } x \text{ es continua}$$

El valor esperado de una variable cuantifica el concepto del valor promedio para todos los posibles resultados.

En la misma forma se puede definir el valor esperado de una función $g(x)$ reemplazando x por $g(x)$ en la ecuación anterior.

El valor esperado de una variable se suele llamar su *media* y se representa por la letra μ .

La *varianza* de la variable aleatoria X está dada por

$$\sigma^2 = E[(x - \mu)^2] = E(x^2) - \mu^2$$

Si X y Y son dos variables aleatorias, con medias μ_X y μ_Y , respectivamente, se define su *covarianza* como

$$\text{cov}(x, y) = \sigma_{xy} = E[(x - \mu_X)(y - \mu_Y)] = E(xy) - \mu_X \mu_Y$$

La covarianza es positiva, cuando valores grandes de X están asociados con valores grandes de Y y valores pequeños de X con valores pequeños de Y .

Si valores bajos de X están asociados con valores altos de Y y viceversa, la covarianza es negativa.

Cuando las dos variables son independientes estadísticamente (ver referencias bibliográficas), su covarianza es cero.

Los parámetros μ y σ^2 de la distribución normal corresponden al valor esperado y la varianza, respectivamente.

La *desviación estándar* de una variable X se define como la raíz cuadrada positiva de la varianza.

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2}$$

III.2 Muestreo

El muestreo es el proceso por medio del cual se selecciona una parte (muestra) de una población, en forma aleatoria, con el fin de obtener información sobre parámetros desconocidos de la población.

El objetivo de la inferencia estadística es hacer generalizaciones de los valores obtenidos a partir de la muestra, a la población entera. En esta sección se presentan, en forma resumida, algunos conceptos de la teoría de muestreo, usados en el cuerpo del Manual.

Un valor que se calcula a partir de una muestra se denomina *estadística*.

Puesto que de una misma población se pretende obtener un gran número de muestras posibles, una estadística calculada a partir de las muestras, varía de una a otra. Entonces, una estadística es una variable aleatoria que depende sólo de los valores observados de la muestra.

Las estadísticas más comunes son la media y la varianza muestral.

La media muestral

Se define como el valor promedio de los valores de la muestra. Si la muestra tiene n valores, x_1, x_2, \dots, x_n , la media muestral es la estadística:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$$

Varianza muestral

La varianza de la muestra anterior se define por medio de la estadística:

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2$$

y representa el valor promedio de los cuadrados de las desviaciones de las observaciones, con respecto a la media.

Distribución de muestreo

La distribución de probabilidad de una estadística se conoce como distribución de muestreo.

III.3 Estimación

El objetivo de todo proceso de muestreo es, como se ha mencionado, el de hacer inferencias o generalizaciones acerca de una población. La teoría de estimación proporciona los medios para obtener valores de los parámetros de la población tales como, media, desviación estándar, etc., a partir de estadísticas obtenidas por medio de procesos de muestreo.

Los valores estimados de parámetros de la población pueden ser de tres tipos:

Estimadores puntuales: Un solo valor, $\hat{\theta}$ de una estadística $\hat{\Theta}$. Por ejemplo, el valor \bar{x} , calculado de una muestra, es un estimador puntual del valor esperado μ .

Otro ejemplo de estimador puntual es la proporción de infractores en un grupo de usuarios de una empresa de energía.

Estimador de intervalo: Un estimador de intervalo de un parámetro θ de una población, es un intervalo de la forma

$$\hat{\theta}_1 < \theta < \hat{\theta}_2$$

donde $\hat{\theta}_1$ y $\hat{\theta}_2$ dependen del valor de una estadística $\hat{\theta}$ obtenida de la muestra y de su distribución

Estimador de distribución: Cuando lo que se desea estimar es la función de distribución de una variable aleatoria que se está muestreando. Por ejemplo, se efectúa un muestreo para determinar la distribución de probabilidad de la potencia instalada en casetas conectadas ilegalmente a la red.

Intervalo de confianza

El más usado entre los estimadores de intervalo es el *intervalo de confianza*, el cual es un intervalo dentro del cual se puede asegurar, con una cierta probabilidad, que se encuentra un parámetro de la población.

El intervalo de confianza para un parámetro X es un intervalo de la forma $[\hat{x}_1, \hat{x}_2]$ para el cual,

$$P(\hat{x}_1 < X < \hat{x}_2) = 1 - \alpha$$

La cantidad $1 - \alpha$ se denomina *Nivel de confianza* y cuantifica el nivel de certidumbre, sobre la afirmación:

$$X \in [\hat{x}_1, \hat{x}_2]$$

Los intervalos de confianza tienen gran importancia para determinar tamaños muestrales.

III.4 Tamaño de la muestra

Una de las primeras preguntas a las cuales se enfrenta la persona que va a diseñar una muestra es: ¿Cuál debe ser el tamaño de la muestra? En esta sección se presentarán algunos aspectos teóricos y prácticos que pueden ser de utilidad en el diseño de una muestra.

Entre la información que el investigador debe tener en cuenta para diseñar la muestra está la siguiente:

- Experiencia y metodología de estudios anteriores.
- Recursos con los cuales se cuenta.
- Objetivos del estudio.

Las muestras deben ser lo suficientemente grandes como para obtener estadísticas apropiadas. Sin embargo, puesto que el costo y el tiempo de la muestra aumentan con el tamaño de la misma, se trata de minimizar éste, pero sin sacrificar la calidad de los resultados.

Debe notarse, sin embargo, que el sólo tamaño de la muestra no es garantía de calidad de los resultados. Es preciso que las técnicas de recolección y de selección sean apropiadas. En este anexo se presentan algunas guías para el diseño de la muestra. Sin embargo, debe consultarse la bibliografía especializada, para obtener información más detallada.

El tamaño mínimo requerido para una muestra depende de varios factores:

- El tipo de información que se va a estimar: puntual, intervalo, o distribución.
- El error e , que se está dispuesto a tolerar. Este error generalmente se expresa como un porcentaje del valor del parámetro que se está estimando, es decir,

$$e = r\hat{\theta}$$

La variable r , se denomina *confiabilidad* del estimador.

- El tamaño de la población
- La información disponible. Por ejemplo, si se dispone de estimaciones preliminares del valor del parámetro, etc.

Uno de los problemas asociados con la selección del tamaño de una muestra es que, generalmente, los tamaños óptimos varían con los valores de los parámetros que se desea estimar. Por lo tanto, se requieren estimaciones preliminares de esos valores. En caso contrario, se debe escoger el valor que produzca el tamaño máximo de la muestra.

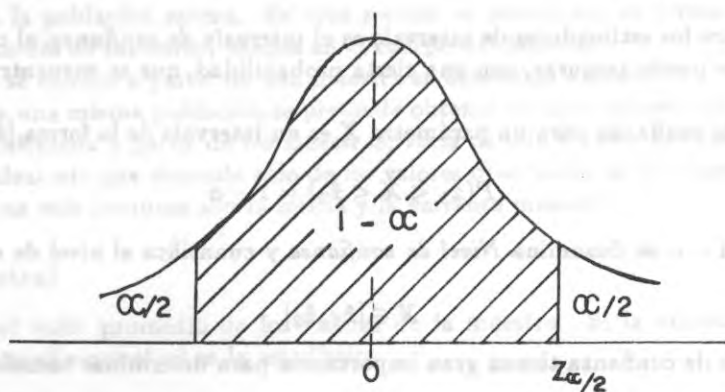


Figura III.4: Interpretación de la condición $P(-z_{\alpha/2} < Z < z_{\alpha/2}) = 1 - \alpha$.

Tamaño de la muestra para estimación de valores medios

Cuando se desea usar \bar{x} como estimador de μ con un nivel de confianza $(1 - \alpha) \times 100\%$ y un error máximo tolerable e , entonces el tamaño de la muestra está dado por la siguiente expresión:

$$n = \left(\frac{z_{\alpha/2} \sigma}{e} \right)^2 \quad \text{(III.1)}$$

donde $z_{\alpha/2}$ es el valor de z para el cual,

$$P(-z_{\alpha/2} < Z < z_{\alpha/2}) = 1 - \alpha$$

En esta ecuación, z tiene una distribución normal estándar ($\mu = 0$ y $\sigma = 1$). El valor correspondiente de $z_{\alpha/2}$ se obtiene en una tabla de valores de la distribución normal.

En la figura III.4, se muestra el significado del valor $z_{\alpha/2}$.

En la expresión para el valor de n , aparece el parámetro σ , que representa la desviación estándar de la población. Puesto que este valor generalmente no se conoce, se puede obtener una muestra preliminar de tamaño $n \geq 30$, para lograr una estimación de σ ; posteriormente se usa la ecuación III.1, para determinar el valor óptimo de n .

Cuando no es posible efectuar un muestreo preliminar de tamaño suficiente ($n > 30$), es posible usar una muestra más reducida, reemplazando el valor de $z_{\alpha/2}$ por $t_{\alpha/2}$, siendo este último valor el de una distribución t , con $n - 1$ grados de libertad [80].

Tamaño de la muestra para estimación de proporciones

En ocasiones, el parámetro que se desea estimar es la proporción p de una población que cumple una cierta condición. Este es el caso, por ejemplo, cuando se quiere determinar la proporción de consumidores que cometen fraude en un sistema eléctrico.

El tamaño requerido de la muestra, depende de la información disponible.

1. Cuando se conoce aproximadamente el valor \hat{p} del parámetro, se desea un nivel de confianza $(1 - \alpha) \times 100\%$ y se puede tolerar un error máximo de e , el tamaño de la muestra es:

$$n = \frac{z_{\alpha/2}^2 \hat{p}(1 - \hat{p})}{e^2}$$

2. Cuando no se conoce \hat{p} , se puede obtener una muestra preliminar de tamaño $n \geq 30$, o, en caso contrario, usar un valor de $1/2$, el cual produce el máximo valor de n . En este caso se obtiene:

$$n = \frac{z_{\alpha/2}^2}{4e^2}$$

Corrección por población finita

Cuando el tamaño de la población que se muestrea es pequeño, puede ser necesario efectuar algunas correcciones a las expresiones para el tamaño de la muestra, lo cual conduce a números menores. Para obtener información sobre este tema puede consultarse la referencia [18].

En ocasiones, el error permisible se da como una confiabilidad r . En estos casos, puede ser necesario ajustar el tamaño de la muestra una vez que se obtiene un valor estimado de \hat{x} .

III.5 Técnicas de muestreo

La teoría de muestreo se basa en la suposición de que cada individuo perteneciente a una población tiene la posibilidad de estar incluido en una muestra y que es posible calcular para cada individuo, la probabilidad de ser seleccionado para esa muestra.

Las técnicas de muestreo más utilizadas son:

- Muestreo aleatorio simple.
- Muestreo sistemático.
- Muestreo estratificado.
- Muestreo por conglomerados ("Clusters").

Los dos primeros tipos de muestreo seleccionan una muestra, individuo por individuo y difieren solamente en la forma de seleccionar elementos.

En el muestreo por conglomerados, los individuos se seleccionan por grupos. Por ejemplo, por barrios o sectores geográficos; todos los individuos del grupo se incluyen en la muestra y son revisados individualmente.

El muestreo estratificado será discutido separadamente, debido a su importancia.

En el caso de muestras de usuarios de energía eléctrica, es común efectuar dos tipos de muestreo:

Muestreo individual: Cuando cada consumidor incluido en la muestra se revisa por separado; por ejemplo, mediante la instalación de aparatos de medida separados para cada uno.

Muestreo por grupos: Las mediciones se efectúan sobre grupos de usuarios. Generalmente se usa para grupos numerosos de usuarios con bajos consumos. Este método presenta un inconveniente: No permite efectuar estimaciones de valores individuales.

III.5.1 Muestreo estratificado

En el muestreo estratificado, se divide la población en varios grupos disyuntos y se asigna cada individuo a uno de estos grupos. Una vez escogidos los grupos (denominados *estratos*), se lleva a cabo un muestreo simple en cada uno de ellos.

El objetivo de la estratificación es el de dividir la población en grupos tan homogéneos como sea posible: De esta manera se mejora la eficiencia del muestreo, requiriendo tamaños menores que en el caso del muestreo simple.

Existen dos tipos de estratificación: Subjetiva y estadística. En la *estratificación estadística* se divide la población en grupos clasificados de acuerdo con la variable que se pretende estimar. En la *estratificación subjetiva*, se escogen estratos de interés para el estudio. Por ejemplo, se divide la población de usuarios de energía eléctrica en industriales, comerciales, residenciales, etc.

Aunque la estratificación subjetiva no es la más eficiente para aumentar la precisión de la estimación, es la más usada, puesto que permite estudiar características particulares del consumo en cada estrato.

Con el fin de estratificar una muestra se deben considerar varios aspectos, entre los cuales se pueden mencionar:

- ¿Qué variables usar como base para la estratificación?
- ¿Cuántos estratos usar?

- ¿Cómo seleccionar la fracción de la muestra asignada a cada estrato?
- ¿Cómo separar los estratos con base en la variable de estratificación?

Cuando se busca aumentar la precisión de los resultados de la muestra, se reparte la muestra en los estratos, en proporción a las desviaciones estándar de los estratos.

En el muestreo de consumidores de energía eléctrica, es muy frecuente estratificar con base en el consumo de energía. En este caso, se usa un muestreo no proporcional, puesto que cualquier ahorro en un consumo grande rinde mucho más beneficio que uno en un consumo pequeño.

III.5.2 Variables de estratificación

Las variables más usadas para la estratificación en estudios de pérdidas de energía eléctrica [3,8], son las siguientes:

1. Tipo de consumidor: Industrial, comercial, residencial.
2. Actividad económica: Tipo de industria, etc.
3. Potencia instalada.
4. Consumo mensual o anual en kWh.
5. Grupo social, para consumidores residenciales.
6. Tipo de instalación o de medidor de energía.
7. Sector geográfico.

Anexo IV

SISTEMA DE MEDICIONES

En este anexo se hacen algunas consideraciones acerca del sistema óptimo de mediciones para la evaluación de las pérdidas de energía en un sistema eléctrico.

La reducción y el control de las pérdidas eléctricas requiere necesariamente una fuente confiable de información que debe surgir de un plan de medición y verificación que permita disponer de registros continuos, confiables y actualizados, a partir de los cuales se puedan generar líneas de acción tanto inmediatas como a largo plazo.

Detrás de este sencillo planteamiento existen interrogantes de diversa índole que debieran responderse, en la medida de lo posible, a la luz de un planeamiento inicial y de un cierto proceso de *ensayo y error* que necesariamente debe darse en sistemas altamente complejos. Algunos de estos interrogantes son los siguientes:

- ¿Dónde medir? En el sentido de establecer parámetros que permitan, a la luz de experiencias previas o de modelos matemáticos basados en información reciente, definir aquellos sitios del sistema en los cuales es vital la medición y aquellos en donde ésta resulta impráctica porque aporta muy pocos datos significativos, siendo por tanto onerosa.
- ¿Cómo medir? Teniendo en cuenta las fuentes de error inherentes a un proceso de lectura eventualmente no simultáneo, manejado por diversos operarios y con diversas fuentes de error, atribuibles a la precisión misma de los aparatos de medida o a errores brutos de medida.
- ¿Cuánto vale medir? Teniendo en cuenta parámetros tales como los costos crecientes de los equipos en la medida que aumenta su precisión, los gastos que implica su instalación, verificación y mantenimiento, considerando que estos costos deben siempre ser menores que el costo de las pérdidas que se están midiendo y que dentro de un proceso de optimización de las mismas siempre están reduciéndose.
- ¿Qué tipo de manejo estadístico debe darse a la información que se va a recibir? y ¿Qué tipo de verificaciones se deben dar para poder disponer de información confiable tanto por el método de medida existente, como por el plan de muestreo utilizado?
- ¿Cuál es la estrategia óptima de calibración y mantenimiento del equipo de medida, para verificar su operación adecuada, así como su inoperabilidad u obsolescencia?
- ¿Qué tipo de herramientas matemáticas se deben utilizar dentro del planeamiento y la optimización del sistema de medidas? Puesto que se pueden aplicar tanto los planes típicos de medidas insertados dentro de una saludable aplicación del sentido común, como intentar mediante un ejercicio de simulación llegar a resultados consistentes que permitan complementar un trabajo inicial de tipo práctico.

IV.1 Variables que se deben medir

Los parámetros mínimos que se deben evaluar para la determinación de las pérdidas de energía son los siguientes:

- Demandas Pico de Potencia y Energía, tanto mensuales como anuales.
- Demandas diarias, incluyendo días típicos y fines de semana.
- Configuración del sistema, incluyendo localización de transformadores, longitudes, calibres, etc..

Para obtener los parámetros más importantes, se requiere realizar en el área que se esta evaluando, al menos, las medidas de las siguientes variables:

VARIABLE	INSTRUMENTO DE MEDIDA
Corriente por fase	Amperímetro + transformador de corriente.
Tensión en alta y baja	Voltímetro + transformador de potencial
Potencia activa	Vatímetros asociados con transformadores de corriente y potencial.
Potencia aparente	Varímetros (poco utilizados), asociados con transformadores de corriente y potencial.
Energía	Contadores asociados a transformadores de corriente y potencial.
Factor de potencia	Cosenógrafos. (Son poco precisos y por eso se prefiere obtenerlo de la lectura de vatios, voltios y amperios).

IV.2 Evaluación de costos

Un punto importante dentro del sistema de medidas que eventualmente se puede implementar es evaluar el posible "beneficio" que se pueda obtener de este sistema operando en condiciones óptimas de trabajo.

El beneficio directo que se puede obtener de este sistema de medidas, es el conocimiento de todas aquellas pérdidas eléctricas que se pudieran reducir por conclusión directa de resultados obtenidos del sistema de medida. Si por ejemplo, con un sistema portátil de medida se puede determinar el punto óptimo donde se deben reinstalar condensadores correctores de factor de potencia, o se detecta un fraude de energía, la reducción de pérdidas en el primer caso o el cobro de un consumo en el segundo, representan ingresos para la empresa de energía que realiza estas actividades.

Teniendo pues en mente que existe finalmente un parámetro monetario medible en todas estas consideraciones se puede realizar un análisis comparativo como el que se muestra en la figura IV.1 y en la que los ingresos por "recuperación" de kWh están representados por la recta bK , siendo b el costo promedio de cada kWh recuperado y K la cantidad de éstos. Los costos del sistema de medida se pueden desglosar en:

- Costos fijos F , independientes de la cantidad de energía recuperada y que incluyen los salarios del personal de operación, y la depreciación de los equipos.
- Costos variables aK , en donde a es un parámetro que representa los costos totales unitarios evaluados desde el momento en que se detecta una pérdida importante de energía, hasta cuando ésta desaparece.

Los costos totales se determinan sumando los costos fijos y los variables $F + aK$ y el punto de intersección de esta línea con la de ingresos por recuperación de energía es el punto de equilibrio, que es el punto K_1 . Una actividad inferior a K_1 será económicamente impráctica, y en caso contrario cumplirá el objetivo global del sistema de medidas.

En el punto de intersección se cumple que:

$$F + aK_1 = bK_1$$

y por tanto,

$$K_1 = \frac{F}{b - a}$$

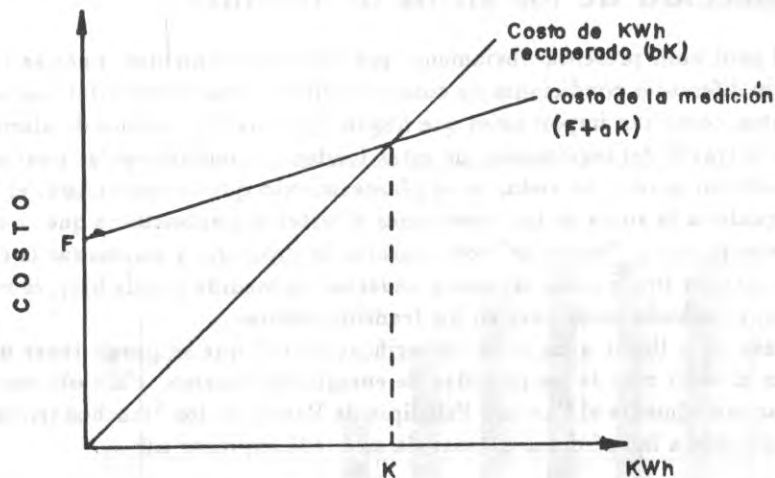


Figura IV.1: Costos del sistema de medición y recuperación de pérdidas

Los parámetros a y b se pueden calcular con las siguientes fórmulas:

$$a = \frac{\text{costos totales medios} - \text{costos fijos}}{\text{cantidad de kVAs medidos}}$$

y

$$b = \frac{\text{ingreso medio por kVAs recuperados}}{\text{cantidad de kVAs medidos}}$$

Este gráfico se puede realizar con cifras periódicas mensuales o anuales y permite verificar qué tan "rentable" es el procedimiento de medida y detección de pérdidas eléctricas.

La rentabilidad del procedimiento queda determinada en últimas por la pendiente de la recta de ingreso y definida como

$$R = \frac{\text{costos fijos}}{\text{Volumen del punto de equilibrio}} = \frac{F}{K1} = b - a$$

Aunque la información obtenida con estos procedimientos pueda no ser óptima para ciertos valores de kVAs, ella permite una predefinición del problema de implementar un cierto sistema de medidas, pues se debe evaluar el costo de los equipos ya sea a nivel cuantitativo (sitios donde se van a implementar, etc), como nivel cualitativo (precisión, fidelidad, etc), con el posible rendimiento de éstos en cuanto a recuperación de pérdidas de energía. Queda entonces el planificador con una herramienta que le permite definir su sistema de medidas dentro de un parámetro de evaluación económica global y no simplemente de información técnica sobre aparatos de medida.

Otro tipo de información que se puede obtener de los datos anteriores es la referente a cómo incrementar los márgenes de seguridad o de por lo menos a cómo sostenerlos continuamente, dado que el proceso de reducción de pérdidas es decreciente en la medida que pasa el tiempo y se recuperan y necesariamente debe llegar a un punto de saturación. Para mantenerse en las condiciones anteriores es necesario reducir los costos fijos o el costo promedio de detectar y reducir pérdidas. Para poder lograrlo, el plan de implementación del sistema de medidas eléctricas debe estar también ubicado en el tiempo, considerando una reducción necesaria del número de horas hombre dedicadas al proceso de medida y de optimización de los procedimientos de detección de pérdidas de energía, en la medida que va pasando el tiempo.

De hecho ambas labores se complementan pues la experiencia, en la medida que se establezcan procedimientos y planes de medición, llevará a concentrarse sobre ciertos sectores, que en la medida del tiempo serán cada vez menores.

IV.3 Selección de los sitios de medida

Esta parte del problema presenta obviamente grandes inconvenientes, pues se trata de multitud de usuarios bajo diferentes condiciones de consumo sujeto a variaciones del mismo que pueden ser tanto irrelevantes, como tan importantes que hagan funcionar las señales de alarma del sistema de selección y que a través del seguimiento de estas tendencias replanteen las pautas de medida.

Es importante no perder de vista, en el planteamiento que se presentará, el hecho de que las pérdidas son iguales a la suma de las inyecciones al sistema o subsistema que se esté verificando y por tanto se debe procurar "encerrar" con aparatos de medición y minimizar la cantidad de datos estimados. Lo anterior implica que si existen usuarios sin medida (tarifa fija), es necesario totalizar estos consumos, colocando medidores en los transformadores.

Se busca ante todo llegar a un nivel de verificación tal, que se puede tener una aproximación cada vez mayor al valor real de las pérdidas de energía del sistema. Para obtener estos resultados se puede aplicar inicialmente el llamado Principio de Pareto de los "muchos triviales" y los "pocos vitales", que aplicado a las pérdidas de energía se puede expresar así:

En todo fenómeno que resulte como consecuencia de la intervención de varias causas o factores ordenados éstos de mayor a menor según la magnitud de su contribución se encontrará que un número pequeño de causas (pocas vitales) contribuyen a la mayor parte del efecto, mientras que el número de causas restantes (muchas triviales) contribuyen solamente a una pequeña parte del efecto.

Si se aplican estas sencillas consideraciones, a manera de ejemplo, al caso de las pérdidas técnicas de energía presentadas durante el año de 1988 en una empresa de energía eléctrica, se encuentran los siguientes resultados. (Ver figura IV.2):

- Tabuladas en subsectores y realizando un ordenamiento de mayor a menor, tomando una base porcentual se encuentra que sólo tres ítem cubren cerca del 65% de las pérdidas, y los dos primeros (red primaria y secundaria) hacen el 53% del total (Grupo A). Adicionalmente existe un grupo intermedio (contadores, transformadores y pilas públicas), que hace cerca del 30% del total (Grupo B), y finalmente un grupo del todo irrelevante (alumbrado y nivel de 44 kV) (Grupo C).
- Es sobre el grupo A (de los pocos vitales) que se deberá concentrar el esfuerzo de medida. Si bien inicialmente se puede pensar en establecer un sistema de medición 1 a 1 (un contador por cada transformador), se encuentra que al menos uno de estos ítem (pérdidas en la red secundaria), se halla repartido en seis estratos residenciales, uno comercial y uno industrial. Se podría entonces volver a aplicar el Principio de Pareto para determinar cuales son los estratos vitales para sobre ellos encaminar el esfuerzo inicial de medida.
- El segundo grupo B (del 25%), si bien representa algún nivel importante, sólo tiene un peso equivalente al del parámetro de mayor incidencia del grupo A. Por tanto puede trabajarse inicialmente utilizando técnicas de muestreo que implicarían reducción en los costos de operación tanto en equipo utilizado, como en personal a cargo. El hecho de haber utilizado el análisis de Pareto hace que las posibilidades de errores fuertes en la medición se reduzcan.
- El plan de muestreo se basará en mediciones aleatorias que permitan al cabo del tiempo llegar a una formulación del tamaño óptimo de circuitos verificados en función del total de los mismos y a una fórmula de recurrencia para determinar con las medidas obtenidas el consumo total del grupo.
- Finalmente, el último grupo (C) se puede dejar de lado inicialmente, teniendo en cuenta que se trata de aquellos grupos de aporte casi nulo al total de las pérdidas y serán los mismos en los que medir sea no sólo costoso, sino irrelevante.

IV.4 Evaluación del muestreo

Al considerar el punto del muestreo deben tenerse en cuenta las particularidades propias del sistema de detección y evaluación de pérdidas de energía, las cuales se pueden resumir de la siguiente

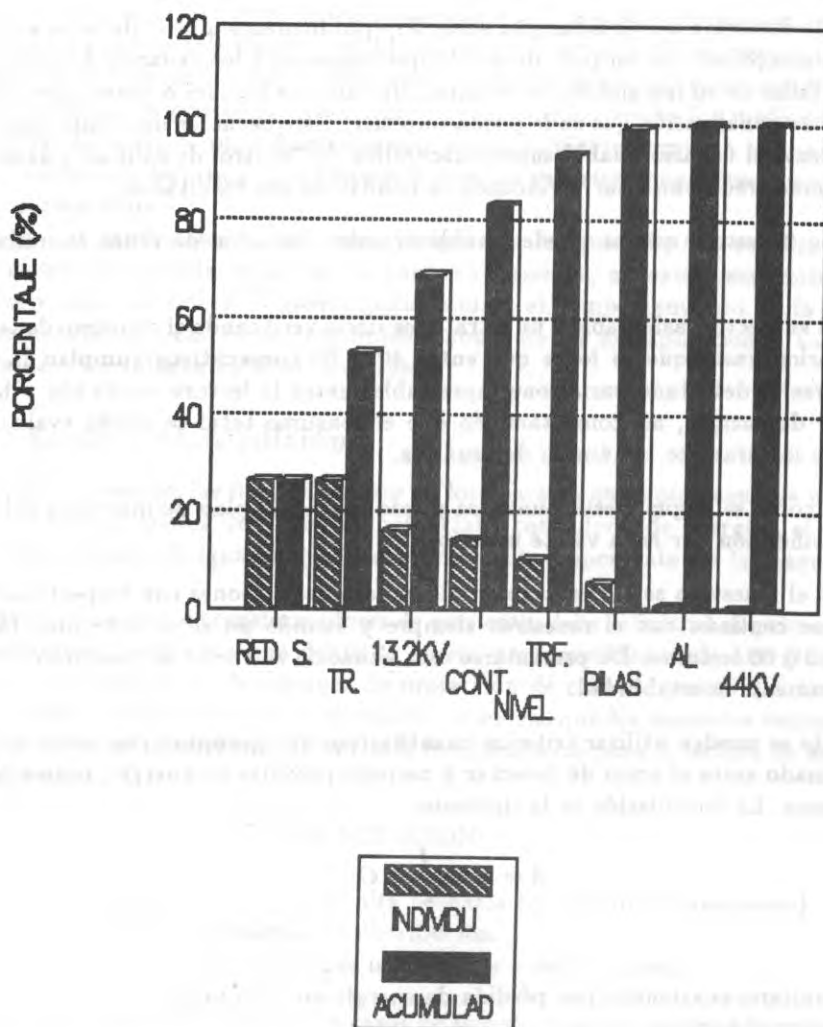


Figura IV.2: Distribución anual de pérdidas eléctricas

manera:

1. Salvo casos particulares, la casi totalidad de los usuarios tiene un medidor final de energía que puede generar errores de lectura tanto por limitaciones propias del aparato, como por alteraciones efectuadas intencionalmente por el usuario.
2. El proceso de detección de pérdidas y su solución, (por lo menos a nivel de redes secundarias), debe estar acompañado de un plan de acción que convenga a los usuarios de la necesidad de corregir las fallas de su instalación de energía, (típicamente fraudes o conexiones deficientes), ante el tipo de penalización que se le pueda imponer. Este hecho es muy importante, porque es precisamente el usuario final el sujeto susceptible de "control de calidad", dado que todo sistema de muestreo debe estar verificando la bondad de sus resultados.

Un proceso de muestreo que se puede establecer sobre usuarios de redes secundarias es el siguiente:

- Escogido un subsector, asimilable a un estrato, se inicia verificando el consumo de la totalidad de los usuarios hasta que se logre que entre 40 y 60 consecutivos cumplan la condición de no haberseles detectado variaciones apreciables entre la lectura verificada y la leída en su contador de energía, así como también que el consumo total se pueda evaluar como el promedio de lecturas por el número de usuarios.
- Tan pronto como se llegue a este punto, se puede iniciar un plan de muestreo del orden del 5% (una verificación por cada veinte usuarios).
- Si instalado el muestreo se encuentran en algún caso desviaciones con respecto al promedio o fraudes, se continúa con el muestreo siempre y cuando no se detecte otra falla en las siguientes 40 ó 60 lecturas. De presentarse esta situación se vuelve al muestreo 100%, hasta lograr nuevamente la estabilidad.

Adicionalmente se pueden utilizar criterios cuantitativos que permitan encontrar un punto de equilibrio aproximado entre el costo de detectar y corregir pérdidas de energía, contra el costo de realizar inspecciones. La formulación es la siguiente:

$$A = R = \frac{I}{P} + C$$

donde

A = Costo unitario ocasionado por pérdida de energía no detectada.

R = Costo unitario de encontrar y corregir un punto de pérdida de energía.

I = Costo de realizar una inspección. (Equipos más mano de obra).

P = Porcentaje de puntos con pérdidas. (Desconocido).

C = Costo de detectar y corregir un punto de pérdida de energía.

Si el costo C es pequeño comparado con A , el punto de equilibrio es:

$$P_e = \frac{I}{A}$$

en su defecto

$$P_e = \frac{I}{A - C}$$

Los grupos de usuarios con valor mayor a P_e pueden trabajarse mediante muestreo, sin mayores complicaciones. Pero aquellos con valores menores a P_e , posiblemente requieran verificación del 100%.

IV.5 Reducción de las fuentes de error

Una vez definida la pauta de los puntos donde medir, surge inmediatamente el problema del error inherente a toda medida, tanto por los equipos utilizados, como por el personal encargado de la misma. En la medición de energía se presenta la complicación adicional de la simultaneidad de las medidas, dado que se trata de un proceso integrador con multitud de puntos de lectura.

El problema puede plantearse de la siguiente manera: A partir de una estimación de las pérdidas en un subsector del sistema se deben establecer las pautas de medida para corroborar los resultados obtenidos y realizar un procedimiento iterativo en el cual los resultados medidos permitan evaluar la bondad del estimativo, para después pasar a una siguiente etapa en la cual se pueda, o bien espaciar el tiempo de lectura o bien generar pautas de muestreo que permitan ante todo el uso de los modelos generados.

De hecho las implicaciones que trae consigo esta formulación tan sencilla son muchas: No existen registros de medida en todos los puntos requeridos, no existe sincronización en la toma de medidas y éstas no tienen la misma periodicidad, el comportamiento de la carga al nivel del usuario residencial es aleatorio, lo cual implica abuso de las extrapolaciones, todo ello sin contar las fuentes de error inherentes a los operarios.

IV.5.1 Equipo de Medición

Si inicialmente se evalúan las fuentes de error en los aparatos que típicamente se utilizan para hacer la medida (transformadores de corriente, potencial y contadores de energía), el transformador de corriente y el contador juegan un papel supremamente importante en la magnitud del error de medida.

Tomando el caso de los transformadores de corriente, debe señalarse en primer lugar que existe una clara diferencia entre los que debieran usarse para mediciones de energía y potencia y los dedicados a la alimentación de sistemas de protección de relevos, puesto que los primeros deben ser precisos tanto a bajas como altas corrientes, mientras que los segundos requieren casi siempre de precisión sólo a altas corrientes. Las clases recomendadas para la lectura de energía o potencia son las siguientes:

CLASE	TIPO DE MEDICION
0.2-0.5	Sistemas de alta potencia (generación, transmisión)
0.5-0.6	Sistemas de distribución.
1.0-2.0	Instalaciones industriales o residenciales.

Se trata pues, para los dos primeros casos de transformadores extremadamente buenos.

Existe por otra parte el riesgo de errores apreciables en los sistemas de medida por operación inadecuada de los transformadores de corriente, que los lleve a la saturación. Ello es bien crítico en los transformadores utilizados para medición pues generalmente están diseñados para que se saturen a un nivel muy bajo de sobrecarga para así proteger los equipos de medida conectados al secundario del mismo. En los transformadores utilizados en circuitos de protección se pueden presentar sobrecargas del orden de 10 a 20 veces la corriente nominal sin que existan problemas de saturación.

Como se puede deducir, el manejo inadecuado del transformador de corriente puede llevar a errores apreciables, que se pueden minimizar utilizando transformadores de alta relación de transformación y, lo que es mas importante, manteniendo muy bajo el "burden" de los mismos.

El caso de los contadores de energía es diferente en la medida que estos dispositivos electromecánicos poseen fuentes de error inherentes a ellos mismos tales como los de rozamiento, inercia, flujos dispersos o a las condiciones de trabajo en que se encuentren: cargas que estén leyendo (principalmente si son livianas), frecuencia de trabajo, temperatura, posición, fallas en el disco del equipo o en la suspensión, o incluso otro tipo de errores por instalación inapropiada, o alteración del mismo con fines fraudulentos. Se hace entonces necesario controlar este tipo de errores que en últimas son pérdidas no técnicas de energía, de apreciable incidencia pues, por ejemplo, para el caso Colombiano se calcularon para 1986 en un 1.7% del total de la energía generada

(incluyendo descalibraciones o metros dañados) en ese año y representaron cerca de la cuarta parte de las pérdidas no técnicas y algo menos de la décima parte del total global de pérdidas.

La reducción de las fuentes de error en este aspecto se puede enfocar de maneras diferentes:

- Estableciendo planes intensivos de calibración de contadores, puesto que en condiciones de carga liviana el error promedio introducido puede oscilar, entre un 5 y un 9%. Estos valores son extremadamente críticos cuando se trata de medir energía en sistemas de transmisión y distribución y sobre ellos debe concentrarse la labor de detección y recalibración de los contadores. A nivel de verificación extensiva de los usuarios finales, en general el error global introducido es despreciable y el papel de estas verificaciones juega un papel estrictamente de control social.

Para los primeros casos es conveniente utilizar mecanismos alternos de verificación tales como registradores del valor medio de la energía consumida durante 15, 30 o 60 minutos. Esta medida se puede incluso contrastar con la integración de la potencia instantánea durante ese mismo lapso de tiempo llevada a cabo por un estimador de estado.

Otras alternativas que se pueden explorar con el ánimo de reducir los errores introducidos por los contadores son:

- Utilizar contadores por impulsos, en los que el número de impulsos producidos es proporcional a la energía medida y la frecuencia de los mismos a la potencia.
- Utilizar contadores electrónicos, los cuales tienen consumos propios que no exceden de 0.1 VA e introducen errores en las mediciones menores al 0.1%, frente al 1 o 2% de los contadores electromecánicos, en condiciones de plena carga.

De hecho lo que se busca con esta última opción es evitar el error natural introducido por los aparatos de medida electromecánicos dado su consumo y característica propia que los hace imprecisos a bajos valores de consumo, situación crítica en los sistemas de potencia en donde los aparatos de medida se dimensionan teniendo en cuenta el valor pico de las señales, lo cual hace que operen normalmente lejos del valor de plena carga.

- Automatizar el sistema de medida de energía en aquellos sitios donde sea conveniente, utilizando una unidad de medida electrónica, un computador personal y un "software" específico que permita la evaluación de las variables a medir según un plan preestablecido, así como almacenamiento de ciertas contingencias especiales del sistema.
- El uso de un sistema automático de lectura que garantiza no sólo una altísima confiabilidad y seguridad en la información, sino que en la actualidad implica costos reducidos de adquisición, instalación y operación, así como facilidad de manejo, ilimitadas opciones de monitoreo, diagnóstico y evaluación de la información, operación ininterrumpida y programación "on line". Esta automatización presenta tres posibles opciones:

1. Instalar en puntos claves del sistema unidades estacionarias de medida conectadas a un computador personal que lean periódicamente las variables más importantes, las almacenen y realicen un análisis matemático que permita establecer las condiciones de operación del sistema y con la información de otras unidades evalúe las bondades de los sistemas de muestreo que se estén implementando.
2. Utilizar sistemas portátiles de medida que se puedan situar temporalmente en diversos puntos del sistema para así obtener una información confiable y de primera mano con el fin de determinar los parámetros de energía del sistema.

Algunas de las características que presentan estos equipos, ya disponibles en el mercado, son las siguientes:

- Amplia capacidad de lectura de corrientes, desde cero hasta mil amperios y manejos de tensiones del orden de los kV.
- Toma de muestras con intervalo (en segundos) seleccionable y promediación de datos por minutos (de 1 a 15). Estos datos se pueden almacenar por tiempos de hasta dos meses.
- Amplio rango de operación de temperatura.

- Pesos reducidos.

Otros sistemas más elaborados traen involucrados transformadores de medida muy precisos y no requieren de transformadores de potencial, pues calculan la tensión de la línea a partir del valor del campo eléctrico medido. Ello implica que su instalación es prácticamente inmediata (sólo se requiere de una pértiga) y no implica suspensión del servicio de energía eléctrica. La información leída, la envía a través de un sistema de frecuencia modulada a una unidad de almacenamiento capaz de comunicarse con un computador por medio de las interfaces seriales normalizadas o de "modem".

La gran ventaja que permite esta última opción es que no solo permite cálculos muy precisos, sino también muy rápidos, con lo cual se evita su rápida obsolescencia, pues acorde con un sistema de medida óptimo, debe existir uno de evaluación de resultados. Ello lo hace muy ventajoso con respecto a medios tales como registradores muy sujetos a la situación anteriormente indicada y porque además son inmunes al error de lectura introducido por los operarios.

- Una tercera alternativa consiste en utilizar estaciones portátiles de medida que se puedan conectar a los transformadores de corriente y potencial, con el fin de leer los valores respectivos y realizar todo el procedimiento arriba citado.

Implementando cualquiera de las dos últimas opciones se puede iniciar un procedimiento que, entre otras cosas, realice las siguientes funciones:

- Utilizarse para muestreo, instalándose periódicamente en diversos sitios de una zona o subsistema para así poder determinar con un solo equipo lecturas confiables sobre muchas partes del sistema.
- Utilizarse como equipo de patronamiento para detectar descalibraciones o fallas de los aparatos de medida que se encuentren instalados en una cierta zona.

Con esta información se pueden actualizar los modelos utilizados, no solo para la medida de las pérdidas de energía, sino también para el planeamiento operativo de los sistemas, así como para verificar las bondades de las mejoras que se vayan implementando con el ánimo de reducir las pérdidas de energía.

Como se ha hecho evidente, el uso de un sistema de medidas de las características anteriormente citadas se convierte en una herramienta de trabajo para la planeación, implementación y operación de cualquier estrategia a mediano o largo plazo que intente reducir las pérdidas de un sistema dado. Además de facilitar la determinación de las características de la carga, con la misma información.

IV.5.2 Errores humanos

Dentro de la evaluación de las fuentes de error en las medidas y su posible solución, uno de los puntos más importantes tiene que ver con la toma de lecturas por parte de los operarios de los sistemas. Es bien sabido que el tipo de error producido por el usuario de un equipo de medida es un error aleatorio, de muy difícil modelamiento. A esta situación se le debe adicionar el hecho de que en algunos casos puede primar la fuerza de la costumbre a la hora de la toma de datos, llevando al operario a subestimar esta labor y eventualmente repetir datos a la luz de su experiencia.

Para disminuirlo se hace necesaria ante todo una labor de tipo educativo realizada de manera continua, con el ánimo de involucrar a quien toma medidas dentro del marco real de un modelo de operación que sólo puede demostrar sus bondades y ser optimizado en la medida en que la información base (las medidas tomadas), sean altamente confiables. De otra manera, todo un esfuerzo generado alrededor de un sistema de medida y manejo de sus resultados se puede volver un esfuerzo inútil.

IV.6 Programas de coordinación

Dentro de la organización del sistema de medidas es necesario que exista una estrecha colaboración entre las diferentes entidades que en un caso dado puedan compartir el sistema de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es evidente que los planes de reducción de

pérdidas eléctricas deben enmarcarse dentro de un propósito común y ello es la razón principal para que exista coordinación entre las diversas empresas de un sistema eléctrico. Ahora bien, esta coordinación debe trascender a niveles operativos tales que, desde el punto de vista del sistema de medidas permitan cubrir las siguientes actividades:

- Verificación continua de las medidas sobre los puntos de frontera. Con esta actividad se puede detectar la existencia de inconsistencias entre lecturas que, evaluadas con un criterio pragmático por parte de las empresas involucradas en el caso, pueden llevar a detectar y solucionar diversas causas de errores, tanto por causa de los aparatos, de los lectores o de simultaneidad.

- Organización de los planes de toma de datos, tanto en la periodicidad, como en el instante de tiempo en que se realizan.

De hecho se puede lograr reducir a un mínimo el error por simultaneidad en lecturas en las zonas de generación y transmisión de energía eléctrica.

- Organización de una estructura de recolección, organización y análisis de los resultados obtenidos con el fin de que estos no se tornen obsoletos o inutilizables en la medida que pase el tiempo.

- Establecer criterios que permitan detectar la obsolescencia y la descalibración de los equipos de medida para que exista una renovación continua y bajo los mismos criterios de verificación y normalización en cada zona de operación.

- Definir los fundamentos de los modelos de evaluación de las pérdidas en los sistemas para que exista una unidad de criterio en tópicos tan delicados, teniendo eso sí en cuenta que estos fundamentos deben ser lo suficientemente flexibles para que se puedan adaptar a cada región.

En general, debiera buscarse un mecanismo que permita aprovechar los resultados antes de que se tornen obsoletos. En este sentido debiera primar el criterio de preferir inicialmente unas relativamente pocas medidas confiables para iniciar los trabajos de coordinación y verificación, en vez de iniciar con expectativas demasiado amplias que lleven al fracaso total los esfuerzos de coordinación.

IV.7 Error de simultaneidad en la lectura

Uno de los parámetros más críticos en la toma de datos tiene que ver con la simultaneidad de las lecturas de energía, siendo el caso más crítico el de los sistemas de distribución, en los cuales los consumos se pueden leer a nivel de "primarios" de manera casi instantánea, mientras que los consumos de gran cantidad de usuarios tienen un tiempo de lectura que puede acercarse a dos meses, a partir del cual se reinicia el ciclo de lectura.

El procedimiento para minimizar este efecto, es proyectar la lectura de cada contador a un tiempo unificado de corte, basado en la tasa de crecimiento del consumo calculado en cada aparato. Para simplificar esta tarea, se puede dividir el período de lectura en subperíodos semanales, sumando el consumo registrado en los contadores leídos en esa semana y proyectando cada subperíodo al mismo tiempo de corte, basado en la tasa de crecimiento calculado para cada semana.

Las pautas principales de evaluación del error en este procedimiento, son las siguientes:

- En general la medida sobre "primarios" es una lectura que se puede considerar instantánea ya sea porque existe óptima coordinación entre el personal de medida, o porque la energía medida sobre estos circuitos presenta una tendencia creciente perfectamente establecida a corto y mediano plazo, para diversos tipos de circuitos en el caso de distribución, dependiendo de si se trata de consumo comercial, industrial o residencial estratificado y por consiguiente, fácilmente proyectable.

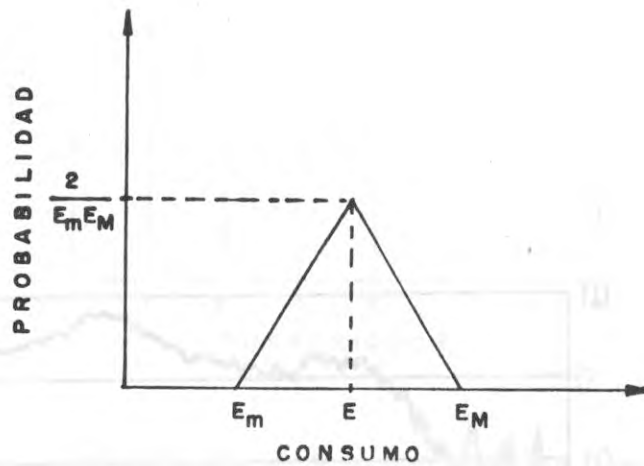


Figura IV.3: Distribución de la probabilidad de carga de un usuario

- El consumo de usuarios finales puede variar dentro de un rango relativamente apreciable, dependiendo del tipo de usuarios. Por otra parte este consumo tiene una tendencia creciente con el tiempo. Son estas las dos causas de error (variabilidad y simultaneidad) que se presentan en la medida de energía sobre un número grande de usuarios.

IV.8 Evaluación del error de variabilidad

Para evaluar el efecto de la variabilidad de la carga, sobre su estimación, se asumió que el consumo de los usuarios tiene una curva de probabilidad triangular simétrica, como se muestra en la figura IV.3. El uso de esta curva de probabilidad permite un manejo sencillo de los parámetros, pues sólo se requiere el conocimiento de los datos de consumo medio (E), máximo (E_M) y mínimo (E_m), guardando sin embargo alguna similitud con la curva de distribución normal. Por otra parte se le pueden dar sesgos en los extremos a esta distribución, dependiendo de cada caso particular.

Se busca verificar la magnitud del error que se introduce al sumar una serie de consumos y verificar qué tan lejos se encuentra esta sumatoria de la que se puede obtener multiplicando el consumo promedio E por el número de usuarios leídos. Para lograr lo anterior se procedió a determinar la distribución acumulada, a generar números aleatorios uniformemente distribuidos y probar sobre grupos de diversos tamaños.

Los resultados de ésta simulación se muestran en la figura IV.4, en donde se presenta el error porcentual máximo con respecto a $E_M - E$, (obtenido en las diferentes simulaciones), en función del tamaño del grupo.

La evaluación de los resultados, permite observar que para grupos relativamente reducidos de usuarios, por ejemplo 200, el error introducido al utilizar como valor de consumo el promedio por el número de usuarios es muy pequeño pues no exedió en ningún caso el 4% de la distancia del promedio a los extremos.

Estos resultados aceptan interpretación en dos sentidos, ya sea según el número de usuarios utilizados o bien según las variaciones que presente la demanda. Incluso es valde una tercera evaluación del mismo dependiendo del máximo error que se esté dispuesto a tolerar dentro de la consideración de cálculo a partir del consumo promedio.

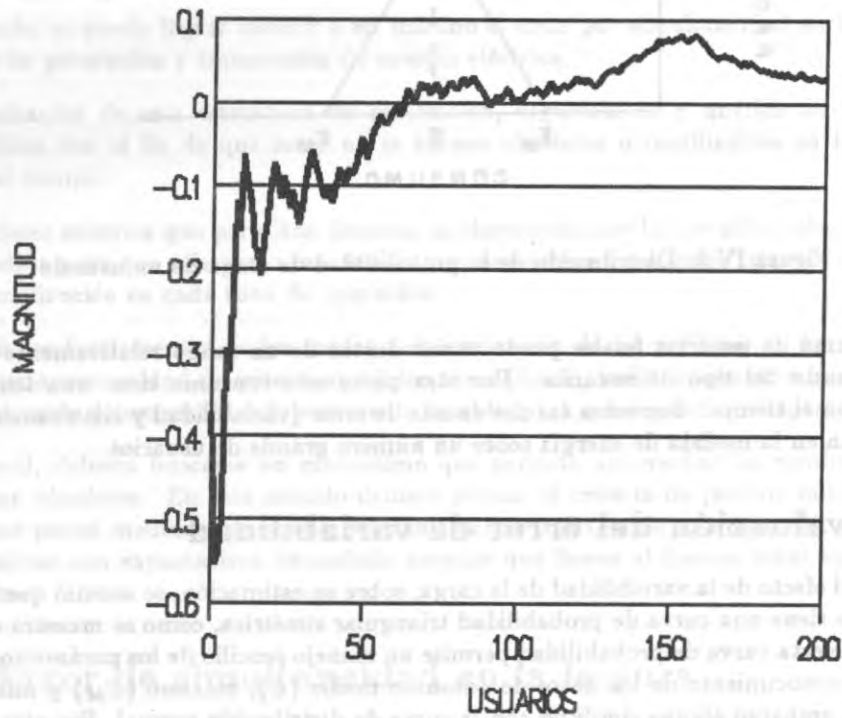


Figura IV.4: Error relativo de la estimación del consumo total

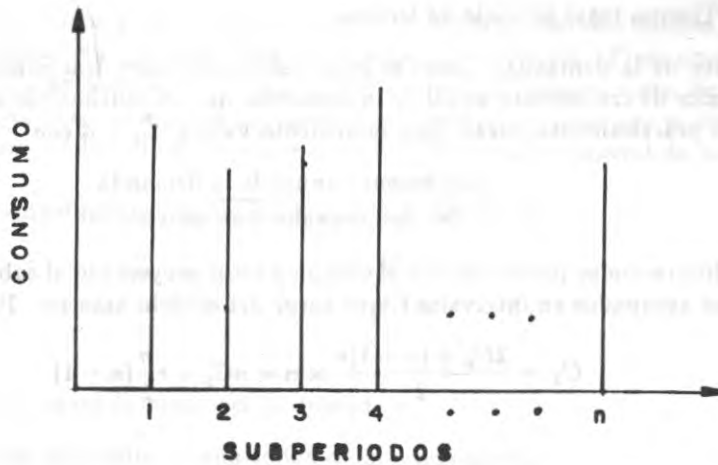


Figura IV.5: Distribución de consumos leídos por subperiodos

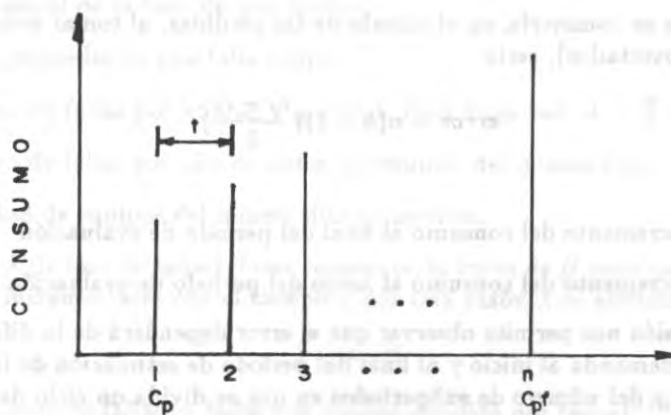


Figura IV.6: Modelo equivalente de la distribución de consumo

IV.9 Evaluación del error de simultaneidad

Solucionado el problema de la variabilidad de las lecturas, el paso siguiente es "atacar" el de las lecturas no simultáneas en el tiempo. Teniendo en cuenta que se puede utilizar el promedio de los consumos, el procedimiento para obtener el dato real de lecturas puede ser el siguiente:

1. Terminada una ronda de lecturas sobre un sistema dado, por ejemplo de uno o dos meses, se establecen subgrupos de lecturas por semanas, que gráficamente se puede representar como en la figura IV.5, y se puede modelar como en la figura IV.6. Se considera que existe un consumo base en la primera semana, que se llamará C_p . Este valor diferirá del consumo de la segunda semana en dos parámetros:

1. El consumo adicional durante la semana de diferencia de lecturas que será:

$$C_p \frac{t}{T}$$

Donde,

t : Intervalo entre grupos de lecturas.

T : Tiempo total del ciclo de lectura.

2. El incremento de la demanda. Como se está trabajando sobre fracciones de año, se puede utilizar el valor de crecimiento anual de la demanda, que en muchos casos presenta un comportamiento prácticamente lineal. Este incremento valdrá: $C_p \times d$ con

$$d = \frac{\text{Crecimiento anual de la demanda}}{\text{No.de intervalos } t \text{ en un año}}$$

Con esta información se puede obtener el consumo total proyectado al subperíodo n de todos los consumos agrupados en intervalos t , que surge del modelo anterior. Por tanto,

$$C_T = \frac{2C_p + (n-1)r}{2} \times n = nC_p + r \frac{n}{2}(n-1)$$

donde

C_T : Consumo total proyectado al final del ciclo de lectura

n : Número de términos de la suma

n : Número de subperíodos (semanas) en un ciclo de lectura

r : Incremento de la serie, dado por:

$$r = C_p \left(\frac{t}{T} + d \right)$$

Entonces, el error que se cometería, en el cálculo de las pérdidas, al tomar únicamente los valores promedios (no los proyectados), sería:

$$\text{error} = n(n-1) \left(\frac{r_f - r_i}{2} \right)$$

donde

r_f : rata de incremento del consumo al final del período de evaluación

r_i : rata de incremento del consumo al inicio del período de evaluación

La anterior expresión nos permite observar que el error dependerá de la diferencia de las ratas de crecimiento de la demanda al inicio y al final del período de estimación de las pérdidas, (si son iguales no hay error) y del número de subperíodos en que se divida un ciclo de lectura.

IV.10 Programas de mantenimiento

El mantenimiento preventivo de los equipos se refiere a las actividades llevadas a cabo a intervalos predeterminados, con el ánimo de reducir sus posibilidades de falla o degradación. Esta labor cubre entonces dos facetas:

1. Las actividades propias del mantenimiento que a su vez cubren estas etapas:
 - Limpieza, ajuste de conexiones, lubricación, etc. de los aparatos de medida.
 - Verificación de la operación adecuada de los mismos, que garanticen confiabilidad en los valores medidos. Por ejemplo en los transformadores de corriente verificar el que no estén sobrecargados.
 - Ajuste de calibración de los aparatos de medida que así lo requieran.
2. La generación de reportes sobre estos mantenimientos para generar la historia previa de falla sobre los equipos de medida. Estos datos son sumamente importantes pues juegan un papel importante dentro del intervalo óptimo de mantenimiento de estos equipos. Como es posible que en muchos casos se parta de poca información, los datos sobre degradación y confiabilidad de estos aparatos puede ser solicitada al fabricante o extractada de manual sobre confiabilidad de equipo eléctrico.

El punto a definir, como ya se ha dicho, es tratar de hallar el intervalo óptimo de mantenimiento, buscando que su costo sea mínimo. Este costo anual de operación (T) se puede definir como la suma del costo del mantenimiento preventivo del equipo (A), mas el costo de "falla" del mismo (B), entendiendo como costo de falla la cantidad de kWh no medidos por el sistema de medida y convertidos a dinero, utilizando como valor del kWh el promedio general de la región de trabajo o del país.

El costo del mantenimiento preventivo A se define como:

$$A = \frac{M}{p}$$

donde

A = Costo anual de mantener la unidad.

M = Costo promedio de una sesión de mantenimiento.

p = Intervalo de mantenimiento de la unidad (en fracciones de año).

El costo de no medir (B) se define como:

$$B = F\lambda$$

donde:

B = Costo anual de la falla de una unidad.

F = Costo promedio de una falla simple.

λ = Número de fallas por unidad y por año. Está dado por: $\lambda = \frac{N}{Q}$ donde:

N = Número de fallas por año de todos los equipos del mismo tipo.

Q = Cantidad de equipos del mismo tipo en servicio.

Si el parámetro λ (la tasa de fallas), fuese constante, la curva de B sería una recta. Sin embargo este valor tiende a incrementarse con el tiempo y por esta razón λ se aproxima a:

$$\lambda = \lambda_b P^n$$

donde λ_b es la tasa base de fallas en fallas por unidad dividida por (años) ^{$n+1$} y n es un exponente definido por la experiencia, entre 1.5 y 2.5, típicamente igual a 2. Si por ejemplo se tienen 10 contadores en servicio y en 5 años han tenido 20 fallas, se tiene:

$$Q = 10$$

$$N = 20/5 = 4$$

$$\lambda = N/Q = 0.4.$$

Si el intervalo de mantenimiento es de seis meses

$$\lambda_b = \frac{0.4}{(0.5)^2} = 1.6$$

Con estos datos se puede entonces definir el intervalo óptimo de mantenimiento, minimizando el costo total anual, que como se ha dicho, se define como

$$T = A + B = \frac{M}{P} + (F\lambda_b P)$$

Para encontrar el punto de mínimo costo anual se deriva T con respecto a P y se iguala a cero:

$$\frac{dT}{dP} = -\frac{M}{P^2} + 2F\lambda_b P = 0$$

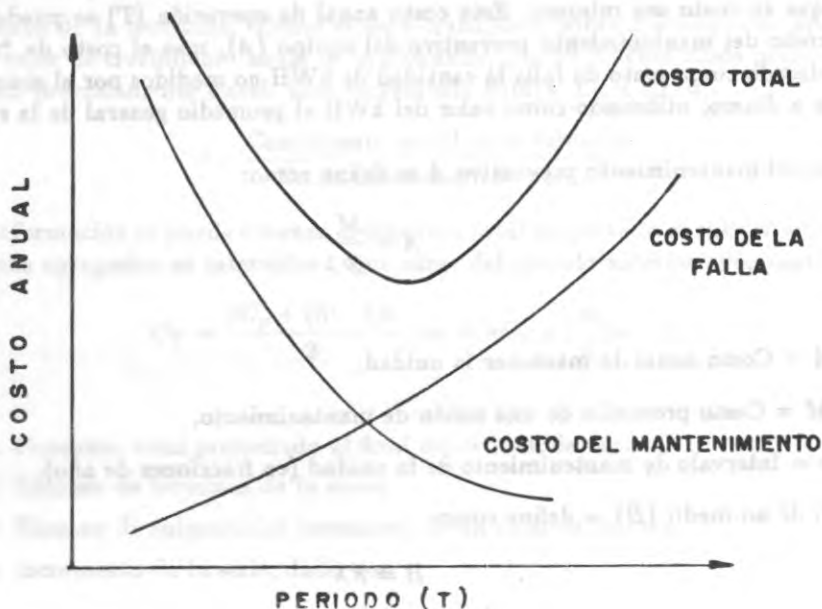


Figura IV.7: Costo anual de mantenimiento

Despejando P se obtiene,

$$P = \sqrt{\frac{M}{2F\lambda_b}}$$

Los valores de M , F y λ_b se pueden desagregar así:

$$\begin{aligned} M &= H_h \times O_h \times W \\ F &= H_f \times O_h \times W + C \\ \lambda_b &= \frac{\lambda}{P^2} = \frac{N}{QP^2} \end{aligned}$$

Donde,

H_h es el total de horas hombre para mantener una unidad de equipo eléctrico incluyendo tiempo de desplazamiento y tiempo perdido por otros operarios.

O_h es la tasa de recarga en por uno más uno.

W es el salario promedio de un operario, ajustado para incluir horas extras si fuere necesario, así como si existen diferentes categorías de personal para el mantenimiento y solución de problemas.

H_f es el promedio de horas-hombre totales para reparar una falla simple, incluyendo gastos de transporte y tiempo perdido por otros operarios. Este tiempo, junto con H_h cubren el tiempo acumulado de todo el personal involucrado en la corrección de la falla.

C son los costos no laborales asociados con la falla. Comprende la suma de las pérdidas por energía dejada de medir y por tanto de cobrar; el costo promedio de reemplazar las piezas dañadas y otros costos asociados con la falla, incluyendo la pérdida de confiabilidad del sistema de medidas.

P_p es el período presente o intervalo presente de mantenimiento asociado con el tiempo sobre el que se halla colectado la historia de fallas.

Si eventualmente se desea que el período óptimo de mantenimiento incluya un parámetro de confiabilidad, éste se puede incluir multiplicando las pérdidas por energía no medida por un factor de ajuste, que puede ser del orden de diez.

Anexo V

CASO COLOMBIANO

V.1 Introducción

El sector eléctrico colombiano tiene un gran interés en el control de pérdidas eléctricas como una respuesta al crecimiento de las pérdidas y al alto índice que éstas representan y que están incidiendo significativamente en la gestión económica y financiera de las empresas y en los planes de expansión del sistema.

En este anexo se incluye una descripción del sector eléctrico colombiano en relación a su estructura, operación y una presentación estadística que describe históricamente sus principales características incluyendo área de servicio, demanda, capacidad instalada, cobertura, longitud de líneas de transmisión, etc. Se presenta de igual forma el comportamiento histórico de las tarifas y su incidencia en la producción industrial y en los ingresos familiares disponibles.

En la sección V.3 se presenta el comportamiento histórico de las pérdidas de energía y la desagregación de éstas entre técnicas y no técnicas.

Finalmente se incluye una presentación de los planes y proyectos que en la actualidad ha asumido el sector eléctrico colombiano con el fin de reducir las pérdidas de energía a niveles aceptables.

V.2 Descripción del sistema colombiano

Para suplir de servicio de electricidad a sus aproximadamente 35 millones de habitantes (de los cuales el 69% aproximadamente están localizados en zonas urbanas) en un territorio con una extensión de 1'141.748 km² y satisfacer las necesidades de desarrollo del país, el sector eléctrico colombiano ha crecido aceleradamente en las dos últimas décadas.

A continuación se presentan los aspectos más relevantes que describen este desarrollo.

V.2.1 Reseña histórica

El origen del sistema eléctrico colombiano se remonta a los últimos años del siglo pasado, cuando se constituyeron las primeras empresas de energía eléctrica, la mayoría de carácter privado.

En el año de 1938, el suministro de energía eléctrica se declaró servicio público fundamental, con lo cual la nación, los departamentos y municipios se comprometieron a cooperar en su desarrollo y financiamiento. Durante las dos décadas siguientes se constituyeron diversos establecimientos públicos encargados de la prestación del servicio eléctrico. El primero de ellos, de carácter nacional fue el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico —ELECTRAGUAS—.

En 1968 se reestructuró ELECTRAGUAS y cambió su nombre por el de Instituto Colombiano de Energía Eléctrica —ICEL. Con el apoyo del ICEL, después de 1970 se constituyeron nuevas empresas, llegándose a un total de 20 electrificadoras.

Ya desde los años cincuenta se comenzó el proceso de descentralización sectorial el cual cobró mayor fuerza con la creación de entidades regionales como la Corporación Autónoma Regional del Cauca —CVC— (1954) y la constitución de entidades municipales como las Empresas Públicas de

Medellín —EPM — (1955) y la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá — EEEB — (1959). Dicho proceso continuó con la creación de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica — CORELCA — en 1967.

En 1963 las principales empresas iniciaron negociaciones con el fin de interconectar sus sistemas, creándose como resultado de éstas, Interconexión Eléctrica S.A. — ISA — en 1967, teniendo como socios a EPM, EEEB, CVC e ICEL. Con el ingreso de CORELCA a ISA en 1976 se configuró un sistema que ha logrado cambiar el aislamiento regional por un alto nivel de planeamiento técnico a nivel integrado, tanto en la programación de nuevas inversiones como en la operación de los sistemas existentes.

V.2.2 Estructura y operación del sector eléctrico

En Colombia la prestación del servicio de energía eléctrica se adelanta totalmente por entidades del Estado y mediante la expedición del Decreto Ley 636 del 10 de abril de 1974, le fue asignado al Ministerio de Minas y Energía proponer y adelantar la política nacional en materia de electricidad a través de las diferentes entidades adscritas o vinculadas al mismo.

En la figura V.1 se presenta un esquema que describe las relaciones institucionales del Sector Eléctrico y en la figura V.2 las relaciones operacionales del mismo. [9]. La figura V.3 presenta un mapa de Colombia con las áreas de cubrimiento de las empresas del sector eléctrico. [13]. A continuación se presenta una breve descripción de cada una de las mayores empresas que conforman el sector eléctrico colombiano.

- Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL)

Como se mencionó anteriormente el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico — ELECTRAGUAS — fue reestructurado pasando a denominarse Instituto Colombiano de Energía Eléctrica — ICEL — en 1968.

Desde la creación de ELECTRAGUAS, el organismo promovió la constitución de empresas departamentales de energía eléctrica que sirvieron fundamentalmente para integrar los recursos del Estado en los órdenes nacional y regional para atender el desarrollo eléctrico.

Con tal fin desarrolló las Electrificadoras de Antioquia, Atlántico, Bolívar, Córdoba, Cesar, Cundinamarca, Chocó, Boyacá, Santander, Guajira, Magdalena, Sucre, Tolima, Huila, Meta, Caquetá, La Central Hidroeléctrica de Caldas, CHEC, que sirve a Caldas, Quindío y Risaralda, las Centrales Eléctricas del Cauca, las Centrales Eléctricas de Nariño y las Centrales Eléctricas de Norte de Santander. Organizó además empresas de energía locales en muchas ciudades y poblaciones de las Intendencias y Comisarías.

El ICEL atiende actualmente a través de sus catorce filiales, el servicio eléctrico en quince departamentos y mediante plantas y sistemas locales en todas las Intendencias y Comisarías con excepción de la Intendencia de San Andrés y Providencia, adscrita a Corelca.

- Corporación Autónoma Regional del Valle (CVC)

La CVC creada en 1954, es un establecimiento público nacional, con autonomía administrativa y patrimonio propio; entidad descentralizada tanto territorialmente como por la prestación de servicios, adscrita al Departamento Nacional de Planeación.

El objetivo fundamental de la Corporación es promover el desarrollo integral, económico y social de la zona geográfica bajo su jurisdicción, constituida por la Hoya Hidrográfica del Alto Cauca, las vertientes del Pacífico vecinas a ésta y los terrenos aledaños que le están relacionados.

La CVC junto con su subsidiaria Central Hidroeléctrica de Anchicaya (CHIDRAL), produce y vende energía en bloque a las Empresas Municipales de Cali (EMCALI), Compañía de Electricidad de Tuluá, Empresas Municipales de Cartago (EMCARTAGO) e ISA; además la CVC distribuye energía eléctrica en del Valle del Cauca, a excepción de las ciudades Cali, Yumbo, Tuluá y Cartago, atendidas las dos primeras por EMCALI y las otras por las respectivas empresas municipales.

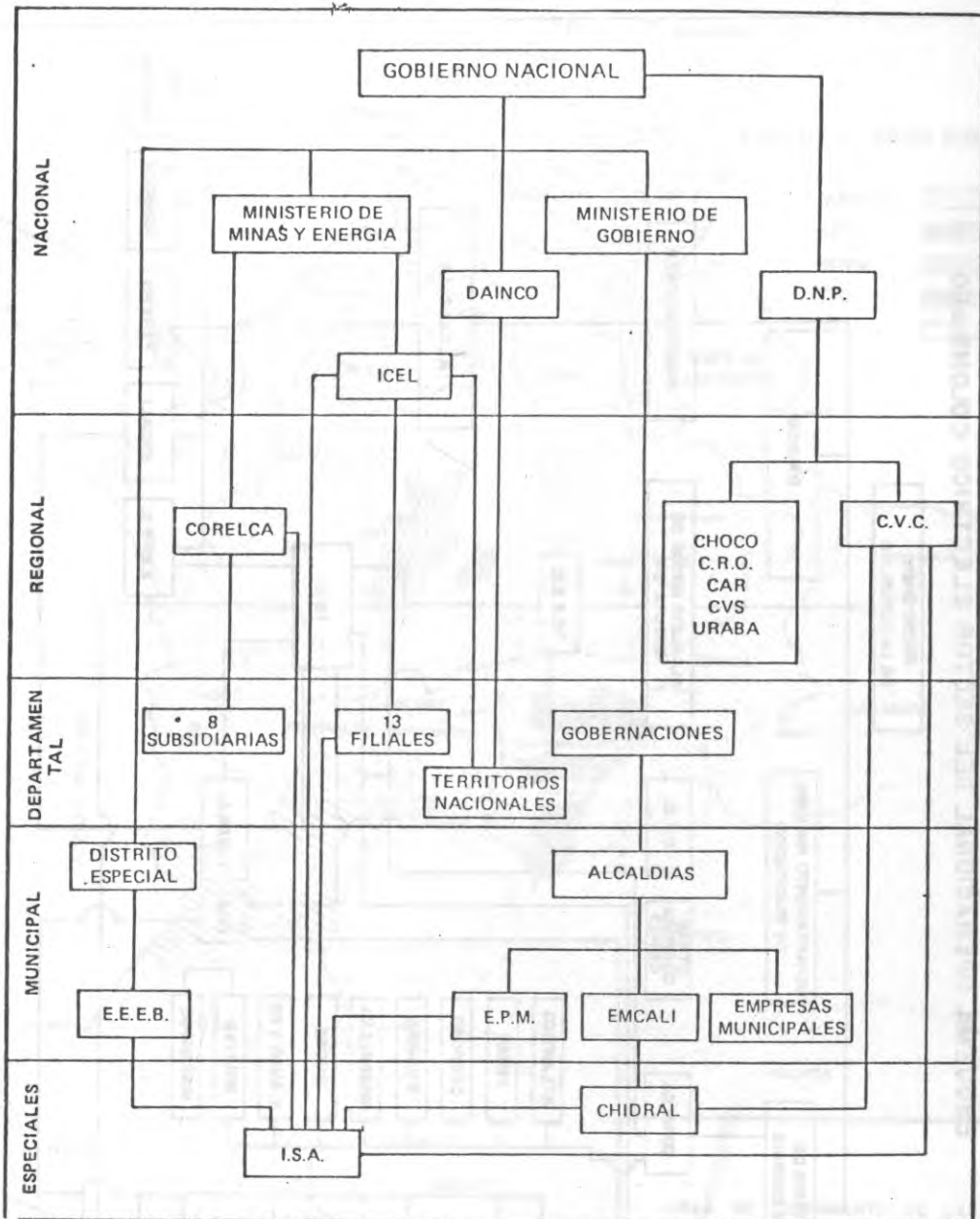


Figura V.1: Estructura institucional del sector eléctrico colombiano.

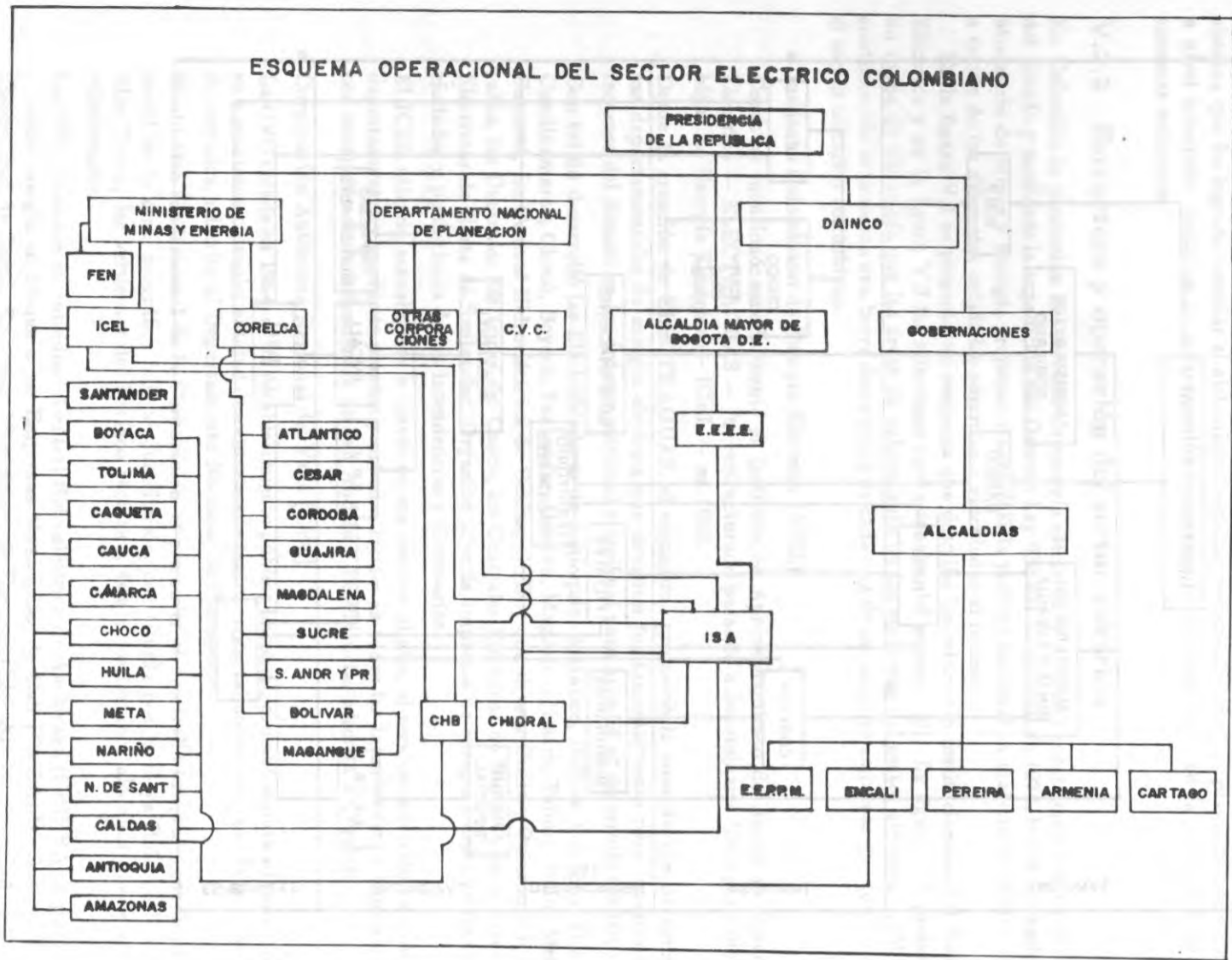


Figura V.2: Esquema operacional del sector eléctrico colombiano.

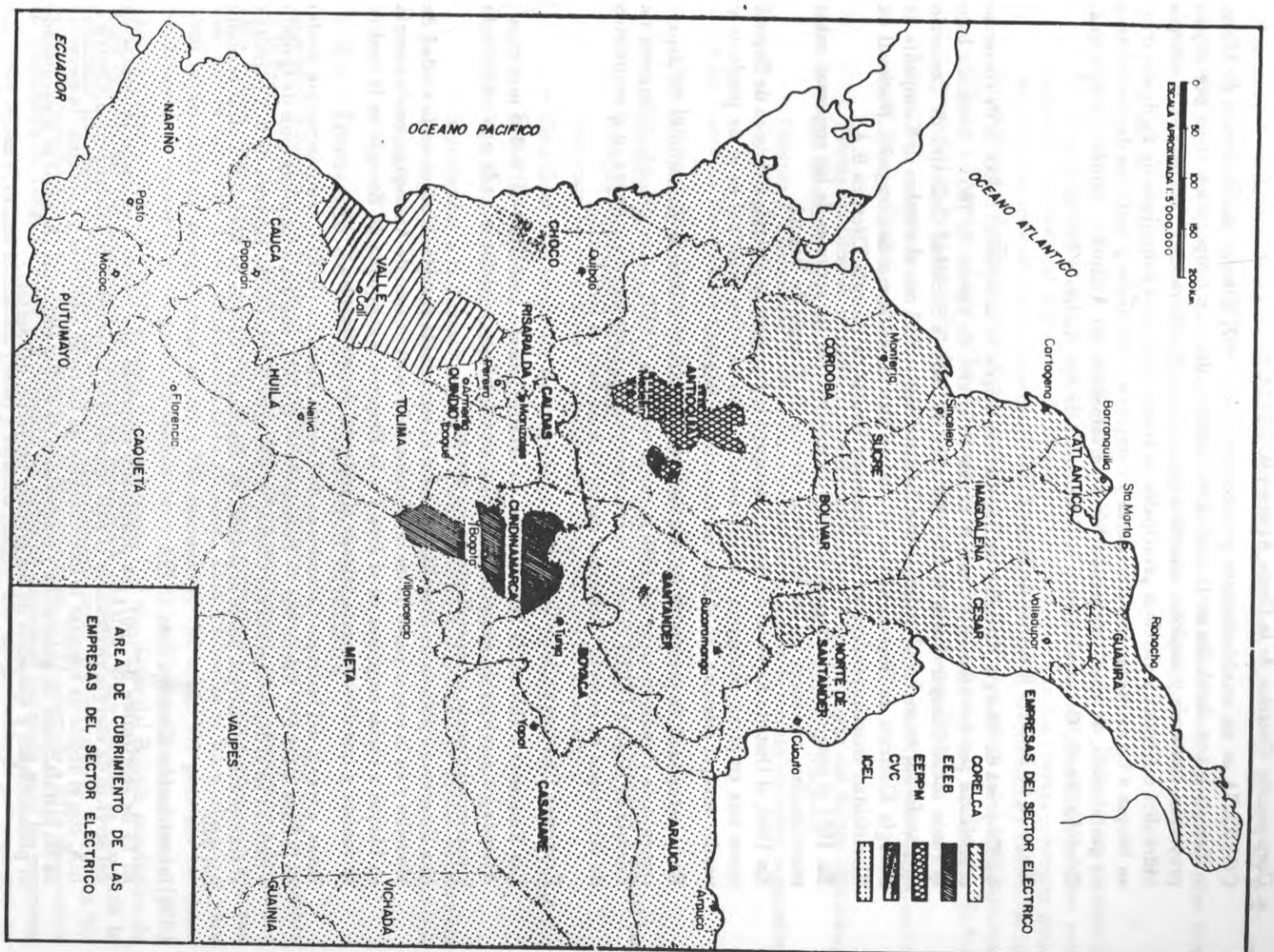


Figura V.3: Mapa de Colombia con las áreas de cubrimiento de las principales empresas del sector eléctrico.

- **Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA)**

CORELCA es un establecimiento público creado en 1967, adscrito al Ministerio de Minas y Energía y con domicilio en la ciudad de Barranquilla. La Corporación tiene por objeto proyectar, construir y explotar centrales generadoras de electricidad, con base en la energía hidráulica o térmica y sistemas principales de transmisión para suministro de fluido eléctrico en bloque a las empresas electrificadoras y complejos industriales y agrícolas dentro del área de jurisdicción, la cual comprende los departamentos del Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Sucre, Cesar, Guajira y la Intendencia de San Andrés y Providencia.

- **Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEB)**

La Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá tuvo origen en la sociedad colectiva de comercio organizada por los hermanos Samper Brush en el mes de agosto de 1903 y conocida bajo la razón social Samper Brush & Cía. En abril de 1904 la Sociedad Colectiva de Comercio se transformó en sociedad anónima que funcionó hasta 1927 con el nombre de Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá, año en el cual se hizo la fusión con la Compañía Nacional de Electricidad constituyéndose así las Empresas Unidas de Energía Eléctrica S.A.

En 1951 el municipio de Bogotá adquirió la totalidad de las acciones de las empresas antes mencionadas, creándose así las Empresas Unidas de Energía de Bogotá.

En 1959, el Distrito Especial de Bogotá instituyó la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá como una empresa autónoma descentralizada, cuyo objetivo principal es el de producir y vender energía eléctrica, en el Distrito Especial de Bogotá.

En la actualidad, la prestación de este servicio se extiende a algunas poblaciones del departamento de Cundinamarca. En 1989 la razón social de EEEB fué modificada a Empresa de Energía de Bogotá (EEB) debido a la creciente participación de esta empresa en el suministro de otros tipos de energía tales como gas en la zona bajo su jurisdicción.

- **Empresas Públicas de Medellín (EPM)**

Las Empresas Públicas de Medellín son un establecimiento autónomo del orden municipal. Atiende los servicios de energía, acueducto, alcantarillado y teléfonos, cada uno estatutario y patrimonialmente independiente de los demás.

Las Empresas Públicas de Medellín atienden al servicio de energía eléctrica en la ciudad de Medellín y en la mayor parte de los municipios del departamento de Antioquia, vende energía en bloque a varias empresas en el área y a la Empresa Antioqueña de Energía de la cual es accionista y que directamente atiende el resto del departamento.

Estas, a través del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), suministran por medio de la línea a 110 kV, Ancón Sur — Bolombolo — Quibdó, energía a los municipios de Quibdó e Itsmina en el departamento del Chocó; las líneas de interconexión eléctrica de ISA permiten el transporte de energía desde el sistema de Empresas Públicas de Medellín a otras regiones del país.

- **Interconexión Eléctrica S.A. — ISA**

El 14 de septiembre de 1967, las principales empresas que tienen a su cargo la prestación del servicio de energía eléctrica en el país constituyen la sociedad de Interconexión Eléctrica, ISA, con el objeto de ejecutar la interconexión de las redes eléctricas y coordinar la ejecución de las instalaciones de generación y transmisión de dichas empresas. Además se le encomendó el planeamiento y ejecución de los grandes proyectos del Sector.

El Gobierno Nacional y las empresas socias de ISA acordaron en septiembre de 1977 incluir en la Sociedad a la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica para lo cual el ICEL y la CVC cedieron a esta entidad las acciones requeridas para la inclusión de CORELCA. ISA actualmente tiene su sede en la ciudad de Medellín. Tiene como objeto social: la interconexión de los sistemas eléctricos de los accionistas y entre éstos y las centrales de propiedad de la Sociedad.

Son accionistas de ISA, la EEEB en un 25%, EEPPM en un 25%, la CVC en un 20%; el ICEL en un 15% y CORELCA en un 15%.

Complementan la estructura organizacional del sector eléctrico las siguientes entidades que prestan su concurso financiero y directivo al sector eléctrico colombiano:

- **Financiera Eléctrica Nacional**

La Financiera Eléctrica Nacional, cuya creación fue autorizada en 1982, es una entidad financiera del Estado, del orden nacional constituida como sociedad de capital público por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, regida por las normas previstas para las empresas industriales y comerciales del Estado y sometida a la vigilancia y control de la Superintendencia Bancaria; la Contraloría General de la República ejerce sobre la Financiera Eléctrica Nacional, el control fiscal previsto para las entidades financieras del Estado. Su fin primordial es la financiación de proyectos, o programas del Sector Eléctrico.

Para dar cumplimiento a este objeto social la Financiera Eléctrica Nacional realiza entre otras, las siguientes operaciones:

- Otorga créditos en moneda nacional o extranjera a las empresas del Sector Eléctrico, que acrediten su calidad de accionistas de la Financiera Eléctrica Nacional.
- Compra y/o descuento títulos valores y otros documentos de crédito emitidos, aceptados o negociados por entidades del Sector Eléctrico.

- **La Comisión Nacional de Energía**

Las funciones de la Comisión Nacional de Energía son las siguientes:

- Adoptar los planes de expansión para atender a mínimo costo económico y social las necesidades energéticas del país.
- Autorizar los programas y proyectos de la exportación de energéticos.
- Coordinar la elaboración de programas a cargo de la entidades descentralizadas del Sector Energético.
- Fijar los precios para el productor del gas natural, del petróleo crudo, etc.
- Recomendar a la Junta Nacional de Tarifas ajustes a la política de tarifas del servicio de energía eléctrica, para garantizar su consistencia con las políticas de precios de otros energéticos.

V.2.3 Demanda de energía y capacidad instalada

La evolución histórica de la demanda de energía en Colombia para el período 1970-1988 se presenta en la figura V.4 [13]. Como puede apreciarse luego de un crecimiento con una tendencia a duplicarse cada 7 años -hasta 1976- el crecimiento de la demanda presenta un menor crecimiento con una tasa que se aproxima a una duplicación cada 10 años. Esta tendencia se ha acentuado y para 1989 la demanda de energía creció en un 4.6% únicamente. La tabla V.1 presenta los datos históricos de la demanda y del producto interno bruto (PIB) y el ingreso nacional bruto (INB) para el mismo período. La tabla tomada de la referencia [13] cita datos del Boletín estadístico de Abril de 1981 del Departamento Nacional de Estadística -DANE-. Para atender la demanda la capacidad instalada en Colombia ha crecido aceleradamente como se observa en la figura V.5 [9]. la capacidad instalada de aproximadamente 2000 Megavatios en 1970 ha llegado a 8374 Megavatios en Noviembre de 1982. La tabla V.2 presenta los datos de capacidad instalada para las empresas del sector según el origen hidráulico (78%) y térmico (22%), [13]. La demanda de potencia pico en 1988 fué de 5594 Megavatios en el sistema eléctrico colombiano. La figura V.6 presenta la curva típica de demanda en Megavatios para 1988.

V.2.4 Cobertura y usuarios

Las figuras V.7 y V.8 presentan las principales estadísticas relativas al número de suscriptores del sector y a la cobertura rural y urbana del servicio de energía eléctrica según datos tomados de la referencia [8] y [13], respectivamente.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
EVOLUCION HISTORICA DE LA DEMANDA DE ENERGIA
SISTEMA TOTAL
1970-1988

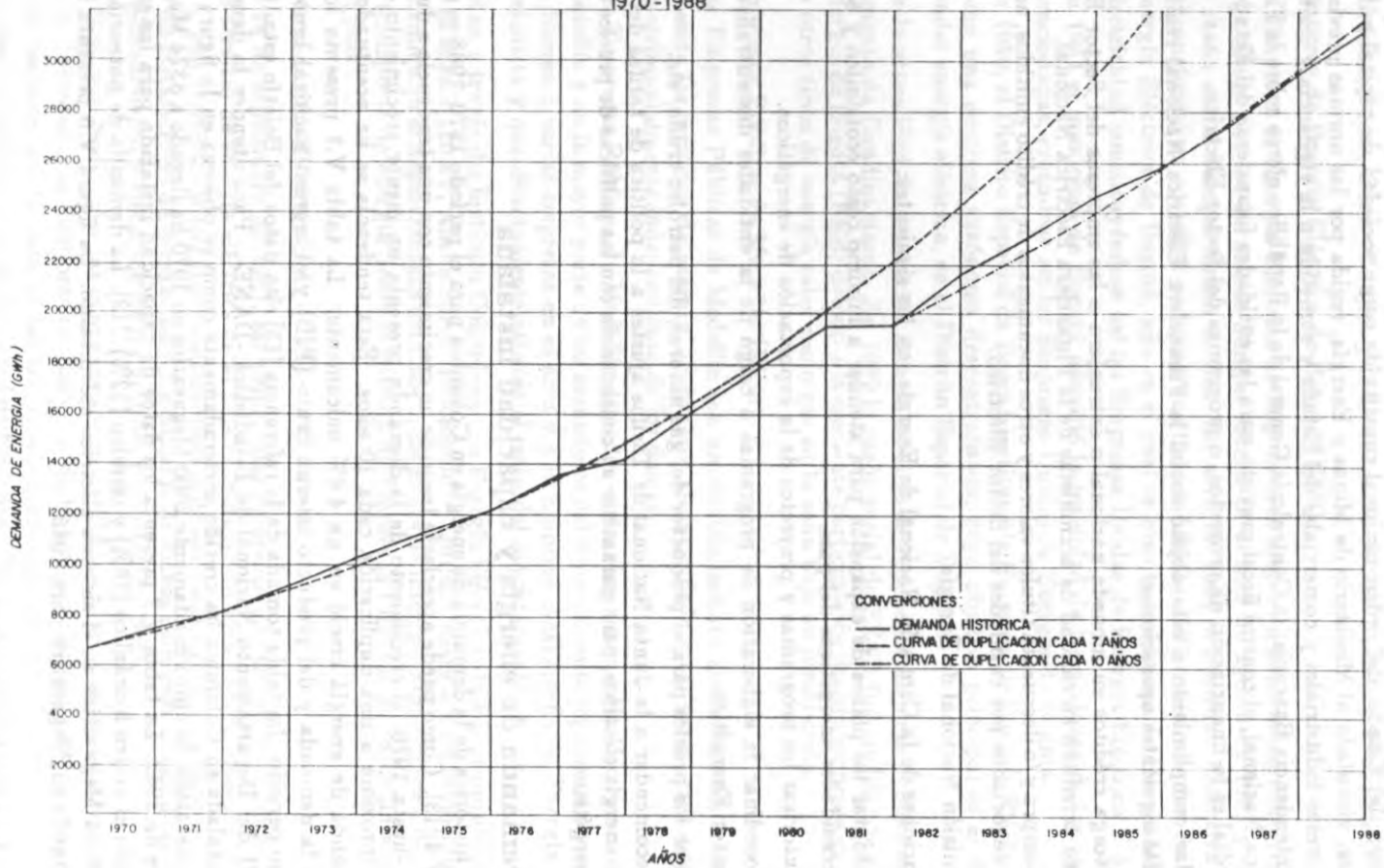


Figura V.4: Evolución histórica de la demanda de energía 1970 - 1978 en el sector eléctrico colombiano

AÑO	DEMANDA REAL (GWh) (2)	RACIONAMIENTO ESTIMADO (GWh) (3)	DEMANDA TOTAL	TASA DEMANDA DE ENERGIA	TASA ACUMULADA DE DEMANDA DE ENERGIA	TASA PIB (6)	TASA INB (6)
1970	7450		7450				
1971	8192		8192	10.0	10.0	6.0	6.3
1972	9226		9226	12.6	11.3	7.7	7.6
1973	10263		10263	11.2	11.3	6.7	6.8
1974	11252		11252	9.6	10.9	5.7	6.5
1975	12192		12192	8.4	10.4	2.3	1.8
1976	13540		13540	11.1	10.5	4.7	4.6
1977	14184	426	14610	7.9 (5)	10.1	4.2	4.8
1978	16190		16190	10.8	10.2	8.5	8.7
1979	17875		17875	10.4	10.2	5.4	5.7
1980	19481	126	19605	9.7 (5)	10.2	4.1	4.3
1981	19520	1006	20526	4.7 (5)	9.7	2.3	2.1
1982	21549	32	21581	5.1	9.3	0.9	0.0
1983	23073		23073	6.9	9.1	1.6	1.0
1984	24588		24588	6.6	8.9	3.4	2.8
1985	25739		25739	4.7	8.6	3.1	2.8
1986	27551		27551	7.0	8.5	5.8	6.5 (6)
1987	29493	27	29520	7.1 (5)	8.4	5.3 (6)	5.4 (6)
1988	31148 (3)	67	31215	5.7 (5)	8.3	3.7 (7)	ND (8)

NOTAS:
(1) El término "Demanda de Energía" se refiere, en este informe, a la suma de Generación Bruta e Intercambios Netos. Por lo tanto incluye el Consumo Final, las Pérdidas totales (Transmisión, Distribución y Negras).
(2) Fuente: ISB, "Sistema Eléctrico Colombiano, Balance Energético Histórico, 1973 - 1988", en preparación.
(3) Estimativos ISB.
(4) Fuente: DAEC, Boletín de Estadística, Abril de 1989.
(5) Cifras obtenidas a partir de las demandas corregidas por racionamiento.
(6) Cifra provisional DAEC.
(7) Estimación preliminar DAEC.
(8) Cifra no disponible.

Julio de 1989

Tabla V.1: Sistema eléctrico colombiano. Datos históricos de la demanda de energía (1), del producto interno bruto y el ingreso nacional bruto 1970-1988

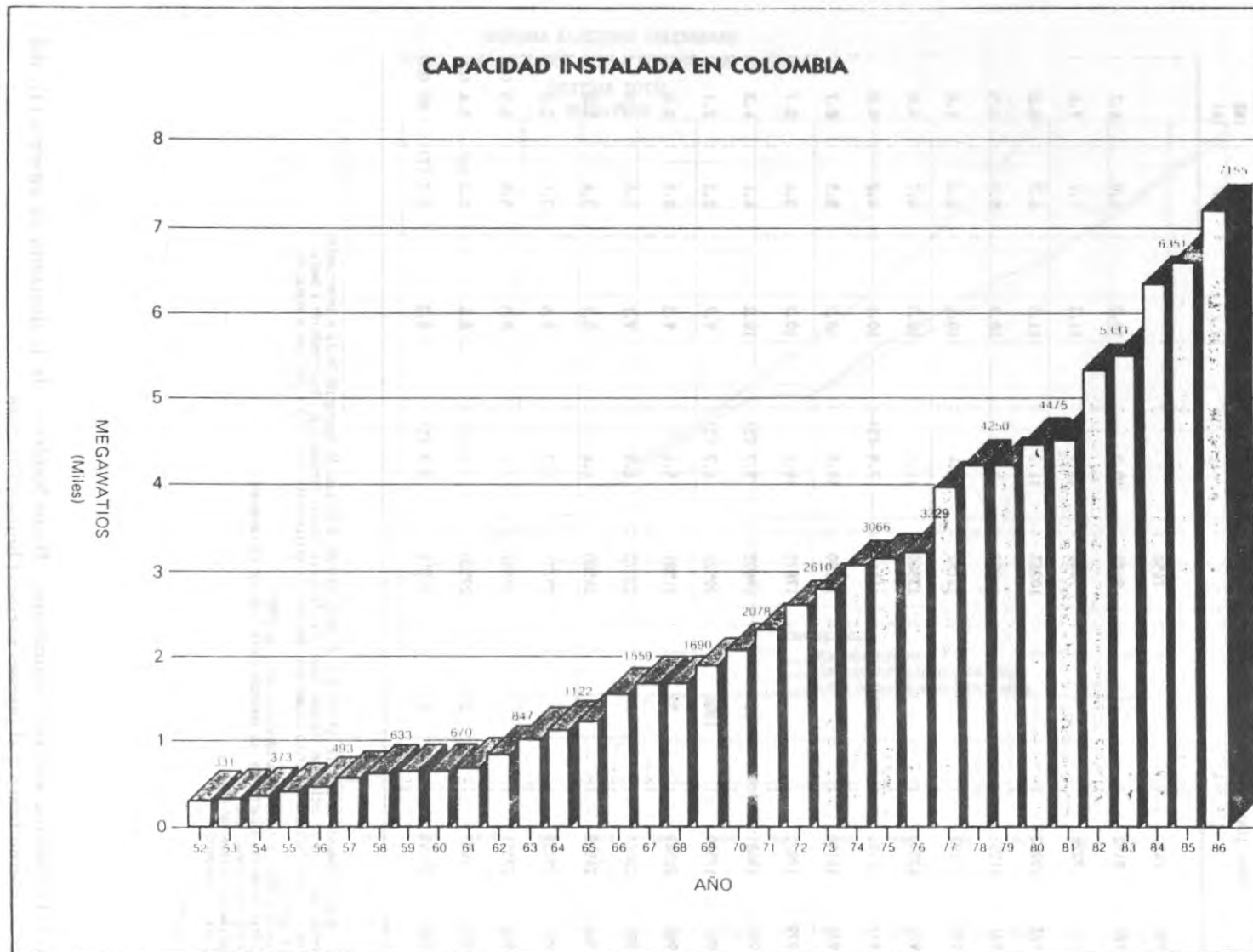


Figura V.5: Evolución histórica de la capacidad instalada en Colombia

V.2.5 Evolución histórica de las tarifas

La figura V.9 presenta la evolución histórica de las tarifas medias reales en dólares a precios constantes de 1988. Estas cifras indican que la tarifa se ha duplicado en promedio en valores constantes de 1973 — 1978.

Este incremento ha sido mayor en los sectores comercial e industrial. Datos de la industria indican que de la producción bruta industrial aproximadamente el 2.3% se gasta en pago de consumo de energía.

En el sector residencial la tarifa se ha mantenido prácticamente igual en valores constantes entre 1973 — 1988. Sin embargo su incidencia sobre los ingresos familiares ha sido también significativa al representar en 1973 el 0.43% del ingreso neto disponible familiar (después de impuestos) y el 0.98% en 1988 como lo indica la figura V.10.

Este comportamiento tarifario ha influido en el comportamiento de las pérdidas no técnicas ya que el poder adquisitivo del grupo familiar ha disminuido y el costo de este servicio se ha incrementado significativamente en el sector industrial, lo cual se traduce en una mayor agresividad de los usuarios fraudulentos para cometer hurtos de energía.

V.2.6 Líneas de transmisión

Para llevar la generación a los centros de consumo, en el año de 1987, el sistema de transmisión, incluyendo líneas de uno o dos circuitos, presentaba el siguiente kilometraje:

TENSION (kV)	LONGITUD (km)
500	524
230	3944
115	5822

La figura V.11 muestra un mapa con las principales líneas a 115, 230 y 500 Kilovoltios del sistema eléctrico colombiano. [13].

V.3 Evolución histórica de las pérdidas: Datos básicos y diagnóstico

V.3.1 Pérdidas totales de energía

Las pérdidas de energía han evolucionado, para el conjunto del sistema eléctrico colombiano en la forma que se registra en la tabla V-3. Hasta el año 1976 estas pérdidas presentaban unos valores que si bien no eran considerados óptimos, al menos eran considerados aceptables. A partir del año 1977 comenzaron a incrementarse los porcentajes de pérdidas en forma acelerada, razón por la cual en el año 1978 las empresas del sector encomendaron a ISA la realización del Estudio Nacional de Pérdidas de Energía Eléctrica para cuantificar más exactamente sus valores e identificar las causas y posibles soluciones para reducir el nivel de pérdidas.

Para el año 1981, año en el cual finalizó el estudio mencionado, las pérdidas se situaban en poco menos del 20% de la demanda total en energía. En los años siguientes se nota el aumento continuo del porcentaje de pérdidas aunque su crecimiento ha sido más lento en los últimos años. (Ver figura V.12).

V.3.2 Descomposición de las pérdidas

Las primeras cifras relativas a la descomposición de las pérdidas de energía eléctrica en el sistema eléctrico colombiano se obtuvieron en [6] y se presentan en la tabla V.4. Estos resultados son los aplicables al año 1978. Del total de pérdidas para este año 12.6% -aproximadamente dos terceras partes (2/3)- correspondían a pérdidas técnicas y el resto 6.4% - alrededor de un tercio (1/3)- a pérdidas no-técnicas, denominadas "pérdidas negras" en el estudio. Para esta descomposición se utilizó la clasificación definida en el estudio mencionado [1].

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA DEL SISTEMA

NOVIEMBRE 1989

ENTIDAD (1)	HIDRAULICA		TERMICA		TOTAL		
	MW	% (2)	MW	% (2)	MW	% (2)	% (3)
EEEB	1092	94.3	66	5.7	1158	100.0	13.8
EPPM	1368	100.0	0	0.0	1368	100.0	16.3
CVC	804	97.9	17	2.1	821	100.0	9.8
ICEL	346	40.4	510	59.6	856	100.0	10.2
CORELCA	0	0.0	1019	100.0	1019	100.0	12.2
CHB	500	100.0	0	0.0	500	100.0	6.0
ISA	2421	91.3	231	8.7	2652	100.0	31.7
TOTAL	6531	78.0	1843	22.0	8374	100.0	100.0

NOTA: En estas capacidades no se incluyen autoprodutores, capacidad Diesel y las pequeñas plantas que abastecen los Territorios Nacionales.

- (1) EEEB - Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
 EPPM - Empresas Públicas de Medellín
 CVC - Corporación Autónoma Regional del Cauca
 ICEL - Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
 CORELCA - Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
 CHB - Central Hidroeléctrica de Betania.
 ISA - Interconexión Eléctrica S.A.

(2) Distribución Hidráulica-térmica respecto al total por subsistema

(3) Distribución por subsistemas respecto al total

Tabla V.2: Sistema eléctrico colombiano. Capacidad instalada efectiva del sistema Noviembre 1989

CURVA TIPICA DE DEMANDA (MW) (1) 1988

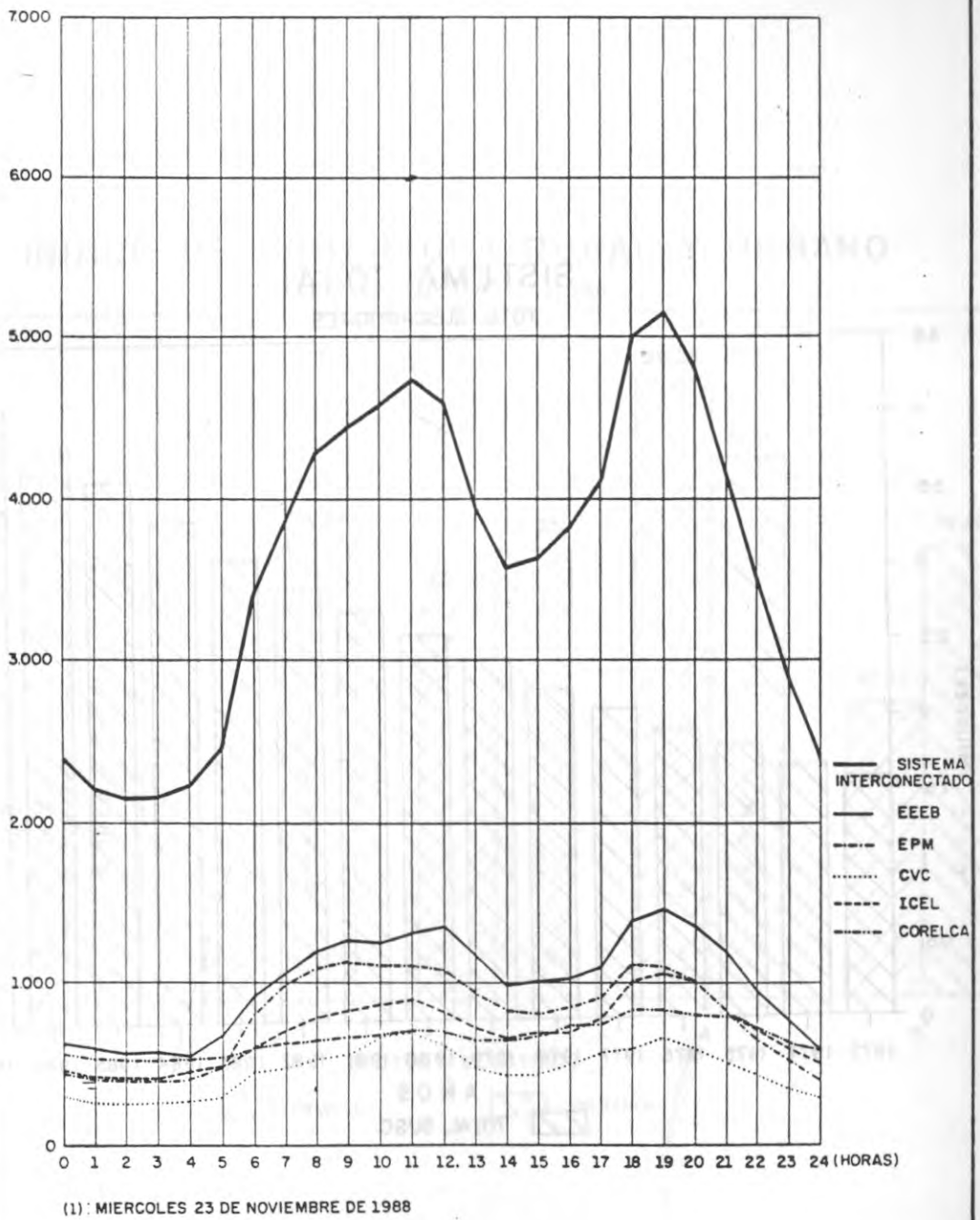


Figura V.6: Curva típica de demanda (MW) para 1988

LINEA TRAZA DE DEMANDA (MW) 1980

SISTEMA TOTAL TOTAL SUSCRIPTORES

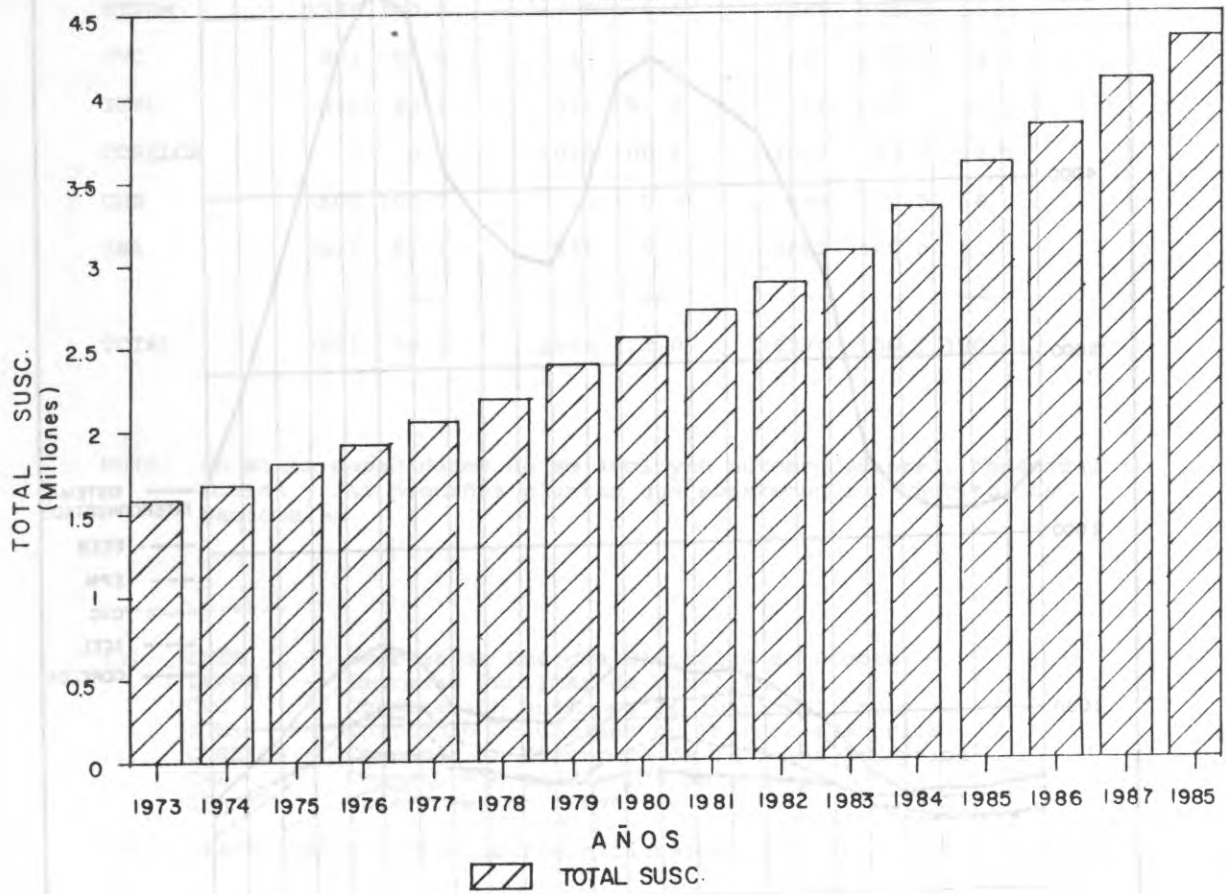


Figura V.7: Crecimiento histórico del número de suscriptores

INDICE DE COBERTURA RURAL Y URBANO

SECTOR ELECTRICO - 1986

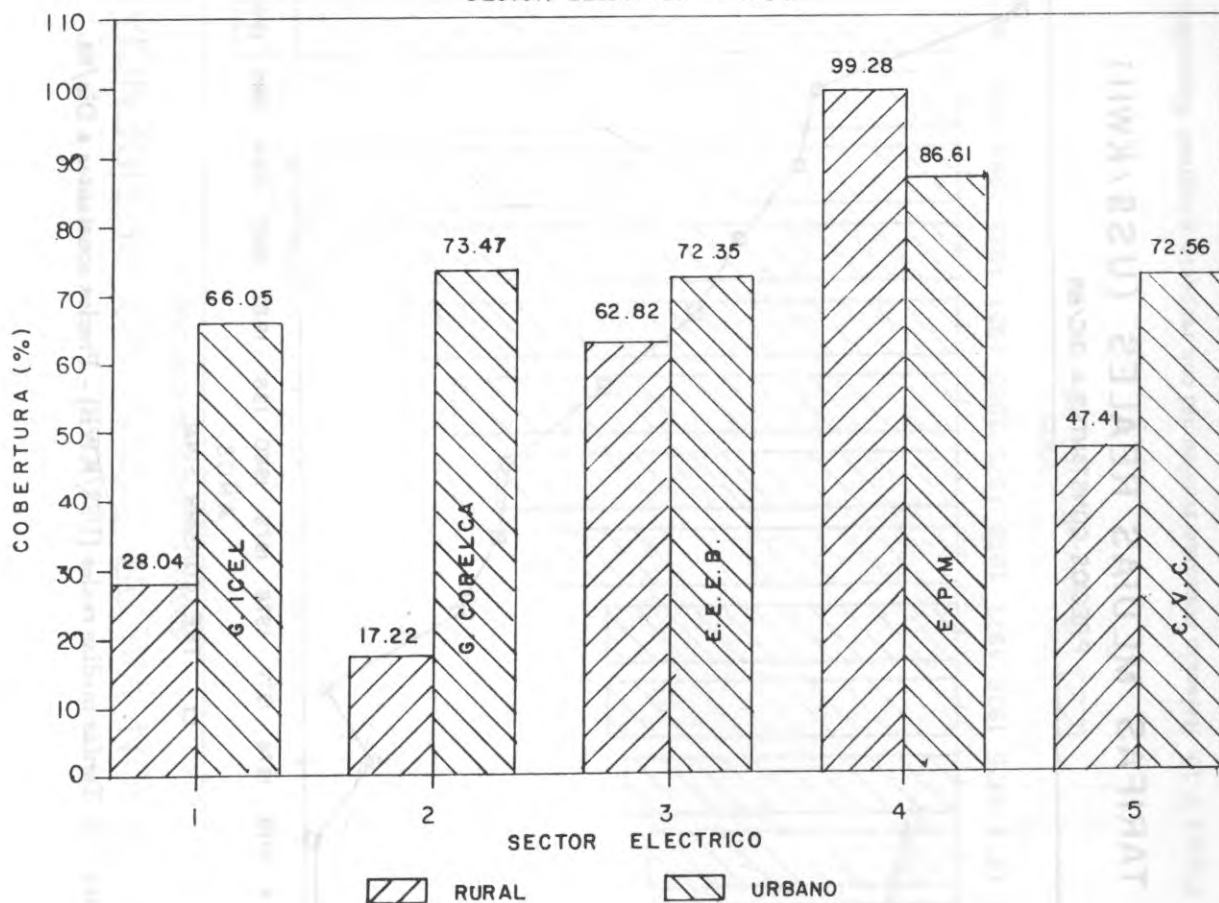


Figura V.8: Índice de cobertura rural y urbano - Sector eléctrico 1986

TARIFAS MEDIAS REALES (US\$/KWH)

PRECIOS CONSTANTES A DIC/88

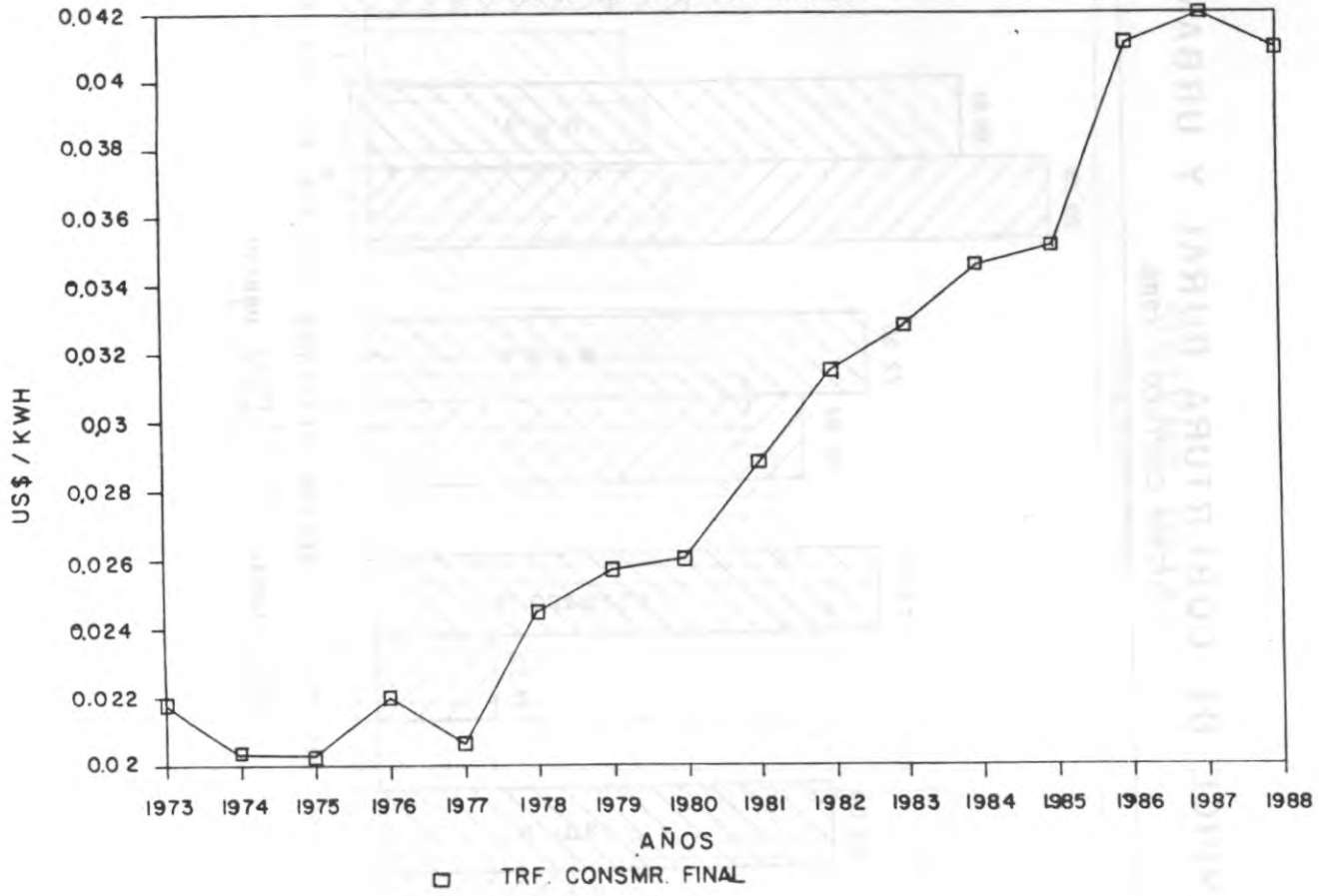


Figura V.9: Tarifas medias reales (US\$/KWH) - Precios constantes a Dic/88

RELACION VALOR CONSUMO RESIDENCIAL

SOBRE EL INGRESO DISPONIBLE

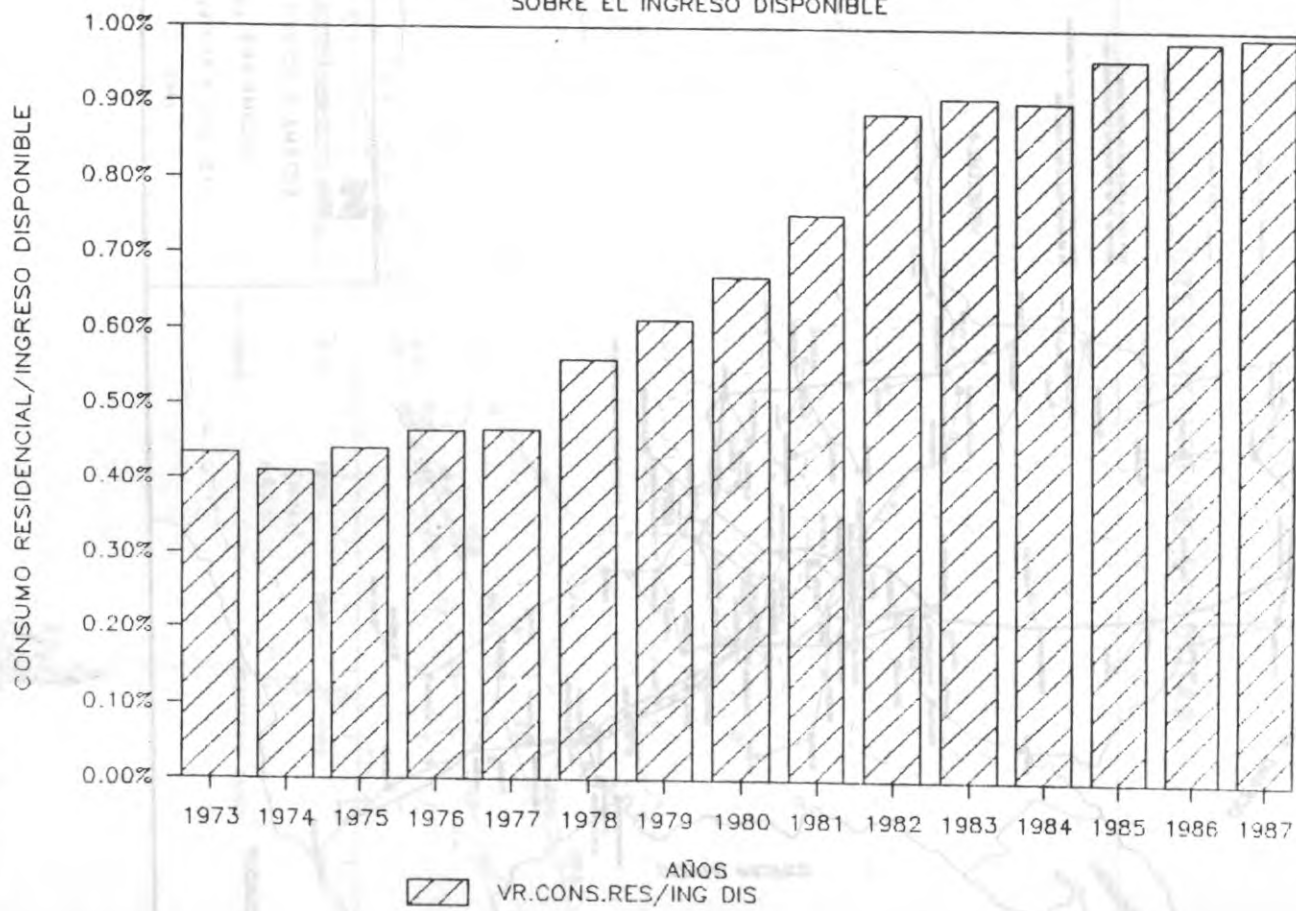


Figura V.10: Relación consumo residencial con respecto a ingreso disponible.



Figura V.11: Red de transmisión del sistema eléctrico colombiano - 1989

CRECIMIENTO DE PERDIDAS

PERIODO 1971 - 1987

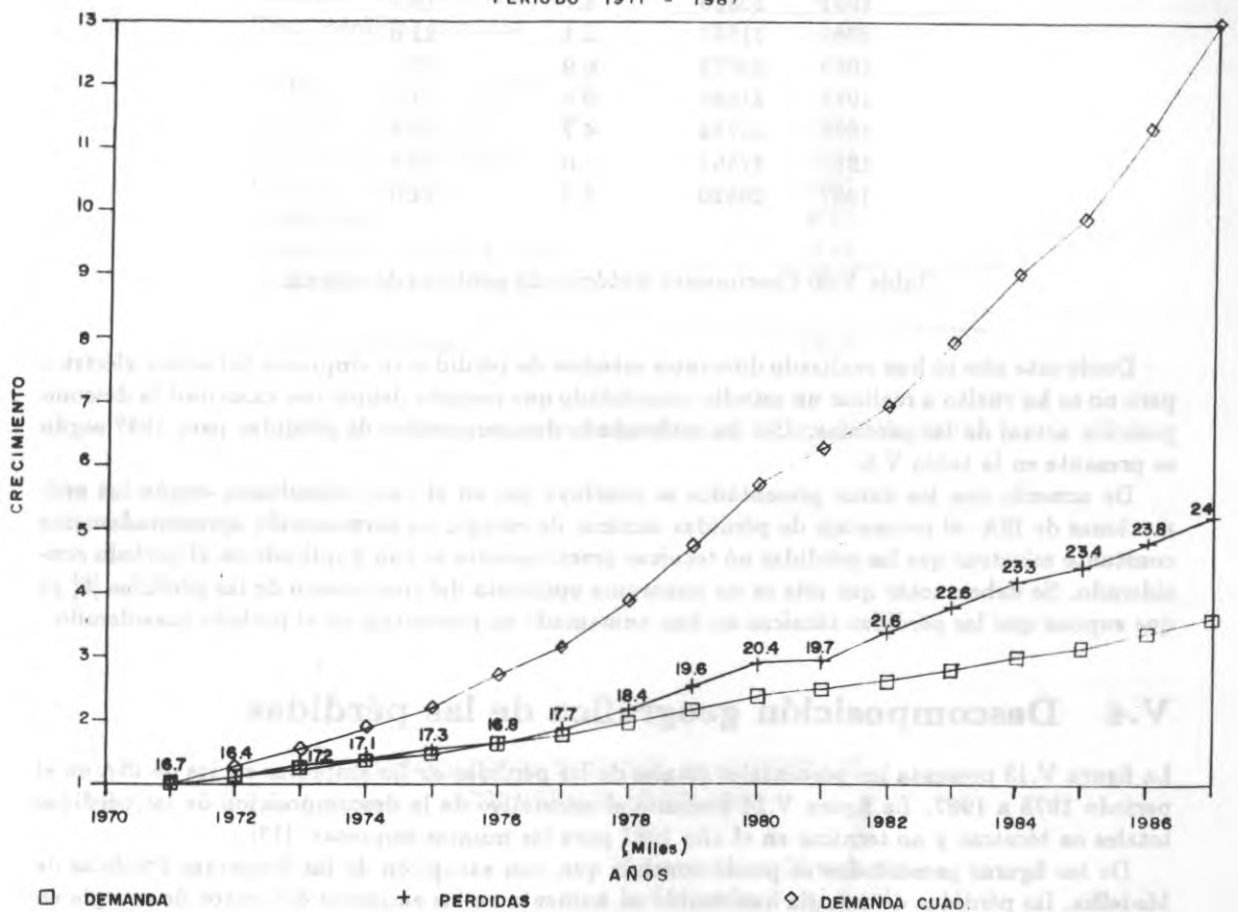


Figura V.12: Crecimiento de pérdidas - Período 1971-1987

Año	Demanda (GWH)	Tasa de crecimiento (%)	Pérdidas de energía (%)
1970	7450		
1971	8192	10.0	16.7
1972	9226	12.6	16.4
1973	10263	11.2	17.2
1974	11252	9.6	17.1
1975	12192	8.4	17.3
1976	13540	11.1	16.8
1977	14610	7.9	17.7
1978	16190	10.8	18.4
1979	17875	10.4	19.6
1980	19605	9.7	20.4
1981	20526	4.7	19.7
1982	21581	5.1	21.6
1983	23073	6.9	22.6
1984	24588	6.6	23.3
1985	25739	4.7	23.4
1986	27551	7.0	23.8
1987	29520	7.1	24.0

Tabla V.3: Crecimiento histórico de pérdidas de energía

Desde este año se han realizado diferentes estudios de pérdidas en empresas del sector eléctrico pero no se ha vuelto a realizar un estudio consolidado que permita definir con exactitud la descomposición actual de las pérdidas. ISA ha estimado la descomposición de pérdidas para 1987 según se presenta en la tabla V.5.

De acuerdo con los datos presentados se concluye que en el caso colombiano -según las estimaciones de ISA- el porcentaje de pérdidas técnicas de energía ha permanecido aproximadamente constante mientras que las pérdidas no técnicas prácticamente se han duplicado en el período considerado. Se debe anotar que este es un panorama optimista del crecimiento de las pérdidas [6] ya que supone que las pérdidas técnicas no han aumentado en porcentaje en el período considerado.

V.4 Descomposición geográfica de las pérdidas

La figura V.13 presenta los porcentajes totales de las pérdidas en las empresas socias de ISA en el período 1978 a 1987. La figura V.14 presenta el estimativo de la descomposición de las pérdidas totales en técnicas y no técnicas en el año 1987 para las mismas empresas. [13].

De las figuras presentadas se puede concluir que, con excepción de las Empresas Públicas de Medellín, las pérdidas de energía han venido en aumento en las empresas del sector de energía en Colombia. Por otra parte las pérdidas técnicas se estiman en algunas empresas en alrededor de un 10% mientras que las pérdidas no técnicas llegarían en algunos casos al 16%.

En el sistema eléctrico colombiano no se dispone actualmente de datos para efectuar un balance global por subsistema para los diferentes niveles de tensión con excepción de los datos relativos a las Empresas Públicas de Medellín [14].

V.5 Diagnóstico preliminar

Aunque desde 1982 se ha tratado de efectuar un control de las pérdidas eléctricas y no obstante que las empresas han identificado cada vez mas las causas de las pérdidas por medio de estudios es-

**DESAGREGACION DE LAS PERDIDAS
EN EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO — AÑO 1978**

PERDIDAS FISICAS	DEMANDA ¹	%
Líneas de transmisión		1.98
Líneas de subtransmisión		1.12
Transformadores de subestaciones		0.93
Alimentadores primarios		2.70
Transformadores de distribución		1.87
Alimentadores secundarios		4.02
Total pérdidas técnicas		12.62
PERDIDAS NO TECNICAS		
Contador adulterado		0.93
Contador descalibrado		1.03
Contador dañado		0.63
Tarifa fija		0.92
Conexiones ilegales y otras		2.92
Total pérdidas no técnicas		6.43
Total de pérdidas		19.05

Tabla V.4: Desagregación de pérdidas en el sector eléctrico

**DESCOMPOSICION DEL PORCENTAJE
DE PERDIDAS EN 1987**

	% respecto a la demanda	% respecto al total
Perdidas Técnicas	13.0	54
Pérdidas No Técnicas	11.0	46
Total	24.0	100

Tabla V.5: Descomposición del porcentaje de pérdidas

INDICE DE PERDIDAS DE ENERGIA

EVOLUCION HISTORICA

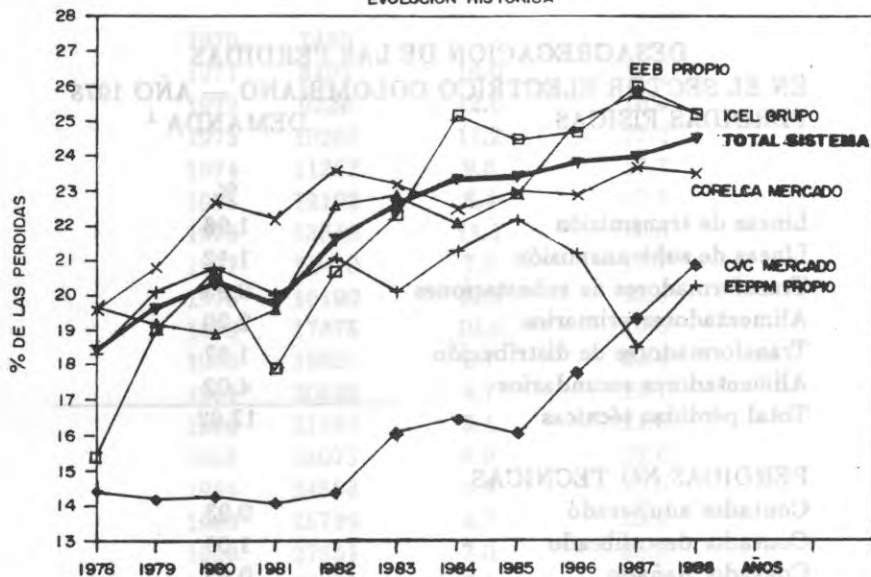


Figura V.13: Índice de pérdidas de energía - Evolución histórica

INDICES DE PERDIDAS EN 1988

% DE LAS RESPECTIVAS DEMANDAS

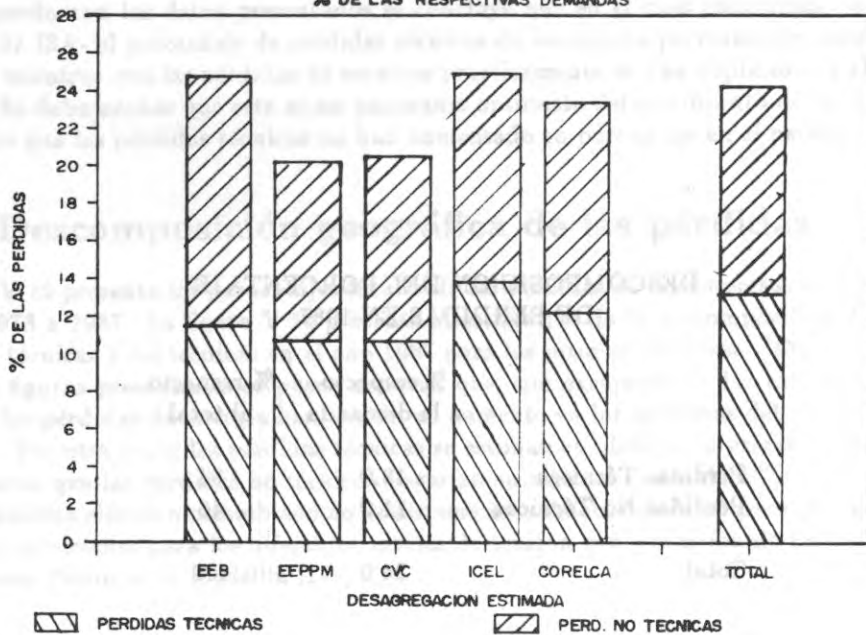


Figura V.14: Índices de pérdidas en 1988 - % de las respectivas demandas

pecíficos o por medio de estimación directa, y conocen las prioridades y medidas para su reducción, el nivel de pérdidas ha seguido en aumento en el sector eléctrico colombiano.

Los siguientes aspectos son los obstáculos que se identifican como causa de lo expuesto anteriormente [6]:

1. Las empresas no han tenido los recursos financieros suficientes para implementar proyectos y programas de reducción de pérdidas.
2. Las empresas han dado mayor prioridad a los programas de inversión postergando las soluciones relativas a controlar el nivel de pérdidas a un segundo plano, por cuanto las obras relativas a inversiones son por lo general más visualizables para la comunidad en las gestiones a corto plazo.
3. El índice de pérdidas presenta un crecimiento acelerado por las razones expuestas a continuación por lo cual las medidas que ponen en práctica las empresas apenas permiten reducir ligeramente las tendencias detectadas. Las consideraciones a tenerse en cuenta son:
 - En lo correspondiente a las pérdidas técnicas el crecimiento cuadrático de las pérdidas con la demanda crea una presión importante respecto a una renovación permanente de redes. Dada la obsolescencia de las redes y su prolongado tiempo de reemplazo este fenómeno se vuelve cada vez más crítico.
 - Respecto a las pérdidas no técnicas un factor que ha influenciado su crecimiento es el hecho del incremento de las tarifas de energía a un ritmo mucho mayor que en años anteriores, lo cual sumado al hecho de la caída del poder adquisitivo de las clases media y baja, origina una mayor agresividad por parte de los usuarios para cometer hurtos de energía.
 - También en relación con las pérdidas no técnicas, se debe mencionar una mayor penetración de la denominada economía no formal que a su vez presenta alta tendencia al robo de energía. Esto es típico en talleres y pequeñas fábricas caseras.
 - Otros factores de orden social como los altos niveles de desempleo y de migración del campo a asentamientos en las ciudades son factores que inciden en una mayor tendencia de los usuarios al robo de energía.
 - Finalmente se debe anotar que la Legislación Colombiana no contemplaba un manejo claro para los casos de robo de energía.

Para el sector eléctrico colombiano, desde el punto de vista de capacidad instalada y recursos financieros, es importante el control y la reducción de pérdidas por dos aspectos principales:

- Una reducción de pérdidas técnicas (de energía y de potencia) incide en un replanteamiento de la expansión del sistema ya sea postergando proyectos de expansión o reduciendo tamaños tanto de unidades de generación como de medios de transporte y de transformación.
- Una reducción de pérdidas no técnicas (se consideran solo bajo el aspecto de energía) conlleva mayores ingresos financieros de las empresas distribuidoras mejorando así el balance de su gestión.

V.6 Metodología

Se presenta en esta sección la metodología seguida en el sector eléctrico colombiano respecto al diagnóstico y control de pérdidas eléctricas tanto en el plano técnico como el organizativo y de apoyo financiero a los planes de reducción de pérdidas.

La figura V-15 presenta la metodología general que se ha utilizado hasta la fecha en el sector eléctrico colombiano respecto al análisis y reducción de pérdidas eléctricas.

En esta metodología se destacan los siguientes aspectos:

DIAGNOSTICO Y ANALISIS El diagnóstico se ha realizado a nivel general desde 1978 con el Estudio Nacional de Pérdidas Eléctricas lo cual ha sido continuado con estudios particulares de las empresas relacionadas en la tabla V-6.

EMPRESA	ZONA	AÑO
CORELCA	Departamentos de la Costa Atlántica	1982-1983
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	Bucaramanga	1984-1985
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	Barrancabermeja	1986-1987
ELECTRIFICADORA DE BOYACA	Departamento de Boyaca	1986-1987
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	Departamento del Huila	1985-1986
ELECTRIFICADORA DE NARIÑO	Departamento de Nariño	1988-1989
ELECTRIFICADORA DE CUNDINAMARCA	Departamento de Cundinamarca	1989-1990
ELECTRIFICADORA DEL META	Departamento del Meta	1989-1990
ELECTRIFICADORA DEL NORTE DE SANTANDER	Departamento del Norte de Santander	1988-1990
CORPORACION DEL VALLE DEL CAUCA — CVC	Departamento del Valle excepto Cali	1988-1990
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI — EMCALI	Municipio de Cali	1987-1990
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA	Sistema Eléctrico Bogotá y zonas aledañas	1990-fecha

Tabla V.6: Estudios de pérdidas eléctricas de las empresas del sector eléctrico colombiano

MEDIDAS ORGANIZATIVAS Desde los primeros estudios se detectó la necesidad de adoptar medidas organizativas tendientes a definir organismos encargados del control y vigilancia del nivel de pérdidas en el sector. Se destacan entre estas medidas la creación del subcomité de Sistemas de Distribución y Pérdidas de energía.

MEDIDAS FINANCIERAS Teniendo en cuenta las dificultades del sector eléctrico colombiano se han adoptado medidas de financiamiento contratando un empréstito con el Banco Interamericano de Desarrollo -BID- destinado a proveer recursos para implantar proyectos de reducción de pérdidas.

En las secciones siguientes se amplían estos aspectos presentando estudios y programas del sector y medidas organizativas que se han diseñado para su implantación.

V.7 Estudios y programas relacionados con pérdidas eléctricas

V.7.1 Estudio de pérdidas de energía en el sector eléctrico colombiano

En el año 1978, ISA contrató el "Estudio de Pérdidas de Energía en el Sector Eléctrico Colombiano" cuyo resumen se presenta a continuación aunque el estudio fue realizado hace una década aún conserva vigencia en aspectos conceptuales y de orientación.

Objetivos del Estudio

La meta primordial del estudio fue proporcionar a las Empresas de Energía Eléctrica de Colombia una visión panorámica del problema de las pérdidas de energía que permitiera:

- Clasificarlas y ordenarlas de acuerdo con su importancia económica y factibilidad de corrección.
- Delinear políticas tendientes a controlarlas y reducirlas a niveles económicos en el futuro.

El estudio consideró tanto las pérdidas técnicas, denominadas físicas en el estudio, como las pérdidas no técnicas que se llamaron pérdidas "negras".

Con el fin de lograr la meta propuesta se definieron los siguientes objetivos específicos del estudio:

- Efectuar un reconocimiento de la información disponible en las empresas y evaluar la posibilidad de su utilización y su confiabilidad estadística como base para estimar las pérdidas, efectuar su diagnóstico y evaluar medidas correctivas.

Pérdidas Técnicas	
1.	Ahorro futuro al eliminar la capacidad instalada no aprovechada en transformadores de distribución
2.	Reestructuración de alimentadores primarios
3.	Reestructuración de alimentadores secundarios
4.	Cambio de conductor en alimentadores secundarios
5.	Utilización de condensadores en alimentadores primarios
6.	Ahorro futuro al eliminar la capacidad instalada no aprovechada en transformadores de subestaciones
7.	Cambio de conductor en alimentadores primarios
8.	Redistribución de la carga en transformadores de distribución
9.	Mejor operación de los sistemas de transmisión
10.	Redistribución de la carga en transformadores de subestaciones
Pérdidas no técnicas	
1.	Calibración de contadores a corriente de funcionamiento en lugar de corriente nominal
2.	Detección y corrección del consumo ilegal
3.	Revisión cíclica y recalibración de contadores
4.	Mejor estimación de consumos con tarifa fija
5.	Detección y refacturación de consumos con contador dañado

Tabla V.7: Ordenamiento de las medidas remediales por su impacto económico según el Estudio de Pérdidas del Sector Eléctrico Colombiano

- Estimar las pérdidas de energía por empresa, nivel de voltaje, tipo de causa, etc. en la medida en que la información esté disponible, con el fin de establecer su importancia.
- Ordenar las pérdidas de acuerdo con su impacto económico y analizar posibles medidas correctivas a corto, mediano y largo plazo tendientes a disminuir las pérdidas a niveles más económicos y a permitir estimarlas y controlarlas con mayor confiabilidad y continuidad en el futuro.

Metodología de estimación de las pérdidas

La metodología utilizada para estimar las pérdidas en cada sistema necesariamente depende del nivel de suficiencia y extensión de la información disponible.

Dada la gran variedad de dicha información y con el fin de obtener una herramienta de estimación de pérdidas capaz de acomodarse a ella, se adoptaron, desarrollaron y probaron metodologías de muy diversa índole, desde estimación de estado utilizada en el caso de contar con información redundante en sistemas de transmisión, así como modelos estadísticos de correlación y regresión que utilizan tan solo información global de los sistemas de distribución [1].

Resultados del estudio

Los principales resultados del estudio relativos a la cuantificación de pérdidas se presentan en la tabla V.4 para el año 1978.

En cuanto a los beneficios de aplicar las medidas correctivas identificadas en el estudio se presenta en la tabla V.6 una relación de las principales actividades que se debían implantar ordenadas de acuerdo con su impacto económico.

Recomendaciones

Los resultados y conclusiones del estudio permiten hacer las siguientes recomendaciones de carácter y aplicabilidad general:

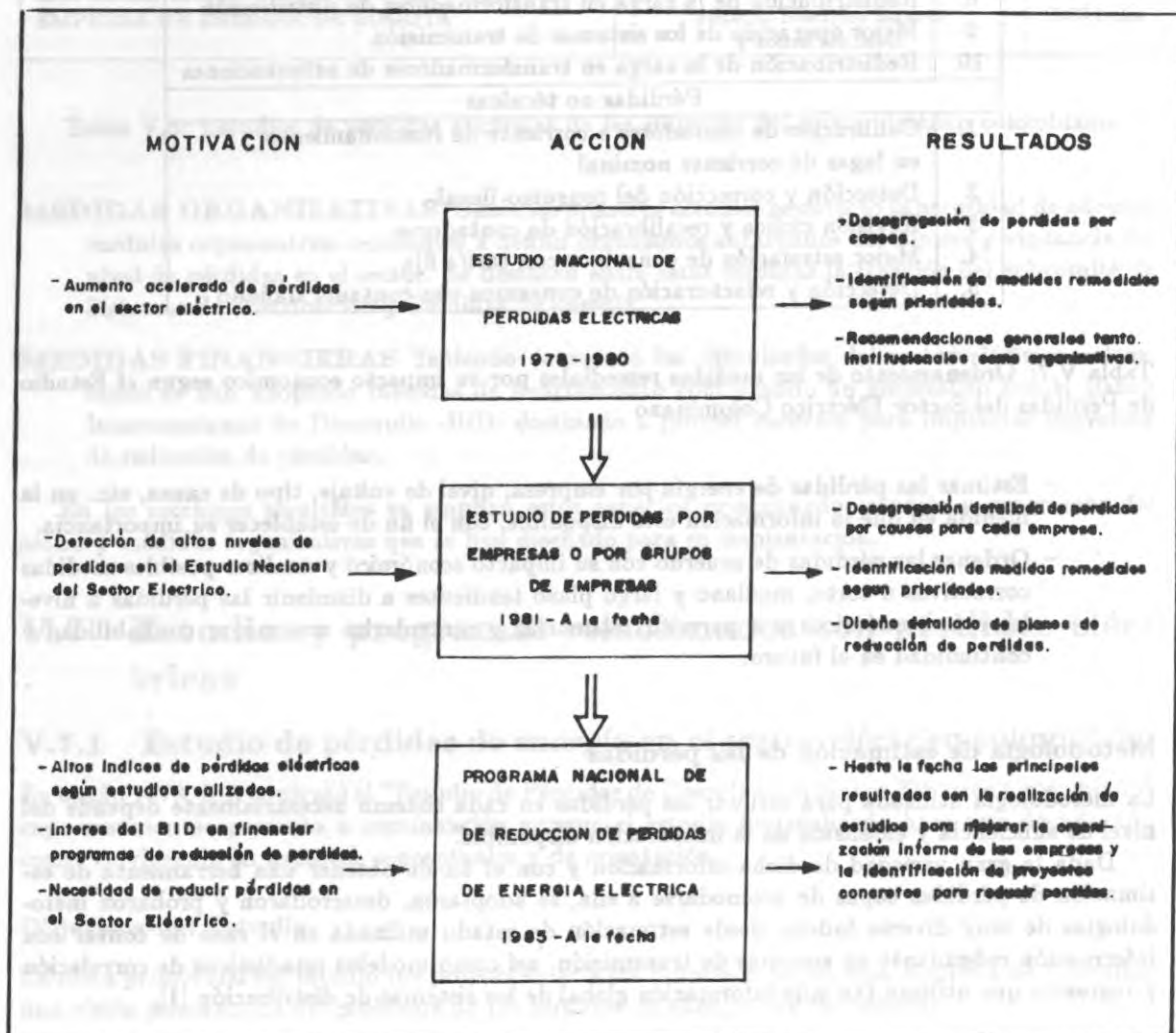


Figura V.15: Metodología general del sector eléctrico colombiano para el análisis y reducción de pérdidas eléctricas

- Con el fin de remover las limitantes actuales de la información y poder estimar y controlar las pérdidas de una manera más efectiva en el futuro se recomienda implantar en las empresas bases de datos y sistemas adecuados de manejo de la información relacionada con:
 - Los sistemas de distribución.
 - Los sistemas y procesos de facturación y cobro de la energía.
 - Los sistemas y procesos de vigilancia, detección, identificación, cuantificación y cobros de multas por fraude y contrabando de energía.
- Con el fin de establecer prioridades de implantación de las medidas remediales para las pérdidas técnicas es preciso tener en cuenta, además de su impacto económico, que muchas de ellas requieren para su diseño detallado, de la base de datos del sistema de distribución. Se recomienda, por consiguiente, estudiar su factibilidad en el siguiente orden (teniendo en cuenta que dicha base de datos se implante en dos etapas):
 - Manejo de la carga de los transformadores.
 - Reestructuración, cambio de conductor y utilización de condensadores en alimentadores primarios.
 - Manejo de reactivos en los sistemas de transmisión.
 - Reestructuración y cambio de conductor en alimentadores secundarios.
- Con el objetivo de reducir las pérdidas por concepto de estimación de consumos sin contador, se recomienda que las empresas en las cuales dichos consumos alcanzan un alto porcentaje, adopten políticas para reducir a un mínimo los suscriptores sin contador.
- Con el fin de legalizar el consumo en los sectores de menos ingresos, se recomienda estudiar la posibilidad de distribuir la energía en bloque, instalando contadores de energía directamente en los transformadores o circuitos de distribución y responsabilizando a un ente jurídico, representante de tales sectores, por el cobro a cada usuario particular.
- Con el propósito de establecer prioridades de implantación de las medidas remediales para las “pérdidas no técnicas” es preciso tener en cuenta, además de su impacto económico, las limitaciones de tipo social y legal en el área de cada empresa. Se recomienda, sin embargo, estudiar la factibilidad de ellas en el siguiente orden, sugerido por su importancia económica:
 - Posibilidad de calibrar los contadores a niveles distintos del 100% de corriente nominal, más cercanos a la corriente promedio de los usuarios.
 - Revisión periódica de todos los circuitos para detectar consumos ilegales.
 - Revisión cíclica y recalibración de contadores.
 - Estimación de consumos con tarifa fija con base en correlación con usuarios con contador.
 - Detección y re facturación de consumos con contador dañado.
- Se recomienda revisar las normas que se usan en la actualidad para diseñar redes de distribución con el fin de tener en cuenta en ellas el impacto económico de las pérdidas de energía.
- Con el propósito de hacer un seguimiento a los resultados y recomendaciones del presente estudio se sugiere lo siguiente:
 - Mantener un intercambio de información entre las empresas del sector sobre todos los aspectos relacionados con las pérdidas de energía, a través del Comité creado para este propósito.
 - Crear Comités regionales a nivel de CORELCA, ICEL, etc. con el fin de promover estudios similares al presente que cubran más exhaustivamente las poblaciones menores y el sector rural.

V.7.2 Plan maestro de distribución

En la realización del estudio de pérdidas se identificó que en las áreas de distribución se presentaban la mayor parte de las pérdidas eléctricas y se observó la falta de planeamiento para la expansión de estos sistemas. Por tal motivo el sector eléctrico consideró oportuno realizar un estudio más detallado de los sistemas mencionados para lo cual contrató el estudio denominado "Plan Maestro de Distribución", PMD [12], cuyo informe final fué terminado en Mayo de 1982. Un resumen del estudio se dá a continuación.

Objetivos del estudio

El PMD tuvo dos objetivos fundamentales: El primero consistió en revisar y evaluar los procedimientos y criterios de planeación que utilizan las distintas empresas del sector de la distribución de energía en el país con el fin de determinar los estudios futuros que podrían ejecutarse para mejorar su planteamiento.

El segundo consistió en consolidar los planes de expansión de las empresas para el período 1982-2000, cubriendo el período 1982-1986 en detalle.

Resultados del estudio

La realización del PMD permitió obtener los siguientes resultados generales:

- Documentación de los procedimientos y criterios de planeamiento de las empresas que participaron en el estudio.
- Análisis del sector de la distribución en el cual se estudian las condiciones de desarrollo y las características del sector de los sistemas de distribución en el país.
- Recomendaciones generales para el desarrollo futuro del sector de la distribución en el país.
- Recomendaciones particulares para cada empresa.
- Plan de expansión detallado para cada empresa para el período 1982-1986, y Plan de Inversiones correspondiente para el período 1987-2000.

Conclusiones

Las conclusiones principales que se desprenden de este estudio son:

- Existe una gran diversidad entre las empresas en cuanto a planeamiento, la cual refleja el grado de desarrollo de las mismas.
- La función de planeamiento existe solamente en algunas empresas.
- El sistema de información de la empresa está por lo general orientado a dar apoyo a estudios financieros y de operación más que a estudios de planeamiento.
- En la mayoría de las empresas, se ha encontrado que el planeamiento busca dar solución a los problemas actuales del sistema pero carece de los medios para encontrar la alternativa de expansión más económica para la empresa y los usuarios.
- La planeación de los sistemas de distribución en países desarrollados se encuentra en un estado de transición en el cual se busca utilizar medios de procesamiento de datos y herramientas de cálculo más efectivos.

Recomendaciones Generales

Las recomendaciones de carácter general del estudio son:

- Crear la función de planeamiento en aquellas empresas que carecen de ella.
- Mejorar el sistema de información de las empresas tanto en su contenido como en su organización dotándolo de los medios adecuados de procesamiento de datos.
- Revisar los procedimientos de planeación y adquirir herramientas de cálculo más poderosas y de mayor alcance.
- Revisar los criterios utilizados en el planeamiento y diseño de los sistemas de distribución.
- Estudiar en mayor detalle las características de la demanda del sistema de distribución con el fin de proveer la información de carga requerida por los procedimientos de planeación.
- Definir programas de actualización y capacitación del personal profesional.
- Efectuar estudios sobre la estandarización de equipos y materiales.
- Continuar el actual comité del PMD, redefiniendo sus funciones y objetivos.

V.7.3 Programa nacional de reducción de pérdidas eléctricas

Descripción general

En el año 1985, el Banco Interamericano de Desarrollo -BID- manifestó su interés en financiar programas de reducción de pérdidas eléctricas teniendo como base que el país requería implementar las medidas remediales que estaban formulando los estudios de pérdidas pero no contaba con las fuentes de financiación requeridas para su ejecución. Con este propósito se establecieron conversaciones entre el BID y el sector eléctrico colombiano para desarrollar un programa que tendría como objetivo básico la reducción de pérdidas de energía, tanto de origen como físico como debidas a fraude o robo, en distribución eléctrica en algunas ciudades grandes e intermedias.

Con este fin el programa comprendería principalmente remodelación de redes de distribución primaria y secundaria, incluyendo cuando corresponda: cambio de conductores, tendido de nuevos alimentadores, reubicación y/o instalación de nuevos transformadores, instalación de condensadores, revisión y calibración de contadores de energía existentes e instalación de nuevos contadores, etc. El programa también comprendería expansión de redes de distribución primarias y secundarias, así como obras de subtransmisión urbana, cuando el cumplimiento de su objetivo básico de reducir las pérdidas lo requiera.

No se incluiría en este programa las dos principales ciudades del país (Bogotá y Medellín) por cuanto sus empresas eléctricas contaban con una estructura financiera tal que les permitía tener acceso directo a líneas de crédito internacional para desarrollar este tipo de programas.

El préstamo sería otorgado directamente a la FEN, institución que concedería subpréstamos a las empresas departamentales o municipales responsables de la distribución de energía eléctrica en ciudades grandes e intermedias o capitales de departamentos; estas últimas empresas serían las ejecutoras de los proyectos que integren el programa.

Como se vió en el esquema organizacional, la FINANCIERA ELECTRICA NACIONAL S.A. - FEN - cuyo propósito como entidad financiera es el de canalizar recursos monetarios tanto internos como externos destinados al financiamiento de las inversiones de las empresas del sector eléctrico colombiano, tiene a todas ellas como sus accionistas en una proporción en la que tiene mayoría de participación accionaria el Gobierno Nacional.

Para llevar a cabo sus objetivos, la FEN tiene estructurado un sistema de captación de recursos provenientes del ahorro interno a través de títulos de inversión de corto plazo, acordes con las características del mercado, cuyo nivel actual corresponde a cerca del 2% de la capacidad nacional del ahorro.

Con estos recursos han podido financiar parcialmente las necesidades de recursos internos de proyectos tanto de generación e interconexión como de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Igualmente, para satisfacer las necesidades de recursos externos de dichos proyectos ha iniciado la canalización del crédito externo para el Sector a través de créditos de la Banca Internacional de fomento como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo, lo mismo que créditos sindicados de la banca comercial y de organismos de fomento a las exportaciones como el EXIM-BANK. Dentro de este esquema se estructuró conjuntamente con el BID, el Departamento Nacional de Planeación, el Fondo Nacional para Proyectos FONADE, ISA, El Ministerio de Desarrollo, Minas y Energía y coordinado por FEN, el programa descrito para la reducción de pérdidas de energía eléctrica con disponibilidad de recursos del orden del equivalente a US\$200 millones, para ser ejecutado en cinco años y cuya iniciación se dió a finales de 1987. Este programa, denominado Programa Nacional de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica, está dirigido principalmente a mejorar la eficiencia operativa de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en el país, que por su estado actual no tuvieron la capacidad técnica, administrativa y financiera para adelantar sus propias acciones, como son la mayoría de las empresas electrificadoras departamentales y algunas de carácter municipal. La Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá tiene en desarrollo actualmente un programa de reducción de pérdidas financiado parcialmente con recursos del Banco Mundial, y las Empresas Públicas de Medellín están desarrollando otro para ser financiado con recursos de la banca de fomento directamente. El programa coordinado por FEN se desarrolla a través de dos acciones principales: a) Reducir los altos índices de pérdidas a niveles económicamente justificables, por medio de proyectos de remodelación de redes de distribución, localización adecuada de subestaciones y centros de transformación, replanteamiento de sus áreas de influencia, mejoras en los sistemas de facturación, instalación de contadores y en general la ejecución de las medidas de control y correctivas de carácter técnico que se identifiquen en los estudios como económicamente recomendables para cada sistema distribuidor, y; b) Dotar a las empresas de la adecuada estructura organizacional interna, de tal forma que las empresas puedan adelantar eficientemente los programas de distribución requeridos por el país, en un esfuerzo por compensar el atraso con respecto a la planeación y ejecución de los sistemas de generación, transmisión e interconexión que han tenido en el sistema eléctrico colombiano.

Organización para la ejecución del programa

La ejecución del programa se ha previsto con plena responsabilidad por parte de las empresas participantes, de tal forma que cada una de ellas adelante los estudios de identificación y diseño de los proyectos en su área de influencia, bajo parámetros comunes que han sido o están siendo desarrollados por FEN, como los términos de referencia para los estudios de pérdidas, y la utilización de normas y guías de diseño que se pondrá a disposición de las empresas como revisión de las existentes, y que consideran las pérdidas como parámetro fundamental para los diseños futuros.

Igualmente, cada empresa abrirá las licitaciones correspondientes a las obras de sus proyectos bajo pliegos típicos de licitación que han surgido en el sector de un proceso de discusión y análisis conjunto de todas sus empresas dentro de lo que se ha denominado normalización.

Institucionalmente, FEN ha firmado el préstamo con el Banco Interamericano de Desarrollo por una cuantía equivalente a US\$ 80 millones y por tanto tiene la responsabilidad de ejecución del contrato, para lo cual ha creado una Unidad Coordinadora de programa.

Adicionalmente, y acorde con el esquema institucional del Sector Eléctrico Colombiano, se han establecido dos grupos de apoyo en las entidades matrices de las electrificadoras departamentales, ICEL y CORELCA. Estos dos grupos tienen las funciones de coordinar las acciones con relación a sus electrificadoras filiales subsidiarias, y apoyarlas en las tareas propias del programa mientras pueden realizarse las recomendaciones del estudio organizacional. A su vez en cada una de las empresas participantes en el programa se constituirá un grupo denominado Unidad Ejecutora para el Programa, cuya responsabilidad es la ejecución de los proyectos de reducción de pérdidas, desde la coordinación de los estudios de pérdidas hasta la evaluación de los proyectos ejecutados.

Como se mencionó, las empresas tienen la plena responsabilidad en la ejecución de los proyectos, y esta comienza con la contratación autónoma de los consultores para la ejecución de los estudios, generalmente financiados por FONADE, con la utilización de los términos de referencia uniformes, elaborados para el programa. En el transcurso de la ejecución de estos estudios, FONADE FEN, y la Empresa mantiene el seguimiento a la vez que van adquiriendo el conocimiento de las medidas de control que van surgiendo en cada caso.

de control que van surgiendo en cada caso.

Cuando dichos estudios terminan su etapa de diagnóstico y factibilidad, la empresa en conjunto con los consultores, elabora una solicitud parcial o total de sus proyectos, la cual es presentada a FEN para su análisis, revisión y los trámites pertinentes a través del Comité de Crédito.

Si este Comité efectúa la recomendación de aprobación, la solicitud se envía al BID para aprobación y cumplimiento de las condiciones contractuales del préstamo y una vez aprobada, se procede a aprobar el subpréstamo correspondiente en la Junta Directiva de FEN, base para los procedimientos normales y autorización de endeudamiento de la Empresa y de la garantía de la Nación en su caso, lo mismo que el intermediario financiero (banca o corporación financiera), requerido para este tipo de operaciones financieras.

V.8 Medidas organizativas

Debido a su importancia en la continuidad para ejercer las labores de control de pérdidas en el sector eléctrico colombiano se presenta a continuación los objetivos y composición del Subcomité de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía.

Durante la realización del Estudio Nacional de Pérdidas citado en la referencia [6], se creó entre las empresas socias de ISA, un grupo de trabajo llamado "Comité de Pérdidas" que en el período 1979-1981 tuvo como funciones principales la coordinación del mencionado estudio. Dentro de las recomendaciones dadas por el Estudio estaba la de continuar con dicho comité para llevar a cabo la coordinación de la aplicación de las medidas que se proponían.

Luego, durante la realización del "Plan maestro de distribución" [12] se le agregaron funciones realizadas con la coordinación para su desarrollo con el fin de lograr el objetivo de lograr criterios y políticas para la expansión de los sistemas de distribución y conformar un plan de inversiones.

Posteriormente, dado que la problemática de las pérdidas eléctricas y el desempeño de los sistemas de distribución venían adquiriendo más importancia dentro del contexto del sector eléctrico colombiano, se decidió dar un carácter más formal al grupo que se había creado durante la realización de los estudios anteriores y se conformó el "SUBCOMITE DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION Y PERDIDAS DE ENERGIA" del sector eléctrico colombiano.

V.8.1 Conformación

El Subcomité de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía presenta en la actualidad el siguiente esquema de funcionamiento: Depende del Comité de Planeación del Sector, está conformado por representantes de las empresas eléctricas y entidades gubernamentales relacionadas con el ramo y es coordinado por ISA. Sus integrantes son:

EEB	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
EEPPM	Empresas Públicas de Medellín
CVC	Corporación Autónoma Regional del Cauca
EMCALI	Empresas Municipales de Cali
ICEL	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas
CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
DNP	Departamento Nacional de Planeación
MINMINAS	Ministerio de Minas y Energía
FEN	Financiera Eléctrica Nacional S.A.
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.

V.8.2 Funciones

Funciones Generales

A partir de la información suministrada por las empresas, clasificar y ordenar las pérdidas en forma consolidada tanto en energía como en potencia, de acuerdo con su importancia económica y factibilidad de corrección.

- Delinear políticas y orientar medidas remediales tendientes a controlar las pérdidas y reducirlas a niveles económicos en el futuro.
- Canalizar y propiciar el intercambio de información entre las empresas para aprovechar las experiencias y resultados en los controles de las pérdidas energéticas y en la administración de los sistemas de distribución, desde el punto de vista de planeamiento y operación.
- Revisar y evaluar los procedimientos y criterios de planeación que utilizan las empresas para las áreas de subtransmisión y distribución. Proponer metodologías unificadas de planeamiento.
- Obtener la información de los planes de expansión de las empresas distribuidoras de energía, validarla respecto a las políticas gubernamentales y consolidar las inversiones a nivel nacional. Integrar estos programas a los de Generación y Transmisión a alto voltaje que planea ISA y sus Socios.

Funciones Específicas

Para el área de pérdidas:

- Mantener un intercambio de información entre las empresas sobre aspectos de pérdidas eléctricas, especialmente lo referente a actualización de cifras de pérdidas, su clasificación e impacto sobre las empresas.
- Hacer seguimiento a la evolución histórica de los índices de pérdidas.
- Promover estudios de pérdidas y orientar sus objetivos y alcances. Analizar sus resultados y la aplicabilidad en otras empresas.
- Delinear políticas y objetivos para la aplicación de medidas remediales.
- Recopilar la información de programas que las empresas planean realizar para controlar las pérdidas y elaborar documentos de programas consolidados, para divulgarlos a nivel de las empresas y de las entidades gubernamentales.
- Llevar el seguimiento y control de las actividades que las empresas comprometen para el control de sus pérdidas.
- Dar orientación en la factibilidad económica y técnica de medidas remediales, tales como:
 - Manejo de carga de transformadores (TLM)
 - Reestructuración y cambio de conductores en alimentadores primarios y secundarios.

Desde el año 1983 el Subcomité ha trabajado en la orientación, coordinación y elaboración de programas de reducción de pérdidas planeadas por las empresas distribuidoras de energía para contrarrestar la tendencia creciente de los respectivos índices de pérdidas.

Se espera que con los programas previstos para el período 1987 a 1992 se logre rebajar los índices de pérdidas que para algunas empresas alcanzan niveles altamente preocupantes.

Los propósitos perseguidos son los de obtener ahorros de energía del orden del 2.8% de la demanda nacional en dicho período.

De otro lado, el Subcomité fue el escenario para planear y orientar en su fase inicial el Programa Nacional de Reducción de Pérdidas y así mismo será el escenario para evaluar el impacto que se logre con la realización de tales proyectos.

En cuanto al Plan de Inversiones, ha sido de especial interés para el sector eléctrico el poder integrar a su planeamiento de expansión, en lo concerniente al Plan de Inversiones, las proyecciones correspondientes a los Sistemas de Subtransmisión y Distribución para tener en esta forma una verdadera visión de conjunto del sistema que le permita al Sector, al Gobierno, a la Banca (Nacional e Internacional), a la Industria y a la Ingeniería en sus diferentes campos tener una mayor claridad sobre el horizonte que tendrá Colombia en su sistema eléctrico.

Como un paso dado hacia la integración de las áreas mencionadas, se cuenta con un plan de inversiones de las empresas distribuidoras que a través del documento "Programas de Inversiones en Sistemas de Subtransmisión y Distribución 1987-1992" de 1987 presenta una consolidación a nivel nacional con criterios uniformes.

V.9 Actividades para reducción de pérdidas

V.9.1 Principales actividades en el período 1983-1987

A partir del año 1983 el Subcomité de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía intensificó sus actividades en vista de que los índices de pérdidas continuaban creciendo cada vez con mayor aceleración. Para los años 1983 y 1984, las empresas eléctricas, mediante la coordinación del Subcomité, planearon programas concretos con el fin de buscar reducir los índices de pérdidas, en un 1.0% de la demanda.

Dichos programas se implementaron parcialmente obteniéndose como resultado tan sólo el evitar que las pérdidas crecieran menos de lo que tendían a crecer.

Para los años siguientes se continuó con el mismo esquema de trabajo o sea elaborar programas, por parte de las empresas, para tratar de controlar las pérdidas. Los resultados pueden resumirse como una desaceleración de los porcentajes de pérdidas.

En el año 1985 se dió comienzo a las gestiones para obtener créditos de la banca internacional destinados a financiar proyectos de reducción de pérdidas. De estas gestiones resultó el Programa Nacional de Reducción de Pérdidas.

Por otra parte, algunas empresas comenzaron a realizar estudios de pérdidas con el fin de conocer con un mayor grado de detalle sus sistemas dado que en los estudios de carácter nacional tomaron aspectos mas generales. Estos estudios se bosquejan a continuación.

CORELCA realizó un estudio [2] para las 8 electrificadoras subsidiarias. Este estudio encontró que la mayor parte de las pérdidas en dichas electrificadoras estaban localizadas en las denominadas pérdidas no técnicas (14.6% de la demanda como pérdidas no técnicas y 8.0% en pérdidas técnicas).

La electrificadora de Santander S.A. (ESSA) realizó un estudio de pérdidas y de expansión para la zona metropolitana de Bucaramanga [5]. En este estudio se realizó el diagnóstico de las pérdidas y las necesidades de expansión y se combinó los proyectos de medidas remediales con los planes de expansión a fin de que los primeros estuvieran involucrados dentro de las necesidades de crecimiento del sistema. De otro lado el nivel de pérdidas encontrado fue de un 21% de la demanda desagregada en 19% para las pérdidas técnicas y 2% para las no técnicas.

La Electrificadora del Huila S.A. realizó un estudio similar al anterior para la ciudad de Neiva y el Departamento del Huila [4] y encontró que las pérdidas eran del 24.2% para la ciudad de Neiva y de 27.8% para el resto del Departamento (las de Neiva se desagregaban en 8.4% de pérdidas técnicas y 15.8% de pérdidas no técnicas). Entre las principales causas de las pérdidas no técnicas se encontró que el sistema de facturación presentaba deficiencias.

La Electrificadora de Boyacá realizó en su zona de influencia un estudio [3] con orientación similar a las anteriores.

Otras empresas han elaborado estudios similares a los descritos anteriormente. (Ver Tabla V.5) Dado que las empresas de Energía de Bogotá (EEB) y de Medellín (EPM) no están incluidas en el Programa Nacional de Reducción de Pérdidas, se presenta un resumen del estado de sus pérdidas y el alcance de los estudios que están desarrollando.

V.9.2 Empresa de Energía de Bogotá

Las pérdidas de energía en la Empresa de Energía de Bogotá han venido aumentando en forma alarmante en los últimos 12 años. En efecto, mientras que en 1976 el nivel de pérdidas era del 13.6% de la energía disponible, actualmente dicho nivel ha llegado al 25.7%. Se estima que de estas pérdidas el 11.5% corresponden a pérdidas técnicas y el 14.2% a pérdidas no técnicas.

Para remediar esta situación la Empresa ha diseñado un Programa de Reducción de Pérdidas y está adelantando algunos proyectos y estudios que permitirán controlar y reducir las pérdidas.

Programa de reducción de pérdidas (EEB)

El programa consiste en una serie de actividades que se ejecutarán durante el período 1987-1992 y con las cuales se espera reducir el nivel de pérdidas a un 13% para el final de este período.

Las principales actividades que se realizarán con el programa son las siguientes: Reducción de fraudes mediante la revisión de las instalaciones de los usuarios, legalización de usuarios conectados de contrabando, reducción del número de usuarios sin contador, reemplazo de contadores dañados,

calibración de contadores, sellamiento masivo de contadores e instalaciones de medición, revisión y mejora de los procedimientos de facturación y mejoras en las redes de distribución mediante la instalación de condensadores, el aumento de niveles de tensión de los circuitos de media tensión de las zonas industriales y la remodelación de las redes obsoletas.

El programa tiene un costo de US\$6.59 millones y Col\$2672 millones en la parte correspondiente a la reducción de las pérdidas no técnicas y cuenta con financiación parcial del Banco Mundial a través del préstamo BIRF 2634-CO.

Estudios y Proyectos

Paralelamente a la ejecución del programa de Reducción de Pérdidas la Empresa está adelantando algunos estudios y proyectos orientados a mejorar la planificación, ingeniería y operación del sistema eléctrico de la Empresa, los cuales se describen a continuación:

1. Sistematización de las funciones de distribución

Este proyecto consiste en la conformación de una base de datos del sistema de distribución y la implementación de programas de computador que utilicen dicha información para realizar las funciones de planificación, ingeniería y operación del sistema de distribución.

2. Estudio de confiabilidad y pérdidas

Con este estudio se definirá e implementará una metodología que permita determinar los índices actuales de confiabilidad del sistema de distribución urbano de la Empresa, hacer un análisis económico de los posibles cambios en los criterios de diseño, operación y mantenimiento del sistema con el fin de establecer los niveles óptimos de confiabilidad para el sistema de Bogotá y los programas de mejoras requeridos para alcanzarlos. Así mismo, se determinará el nivel actual de las pérdidas de energía y potencia en el sistema de la Empresa, se realizará un análisis económico de las diferentes medidas remediales con el fin de establecer el nivel económico óptimo de las pérdidas y determinar las medidas y programas requeridos para alcanzarlo. También se establecerá un sistema de control de las pérdidas para verificar la aplicación de las medidas remediales y el cumplimiento de las metas propuestas.

V.9.3 Empresas Públicas de Medellín

A mediados de la década del sesenta, cuando el valor de sus pérdidas de energía alcanzaba el 27% de la energía disponible para atender la demanda de su sistema, Empresas Públicas de Medellín diseñó y puso en operación un sistema de medidas remediales tendientes a controlar el crecimiento de las mismas y tratar, en lo posible, reducirlas a niveles tolerables.

La primera gran estrategia se dirigió a habilitar aquellas viviendas localizadas en barrios sub-normales o marginados de la ciudad de Medellín, las cuales contaban con algunos servicios, por demás rudimentario e ilegal, careciendo casi completamente de la infraestructura eléctrica mínima que les proporcionara niveles adecuados de calidad, confiabilidad y pérdidas. Estos programas de habilitación de viviendas van dirigidos a los estratos más bajos de la sociedad, y son acompañados de amplios planes de amortización.

Adicionalmente a los planes mencionados se comenzaron a estructurar una serie de programas específicamente destinados a mejorar la calidad de la medida, a través de la calibración periódica de contadores, y a evitar que los suscriptores alteren en su beneficio los registros de sus consumos, ya sea, por intervención fraudulenta sobre los medidores o por alteraciones de la instalación asociadas con los mismos. También se contempla dentro de tales programas una severa vigilancia sobre aquellas viviendas que se conectan directamente a la red.

En los últimos años se ha venido trabajando en la legalización de 30.000 viviendas a las cuales se les había concedido permiso provisional para conectarse al sistema de energía de Empresas Públicas de Medellín. Este programa ha permitido detectar que aproximadamente 4.000 instalaciones estaban conectadas directamente a la red sin permiso.

También, se ha venido optimizando la red de distribución primaria, lo que permitirá una reducción de un punto en el nivel de pérdidas físicas.

Finalmente, ha iniciado un programa que permite establecer el nivel de pérdidas no técnicas en instalaciones alimentadas en media y alta tensión y a su vez proceder a su localización y control.

En los últimos veinte años se ha obtenido una disminución superior a 7 puntos en el índice de pérdidas, llegando a constituirse como una de las empresas del sector eléctrico que presenta índices aceptables de las mismas.

V.10 Orientación para estudios y programas de reducción de pérdidas

A manera de conclusión se presentan las fases principales que se incluyen en los Términos de Referencia utilizados en el Programa para los Estudios de Pérdidas de Energía Eléctrica, que recogen las recomendaciones de los estudios, las experiencias obtenidas, y las políticas que el Sector Eléctrico tiene para orientar el control de sus pérdidas.

Se describe a continuación el alcance que deben tener los estudios mencionados.

V.10.1 Diagnóstico

El objeto de esta etapa es conocer el nivel de pérdidas en el sistema de una o varias ciudades seleccionadas por la empresa, así, como el estado del sistema de subtransmisión y distribución, desglosando el nivel de pérdidas por componentes (subtransmisión, subestaciones, circuitos primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios y acometida) y por zona geográfica de la ciudad. Adicionalmente, se debe determinar el nivel de pérdidas no técnicas, identificando su probable origen (conexiones fraudulentas, contadores dañados o descalibrados, falta de medidores, deficiencia en el proceso de lectura y facturación, etc.) por zona geográfica de la ciudad.

El análisis y la cuantificación de la pérdidas técnicas debe proceder con base en la metodología propuesta en el documento "Energy Efficiency : Optimization of Electric Power Distribution System Losses", del Departamento de Energía del BIRF y preparado por H. Munasinghe y W. Scott en julio de 1982, u otro enfoque equivalente.

Sin perjuicio de lo anterior, la empresa debe preparar un programa de mediciones por muestreo, representativo y por zona geográfica de la ciudad de tal manera que se pueda determinar el nivel de pérdidas en diferentes componentes y zonas. Estas mediciones deberán tener una duración mínima de una semana y deben ser en número suficiente como para obtener datos verdaderamente representativos.

Esta información se debe extrapolar a nivel de toda la ciudad, y las pérdidas así estimadas por componente y por zona deben ser comparadas con las históricamente registradas con base en la energía medida en los contadores de los circuitos en las subestaciones y la energía vendida.

En el caso de líneas y subestaciones, las pérdidas se calculan mediante modelos desarrollados a partir de los parámetros físicos y, donde sea práctico, se verifican con base en valores registrados de energía recibida y despachada.

Concluidas las mediciones antes mencionadas en el sistema de distribución, se debe modelar el comportamiento del mismo, en forma total para lo concerniente a los circuitos primarios, y por transformador de distribución, circuito secundario y acometida típica (atendiendo a la ubicación geográfica y por tipo y nivel socioeconómico del consumidor). Con base en lo anterior se determinará el nivel de pérdidas técnicas por componente del sistema de distribución y por zona geográfica, y luego se calcula el nivel de pérdidas no técnicas por diferencia.

Con base también en un muestreo representativo, el total de pérdidas no técnicas por zona geográfica es discriminado en sus diferentes causas, mientras que lo correspondiente a deficiencias en la lectura y facturación es determinado a través de un análisis de las prácticas de la empresa en estos campos.

El anterior programa de mediciones y cálculos tendiente a determinar los niveles de pérdidas debe ser precedido o complementado con una serie de actividades básicas de recopilación y análisis de información.

V.10.2 Estudio de factibilidad

El estudio de factibilidad consta de un análisis técnico económico de diferentes alternativas generadas para reducir las pérdidas previamente identificadas. En la generación de alternativas se tiene

en cuenta lo siguiente entre otros factores:

1. Las alternativas a considerar en la reducción de pérdidas técnicas deben proceder de menor a mayor costo de inversión y por lo menos deben analizarse las siguientes:

- Instalación de bancos de condensadores.
- Reubicación y/o cambio de transformadores de distribución de acuerdo con criterios de cargabilidad óptima.
- Instalación de transformadores de distribución para acortar y dividir circuitos primarios.
- Reconfiguración de redes primarias para buscar una cargabilidad óptima de circuitos y una minimización de pérdidas a nivel global de la ciudad.
- Instalación de celdas en las subestaciones de distribución para acortar y dividir circuitos primarios.
- Revisión del equipo de transformación de las subestaciones de distribución con el propósito de investigar la conveniencia de reemplazarlo con equipo de menor impedancia.
- Cambios de conductores en circuitos primarios y secundarios de acuerdo con criterios de selección de conductor económico.
- Elevación del nivel de voltaje de distribución, sin cambio de conductores. Este caso es de especial relevancia cuando coexisten dos niveles de voltaje de distribución i.e., 33 kV y 13.2 kV.
- Redistribución de carga entre subestaciones y/o construcción de nuevas subestaciones cerca de los centros de carga para reducir longitudes de circuitos primarios.

2. Especial justificación requerirán los subproyectos que impliquen remodelación, reemplazo de circuito por otro, ampliación de la capacidad transformadora de una subestación existente o el montaje de una nueva subestación. En estos casos deben demostrarse en detalle, que tal medida constituye la opción con mayor rentabilidad económica, considerando exclusivamente los beneficios derivados de la reducción de pérdidas con base en el costo marginal de largo plazo, y comparándola por lo menos con las alternativas mencionadas en el párrafo precedente.

3. Si se propone alguna de las medidas estipuladas en el párrafo anterior, deben demostrarse que los beneficios económicos no se incrementan al adoptar primero alguna de las opciones listadas en el párrafo 1 postergando la medida propuesta para el futuro.

Concluido lo anterior, se procede a preparar un diseño preliminar y un estimado de costos para las alternativas seleccionadas. Al preparar esto, se debe tener presente que el costo de los bienes a ser adquiridos por medio del proceso de licitación pública internacional debe ser el que rige en los mercados internacionales. Consecuentemente, estos costos deben ser prácticamente iguales para todos los participantes en los programas. El costo de los bienes y servicios a ser adquiridos a través de licitaciones públicas restringidas al ámbito nacional puede reflejar razonablemente las diferencias y particularidades locales y regionales; no obstante, se trata de lograr una homogenización de estos costos.

En lo concerniente a pérdidas no técnicas se tiene en cuenta que:

1. Se puede incluir en los subproyectos medidores, cables para acometida, mesas para la calibración de medidores. Con adecuada justificación puede incluirse otro equipo cuyo propósito sea primordialmente el control o la reducción de pérdidas.
2. Cuando para controlar y reducir las pérdidas no técnicas sea necesario extender el servicio a un barrio marginal, debe demostrarse que la alternativa seleccionada para abastecer a dicho barrio representa la opción económicamente más conveniente.

Determinadas las alternativas y sus costos, se procede a asignarles la reducción de pérdidas correspondiente con base en el trabajo hecho en la etapa de diagnóstico, y se prepara el programa de desembolso y construcción para cada una de ellas para proceder al análisis económico. Cabe señalar acá que para estos propósitos el costo incluirá el costo directo y los costos de ingeniería y administración así como los imprevistos.

V.10.3 Evaluación económica de proyectos

Estudio de alternativas

Para cada problema de pérdidas que se identifique, se hace un análisis de soluciones alternativas usando el modelo de Evaluación económica desarrollado por ISA y FEN con la asesoría del Banco Interamericano de Desarrollo a través del señor Arthur Darling.

Las alternativas que se establecen deben corresponder a proyectos individuales. Se entiende por un proyecto el conjunto de obras que sirven a un grupo homogéneo de usuarios o un fin dado. Por ejemplo: a) Una línea primaria de una subestación a una zona dada, b) Una línea primaria y una secundaria si son sobre los mismos postes, c) regulación y medición de servicio a un grupo homogéneo en términos de ingreso y consumo por conexión.

Las alternativas son comparadas con base en el cálculo de varios índices económicos, financieros y de impacto distributivo, estos últimos permiten establecer los efectos de cada uno de los costos y beneficios sobre los diferentes sectores de la sociedad.

Costos

Los costos de inversión de cada uno de los subproyectos deben ser desglosados en las siguientes categorías:

1. Mano de obra no calificada (Definida como obreros que pueden realizar sus tareas con menos de un mes de capacitación ó cualquier otra definición equivalente). Este concepto se corrige por su precio sombra ya que su precio de mercado no corresponde al valor económico debido a distorsiones como la existencia del desempleo.
2. Ingeniería y mano de obra calificada
3. Materiales y equipos comercializables, es decir, que se importan o que el país pueda exportar. Se corrige por el precio sombra de la divisa.
4. Materiales y equipos no comercializables en el exterior, dichos items podrían incluir, por ejemplo, cementos, herrajes, etc.
5. Imprevistos

Cada una de estas categorías debe presentarse libre de impuestos, subsidios y aranceles; estos deben incluirse por aparte ya que permiten calcular el efecto de los proyectos sobre el gobierno central.

Beneficios económicos a ser considerados

1. Ahorros en costos de operación y mantenimiento.
2. Reducción de pérdidas técnicas.
3. Reducción de pérdidas no técnicas.
4. Reducción en el nivel de fallas.
5. Mejoras en la regulación de tensión.
6. Reducción de racionamiento programado debido a limitaciones en la capacidad de las redes de distribución. La energía adicional consumida se evalúa al costo de racionamiento del sector residencial.

Indicadores económicos y financieros de los subproyectos

1. Índices del impacto distributivo. Miden la distribución de los beneficios netos entre los diferentes sectores de la sociedad.
2. Valor actualizado del beneficio neto. Se calcula con una tasa de descuento del 12% y debe ser superior a cero.
3. Relación beneficio-costos. Valor presente de los beneficios sobre el valor presente de los costos, debe ser superior a uno.
4. Tasa interna de retorno. Tasa de descuento a la cual en valor presente de los beneficios netos se hace cero, debe ser mayor del 12%.
5. Oportunidad. Relación entre el valor presente de los beneficios hasta el primer año de inversión y el valor presente de los costos. Es el índice más exigente de todos. y debe ser superior al 12%.

V.10.4 Unificación de Especificaciones Técnicas (Normalización)

La normalización comprende el desarrollo de especificaciones técnicas de los equipos, materiales y accesorios utilizados por las empresas del sector eléctrico colombiano y persigue la utilización racional de los recursos económicos en materiales y equipos con especificaciones mínimas, y conlleva además beneficios importantes para la industria nacional. Con ello se aseguraría la adecuada ejecución de los proyectos y la vida útil mínima de los equipos por adquirir.

Para desarrollar esta unificación, desde mediados de 1986, la FEN a través de su División de Evaluación de Proyectos, ha venido desarrollando actividades y la metodología para la obtención rápida y eficaz de la unificación de las especificaciones.

Hasta la fecha se han definido las siguientes especificaciones técnicas: Transformadores de distribución, Medidores de Energía, Pararrayos, Cortacircuitos y Aisladores.

El aspecto más relevante de esta unificación es el que se han dado los primeros pasos en esta área del sector eléctrico para poseer una normalización a nivel nacional que antes no se tenía.

Entre los beneficios está la disminución en los tiempos de espera para la fabricación de equipos y elementos con características diferentes, permitiendo a la industria nacional una producción en serie, optimizando costos y disminuyendo almacenamiento en las electrificadoras, sin desatender las labores de operación y mantenimiento. Además, se agiliza el proceso de normalización del Instituto Colombiano de Normas Técnicas - ICONTEC - debido a que se programan las reuniones del mismo tema, del comité de unificación y normalización, un día antes de las reuniones programadas por el ICONTEC o viceversa. De esta manera se cumple un doble beneficio:

- Se desarrollan políticas unificadas en cuanto hace referencia al ICONTEC. Entre otros, uno de los criterios utilizados es el tomar como antecedente una norma internacional reconocida, lo cual permitirá a la industria nacional, en un futuro, estar en capacidad de competir técnicamente con sus productos en licitaciones de países extranjeros.
- La normalización y unificación de especificaciones lleva inherente un mayor control de calidad, el cual es aplicable desde la compra de las materias primas, en el proceso de fabricación y en la recepción de los elementos.

V.11 Referencias

- 1 Céspedes R., et al., "Assessment of Electric Energy Losses in the Colombian Power Network", *I.E.E.E. Trans. on Power Apparatus and Systems*, Noviembre 1983.
- 2 CORELCA, *Estudio de pérdidas de energía del sistema eléctrico de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica* Consultores Unidos Informe final, Diciembre 1983.
- 3 Electrificadora de Boyacá S. A. *Identificación, evaluación y control de pérdidas de energía del sistema eléctrico de Boyacá* Consultores Unidos, Informe final, Septiembre 1987.

- 4 Electrificadora del Huila S. A., *Planeamiento y estudio de pérdidas del sistema eléctrico del departamento del Huila* Consultoría Colombiana Ltda. Informe final, Febrero 1986.
- 5 Electrificadora de Santander, ESSA, *Plan de Subtransmisión y distribución de energía para la zona metropolitana de Bucaramanga — Estudio de pérdidas de energía* Consultoría Colombiana Ltda. Informe final, Enero de 1985
- 6 *Estudio de Pérdidas de Energía en el Sector Eléctrico Colombiano*, Bogotá, Interconexión Eléctrica S.A., Sistecom Ltda. - Informe final, Julio 1981.
- 7 FEN, BID, *Contrato de préstamo No. 237/IC-CO* Diciembre 1987.
- 8 Instituto colombiano de energía eléctrica, ICEL, *Informe estadístico sector eléctrico colombiano, resumen 1982-1986*, Bogotá 1987.
- 9 Instituto colombiano de energía eléctrica, ICEL, *La electrificación en Colombia, informe anual 1986-1987*, Bogotá 1988.
- 10 Interconexión eléctrica S. A., ISA, *Evaluación financiera. Plan de expansión 1990-2000*, Medellín Mayo 1988.
- 11 Interconexión eléctrica S. A., ISA, *Informe de operación, 1987*, Medellín 1988.
- 12 Interconexión eléctrica S. A., ISA, *Plan maestro de distribución*, Informe final, Medellín Mayo 1982.
- 13 Interconexión eléctrica S. A., ISA, *Sistema eléctrico colombiano. Balance energético 1973-1988*, Medellín Octubre 1989.
- 14 Velásquez F. et al., *Discriminación Global de Pérdidas de Energía*, VI Jornadas de Transmisión y Distribución, ACIEM, Bogotá, 1989.

Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas / Organización Latinoamericana de Energía

333.7932 0686m Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

Primera edición 1990 / No. ISBN 9978 - 70 - 03 - X
Avenida Occidental Sector San Carlos. Edificio OLADE
Teléfono 538 280 Fax 539684
Casilla 6413 C.C.I Télex 2728. OLADE ED
QUITO - ECUADOR

Documento elaborado por el
**DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA
DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA**

Para su reproducción parcial o total se deberá
citar necesariamente su procedencia