

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**ESTUDIO DE PERDIDAS DE ENERGIA EN EL
SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO**

TOMO I

ISA

1981



INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

334
(334-338)

ESTUDIO DE PERDIDAS DE ENERGIA
EN EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

INFORME FINAL

TOMO I

SISTECOM LIMITADA
INGENIEROS CONSULTORES
JULIO 1981

926

RECONOCIMIENTO

Presentamos nuestro agradecimiento a las siguientes empresas, las cuales colaboraron en forma efectiva durante la realización del estudio.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA, EEEB.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN, EPM.

CORPORACION AUTÓNOMA REGIONAL DEL CAUCA, CVC.

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA, CORELCA.

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA, ICEL.

EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI, EMCALI.

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A., CHEC.

CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A., CEDENAR.

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER, CENS.

ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO S.A., ELECTRANTA.

ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR S.A., ELECTRIBOL.

ELECTRIFICADORA DE CUNDINAMARCA S.A.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A., ESSA.

INTERCONEXION DEL NORDESTE.

Así mismo, damos crédito a todas las demás empresas electrificadoras del país por la información suministrada, por intermedio del ICEL, u otras entidades.

ORGANIZACION DEL INFORME

El presente informe consta de nueve tomos cuyo contenido se describe a continuación:

<u>TOMO</u>	<u>TITULO</u>	<u>CONTENIDO</u>
I	RESULTADOS GENERALES	Resumen, Ejecución del estudio, Metodología Utilizada, Análisis de Factibilidad Económica, Resultados, Conclusiones y Recomendaciones.
II	APENDICES	Apéndices al Tomo I: Descripción y Manual de Programas, Derivación de Fórmulas de Estimación de Pérdidas y de Evaluación Económica.
III	RESULTADOS POR EMPRESA ISA, EEEB	Pérdidas Físicas
IV	RESULTADOS POR EMPRESA EPM, CVC-CHIDRAL, EMCALI	Pérdidas Físicas
V	RESULTADOS POR EMPRESA CORELCA, CHEC, CEDENAR, CEDELCA, ELECTRIBOL, ELECTRANTA.	Pérdidas Físicas
VI	RESULTADOS POR EMPRESA NORDESTE, CENS, ESSA, ELECTROLIMA	Pérdidas Físicas
VII	RESULTADOS POR EMPRESA OTROS SECTORES	Pérdidas Físicas
VIII	RESULTADOS POR EMPRESA EEEB, EPM, EMCALI, CHEC	Pérdidas Negras
IX	RESULTADOS POR EMPRESA CEDENAR, ELECTRIBOL, ELECTRANTA, ESSA, CVC.	Pérdidas Negras

INDICE

		<u>PAGINA</u>
1.0	RESUMEN	1-1
	1.1 ANTECEDENTES	1-1
	1.2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO	1-1
	1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO	1-2
	1.4 CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS	1-3
	1.5 LIMITACIONES DE LA INFORMACION DISPONIBLE	1-4
	1.6 METODOLOGIA DE ESTIMACION DE LAS PERDIDAS	1-6
	1.7 METODOLOGIA DE EVALUACION DE LAS PERDIDAS	1-7
	1.8 RESULTADOS DEL ESTUDIO	1-10
	1.8.1 Perdidas de Energía en el Sistema Eléctrico Colombiano	1-10
	1.8.2 Evaluación y Ordenamien to de las Pérdidas de Energía en el Sistema Eléctrico Colombiano	1-11
	1.9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	1-19
	1.9.1 Conclusiones	1-19
	1.9.2 Recomendaciones	1-24
2.0	EJECUCION DEL ESTUDIO	2-1
	2.1 INTRODUCCION	2-1
	2.2 EJECUCION DEL ESTUDIO	2-1
	2.2.1 Fase I	2-2
	2.2.2 Fase II	2-2
	2.2.3 Fase III	2-3
	2.2.4 Fase IV	2-4
	2.2.5 Fase V	2-5
	2.2.6 Fase VI	2-7

INDICE (Continuación)

	<u>PAGINA</u>
3.0 METODOLOGIA UTILIZADA EN EL ESTUDIO	3-1
3.1 INTRODUCCION	3-1
3.2 ESTIMACION DE PERDIDAS	3-3
3.2.1 Estimación de Pérdidas de Potencia y Energía Eléctrica en los Sistemas de Transmisión y Transformación	3-3
3.2.2 Pérdidas en Sistemas de Distribución	3-19
3.2.3 Pérdidas Negras	3-34
3.2.4 Pérdidas en Otros Sectores	3-69
3.3 PROYECCION DE PERDIDAS	3-81
3.3.1 Introducción	3-81
3.3.2 Proyección de Pérdidas en Líneas de Transmisión	3-82
3.3.3 Proyección de Pérdidas Negras	3-82
4.0 FACTIBILIDAD ECONOMICA DE LAS MEDIDAS REMEDIALES	4-1
4.1 INTRODUCCION	4-1
4.2 ENFOQUE Y SUPUESTOS DE LA EVALUACION ECONOMICA	4-1
4.2.1 Valor Monetario del Kilovatio de Pérdidas en Potencia Pico: K_p	4-4
4.2.2 Valor Monetario del Kilovatio por Concepto de Pérdidas de Energía : K_E	4-9

INDICE (Continuación)

	<u>PAGINA</u>
4.3 NORMALIZACION DE LAS PERDIDAS Y DISEÑO OPTIMO	4-11
4.3.1 Normalización de las Pérdidas en Alimentadores de Distribución	4-12
4.3.2 "Normalización" de las Pérdidas en Transformadores	4-18
4.3.3 "Normalización" de las Pérdidas Negras	4-21
4.4 IDENTIFICACION DE CASOS ANORMALES DE PERDIDAS	4-24
4.4.1 Estimación de los Ahorros en Alimentadores	4-25
4.4.2 Estimación de los Ahorros en Transformadores	4-26
4.4.3 Estimación de Ahorros en Pérdidas Negras	4-27
4.5 MEDIDAS REMEDIALES	4-36
4.5.1 Cambio de Conductor y Reestructuración en Alimentadores de Distribución	4-39
4.5.2 Utilización de Condensadores	4-40
4.5.3 Manejo de la Carga de los Transformadores	4-41
4.5.4 Medidas Remediales para Pérdidas Negras	4-44
5.0 RESULTADOS DEL ESTUDIO	5-1
5.1 INTRODUCCION	5-1
5.2 TIPOS DE ESTIMACION Y EVALUACION DE LAS PERDIDAS	5-2

INDICE (Continuación)PAGINA

5.2.1	Clase de Información Utilizada en Estimación de las Pérdidas	5-2
5.2.2	Clases de Evaluación Económica de las Pérdidas	5-3
5.3	RESULTADOS PARA EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO	5-5
5.4	RESULTADOS POR EMPRESA	5-12
5.4.1	Interconexión Eléctrica S.A	5-12
5.4.2	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá	5-13
5.4.3	Empresas Públicas de Medellín	5-21
5.4.4	Empresas Municipales de Cali	5-29
5.4.5	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A.	5-35
5.4.6	Centrales Eléctricas de Nariño S.A.	5-43
5.4.7	Electrificadora de Bolívar S.A.	5-51
5.4.8	Electrificadora del Atlántico S.A.	5-59
5.4.9	Centrales Eléctricas del Norte de Santander	5-67
5.4.10	Electrificadora de Santander S.A.	5-72
5.4.11	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica CORELCA	5-78
5.4.12	Interconexión del Nordeste	5-79
5.4.13	Electrificadora del Tolima ELECTROLIMA	5-80
5.4.14	Corporación Autónoma Regional del Cauca - CVC, Central Hidroeléctrica del Rio Anchicaya Ltda, CHIDRAL	5-81

INDICE (Continuación)PAGINA

5.5	RESUMEN DE PERDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO	5-82
6.0	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ESTUDIO	6-1
6.1	INTRODUCCION	6-1
6.2	CONCLUSIONES	6-1
6.2.1	Información Disponible	6-1
6.2.2	Nivel e Importancia de las Pérdidas	6-2
6.2.3	Diseño y Operación de los Sistemas	6-3
6.2.4	Efectividad de las Medidas Remediales	6-4
6.3	RECOMENDACIONES	6-6
6.3.1	Bases de Datos y Sistemas de Información	6-6
6.3.2	Medidas Remediales para las Pérdidas Físicas	6-10
6.3.3	Medidas Remediales para las Pérdidas Negras	6-12
6.3.4	Diseño de los Sistemas	6-16
6.3.5	Seguimiento del Estudio	6-16

1.0 RESUMEN

1.1 ANTECEDENTES

El presente informe contiene los resultados del "Estudio de Pérdidas de Energía en el Sistema Eléctrico Colombiano" realizado por SISTECOM LIMITADA, Ingenieros Consultores, en cumplimiento del Contrato 875 con INTER CONEXION ELECTRICA S.A., ISA.

1.2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

La meta primordial del presente estudio es proveer a las empresas de energía eléctrica de Colombia de una visión panorámica del problema de las pérdidas de energía que permita:

- Clasificarlas y ordenarlas de acuerdo con su importancia económica y factibilidad de corrección.
- Delinear políticas tendientes a controlarlas y reducir las a niveles económicos en el futuro.

El estudio consideró las siguientes clases de pérdidas que ocurren en el sistema de energía eléctrica:

- Las pérdidas físicas de energía en los sistemas de transmisión y distribución.
- Las pérdidas en el recaudo de las empresas por energía que por distintas causas no se factura o se subfactura. Dicha energía se denomina 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.
- Estimar las pérdidas actuales de energía por sistema, nivel de voltaje, tipo de causa, etc., en la medida en que la información disponible lo permita, 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.

1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO

Aun cuando el problema de las pérdidas de energía es de vital importancia por sus implicaciones económicas y se cuenta en el presente con resultados de algunos estudios y estadísticas sobre dichas pérdidas, el alcance de ellos es limitado. Este estudio utiliza los resultados anteriores, los complementa y ubica el problema de las pérdidas de energía dentro de un marco nacional.

Dentro de las limitaciones del tiempo y de la información disponible, el alcance de este estudio cubre prioritariamente el diagnóstico del problema, la clasificación de las pérdidas, y el ordenamiento de posibles medidas correctivas, y tan solo en forma secundaria, y en la medida en que la disponibilidad de información lo permite, se extiende a las recomendaciones sobre implantación de medidas remediales específicas.

1.4 CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS

Las pérdidas se clasificaron por empresa, por sistema y nivel de voltaje y por tipo de causa.

Por sistema y nivel de voltaje las pérdidas se clasificaron en:

a) Pérdidas en Sistemas de Transmisión:

- i) Líneas de Transmisión
- ii) Transformadores de Subestaciones
- iii) Líneas de Subtransmisión

b) Pérdidas en Sistemas de Distribución:

- i) Alimentadores primarios
- ii) Transformadores de Distribución
- iii) Alimentadores secundarios

Por tipo de causa las pérdidas se clasificaron así:

a) Pérdidas debidas a distintos fenómenos físicos:

- i) Pérdidas por efecto corona
 - ii) Pérdidas por disipación térmica en líneas y transformadores, denominadas " I^2R "
 - iii) Pérdidas por disipación térmica en el núcleo de transformadores
- b) Consumos propios en subestaciones
- c) Pérdidas por energía consumida pero no facturada (pérdidas "negras"). Las causas de estas pérdidas son:
- i) Descalibración de los contadores de energía debida al uso o a fallas físicas
 - ii) Descalibración fraudulenta de los contadores
 - iii) Alteración fraudulenta de los circuitos de conexión de los contadores
 - iv) Errores en la lectura de contadores y en el proceso de facturación
 - v) Errores de facturación al estimar consumos sin contador de energía
 - vi) Conexiones a la red sin autorización

1.5

LIMITACIONES DE LA INFORMACION DISPONIBLE

La importancia de las pérdidas de energía está relacionada con su cuantía en términos económicos y con los costos incurribles en reducirlas. Al hacer el reconocimiento de la información disponible se persigue, entonces, evaluar con qué grado de detalle y precisión estadística se pueden estimar la cuantía de las pérdidas y los beneficios y costos asociados con reducirlas.

El exámen de la información permite deducir lo siguiente:

- ° A nivel de sistemas de transmisión donde las pérdidas son menores y más costosas de reducir, se tienen datos detallados por línea, transformador, etc., incluyendo parámetros eléctricos, registros de mediciones horarias de flujos, lecturas de contadores de energía etc., lo cual permite estimar las pérdidas correspondientes con buena precisión.

A nivel de sistemas de distribución, por el contrario, la información se vuelve por lo general más global, y en el caso de alimentadores secundarios, en donde las pérdidas son de consideración, es prácticamente inexistente.

- ° La información sobre contrabando de energía es difícil, casi imposible, de conseguir, más aún en sistemas de tan rápida expansión y en áreas de población marginal.
- ° La información usual sobre descalibración de contadores es fragmentaria. Con el fin de contar con una base estadística suficiente para estimar las pérdidas por descalibración con la confiabilidad y precisión que su impacto económico sugiere se efectuó un muestreo masivo (más del 5 por mil) de contadores, principalmente en el sector residencial.

En consecuencia, la información disponible ha permitido efectuar lo siguiente:

- Estimación relativamente precisa y detallada de las pérdidas en los sistemas de transmisión y subtransmisión.
- Estimación precisa y detallada en algunos sistemas de distribución primaria; estimación global y menos precisa en el resto de los sistemas.
- Estimación tan solo aproximada y global en los sistemas de distribución secundaria.
- Estimación relativamente precisa y detallada de las pérdidas por descalibración natural y por fraude en los contadores de energía.
- Estimación tan solo aproximada del monto total de las pérdidas negras y, en algunos casos, estimación más precisa de algunos rubros como pérdidas por consumo sin contador.

1.6

METODOLOGIA DE ESTIMACION DE LAS PERDIDAS

La metodología utilizada para estimar las pérdidas en cada sistema necesariamente ha dependido del nivel de suficiencia y extensión de la información disponible.

Dada la gran variedad de dicha información, y con el fin de tener una herramienta de estimación de pérdidas capaz de acomodarse a ella, se adaptaron, desarrollaron y probaron metodologías de muy diversa índole, desde la estimación de estado, utilizada en el caso de contar con información redundante en sistemas de transmisión,

hasta los modelos estadísticos de correlación y regresión que utilizan tan solo información global de los sistemas de distribución.

La tabla 1.6-1 da una visión panorámica de los diversos tipos de información disponible encontrados para cada clase de pérdidas y de las metodologías correspondientes con la respectiva referencia a la sección del presente informe en donde se describen en detalle.

1.7

METODOLOGIA DE EVALUACION DE LAS PERDIDAS

Las pérdidas se han ordenado de acuerdo con indicadores económicos de los beneficios y costos asociados con reducirlas.

Los beneficios de reducir las pérdidas físicas se evaluaron con base en el valor monetario que dicha reducción representa en términos de la disminución correspondiente de capacidad instalada de generación, transmisión y distribución requerida en el futuro y de los costos de operación.

Los beneficios de reducir las pérdidas negras se evaluaron con base en las tarifas vigentes de las empresas de energía eléctrica.

Los costos de reducir las pérdidas se evaluaron, en general, de acuerdo con las medidas remediales específicas consideradas, y con la disponibilidad de información sobre los costos correspondientes.

Las medidas remediales para las pérdidas físicas que se consideraron son:

- Mejor operación de los sistemas de transmisión
- Redistribución de la carga entre los transformadores de las subestaciones y entre los transformadores de distribución.
- Reestructuración de alimentadores primarios y secundarios para permitir instalar una mayor sección de conductores y realizar cambios correspondientes de conductor.
- Utilización de condensadores en alimentadores.

Las medidas remediales para las pérdidas negras que se consideraron son:

- Revisión cíclica de contadores de energía
- Calibración de contadores al nivel del consumo del usuario.
- Refacturación por contadores dañados
- Mejora de los procedimientos de facturación
- Mejora en la estimación de consumos con tarifa fija.
- Revisión periódica de circuitos secundarios con el fin de detectar y localizar el consumo ilegal.

1.8 RESULTADOS DEL ESTUDIO

1.8.1 Pérdidas de Energía en el Sistema Eléctrico Colombiano

Los resultados de la estimación de las pérdidas por

empresa se encuentran en el Capítulo 5 del presente informe.

La tabla 1.8-1 muestra el porcentaje estimado de las pérdidas de energía para el sistema eléctrico colombiano. La Figura 1.8-1 muestra la evolución en los últimos tres años de las pérdidas físicas y de las pérdidas negras. La Figura 1.8-2 muestra el desglose de la energía disponible.

1.8.2

Evaluación y Ordenamiento de las Pérdidas de Energía en el Sistema Eléctrico Colombiano

La evaluación económica y el ordenamiento de las pérdidas de cada empresa, de acuerdo con su importancia se presentan en el Capítulo 5.

La tabla 1.8-2 muestra el resumen de la evaluación correspondiente para el sistema eléctrico colombiano. Para cada clase de pérdidas se incluye lo siguiente:

- Cuantía en MWh correspondiente a 1978
- Porcentaje del total correspondiente a 1978
- Un indicador de la confiabilidad lograda en la estimación, de acuerdo a si ella está basada en:

A: Información propia y completa de todo el sistema; en información de una muestra representativa del sistema; o en información incompleta donde los datos faltantes no tienen impacto grande en la estimación.

TABLA 1.8-1

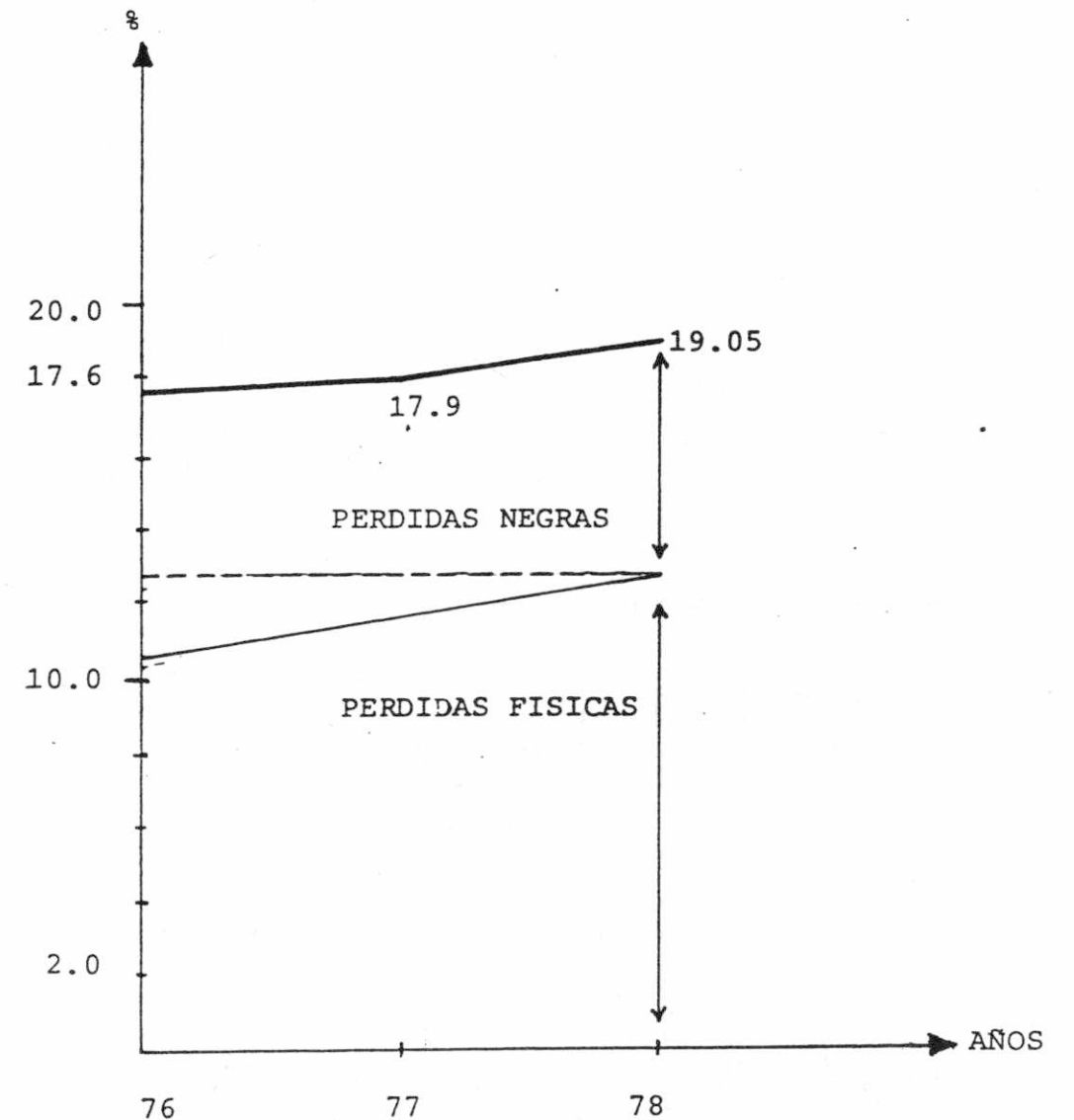
PERDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO PARA EL AÑO DE 1978

PERDIDAS FISICAS	MWH	%
Líneas de Transmisión	311368	1.98
Líneas de Subtransmisión	176950	1.12
Transformadores de Sub-estaciones	146483	0.93
Alimentadores Primarios	425788	2.70
Transformadores de Distribución	295083	1.87
Alimentadores secundarios	633345	4.02
Pérdidas Físicas Totales	1989017	12.62
PERDIDAS NEGRAS *		
Contador Adulterado	146927	0.93
Contador Descalibrado	161013	1.03
Contador Dañado	100012	0.63
Tarifa Fija	146117	0.92
Conexiones Ilegales, otras	459224	2.92
Pérdidas Negras Totales	1013293	6.43
Facturación	12760946	80.95
Generación Total	15763256	100.00

* Desglose basado en resultados del muestreo de contadores efectuado en 1.980.

FIGURA 1.8-1

PORCENTAJE ANUAL DE PERDIDAS GLOBALES EN EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO



- PERDIDAS FISICAS + PERDIDAS NEGRAS.
- - - - PERDIDAS FISICAS CONSTANTES (TENDENCIA PESIMISTA)
- PERDIDAS FISICAS EN CRECIMIENTO DEL 10% ANUAL (TENDENCIA OPTIMISTA)

DESCOMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE
AÑO 1.978

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

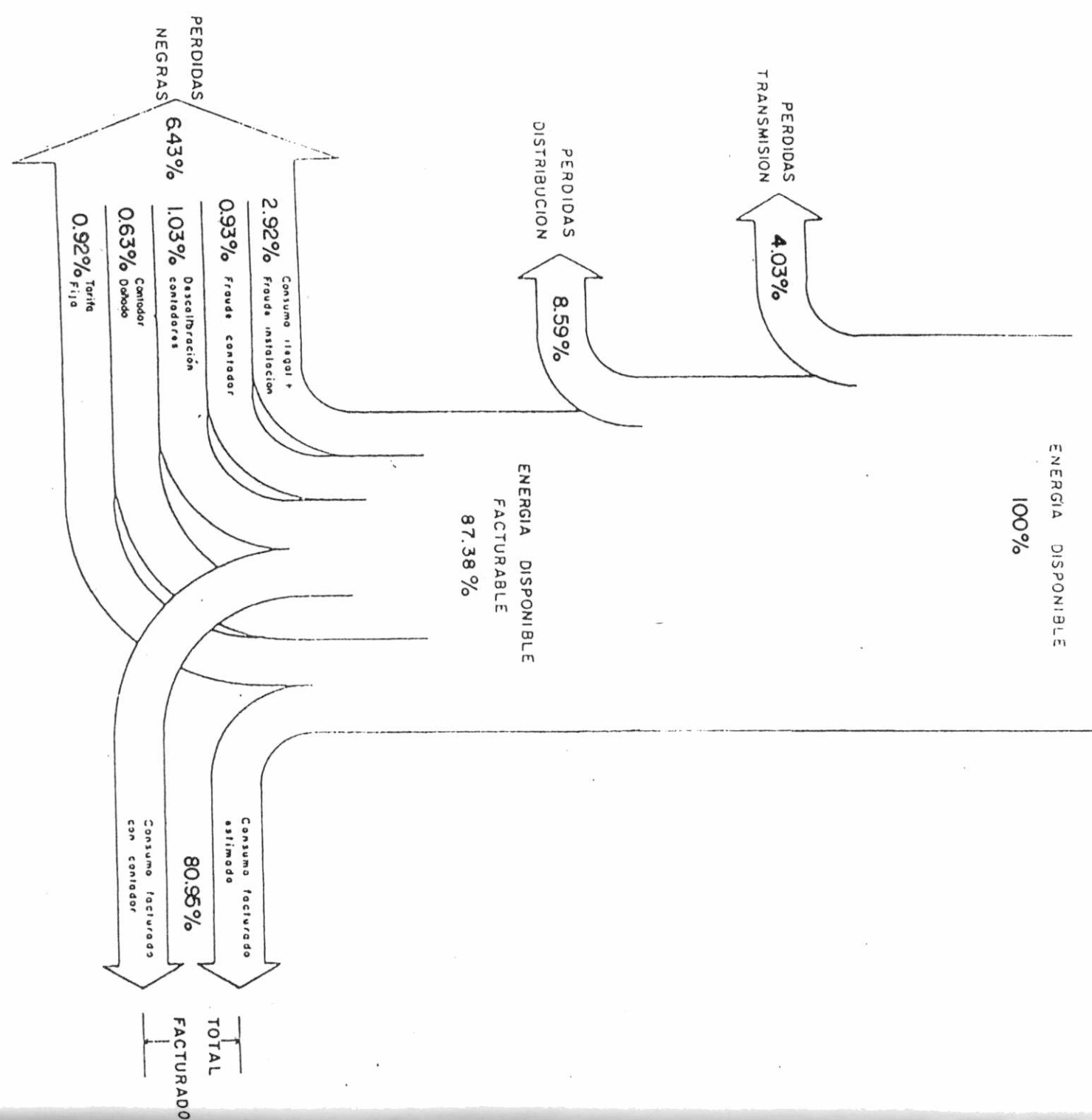


TABLA 1.8-2

RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

- SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO -

Nivel	1978		Confiab. Estimac. Pérdidas	Medidas Remediales	Ahorros* (Millones \$)	Clase Evaluac.	Observaciones	
	MWH	%						
TRANSMISIÓN Y SUBESTACIÓN	Transmisión	311368	1.98	A	Mejor Operación	86.18	C	Corto-Mediano Plazo Sin Inv. de Capital
	Subtransm.	176950	1.12	A		-	-	-
	Trafos Subestación	146483	0.93	A	Redistribución Carga	41.58	C	Mediano-Largo Plazo Sin Inv. de Capital
DISTRIBUCION	Alimentadores Primarios	425788	2.70	A-B	Mejor Utiliz. de Capacidad	347.40	Desahorro Actual	Ahorro Futuro en Capacidad Instalada
					Cambio Conductor	154.35	A	Corto-Mediano Plazo Con Inv. de Capital
					Reestructuración	1054.53	A	Mediano Plazo Con Inv. de Capital
	Trafos Distribución	295083	1.87	B-D-A	Condensadores	355.91	B	Corto Plazo Con Inv. de Capital
					Redistribuc. Carga	153.72	C	Corto Plazo Sin Inv. de Capital
	Alimentadores Secundarios	633345	4.02	D-A	Mejor Utili. Capacidad	2083.77	Desahorro Actual	Ahorro Futuro en Capacidad Instalada
Cambio Conductor					699.80	A	Corto-Mediano Plazo Con Inv. de Capital	
				Reestructuración	742.91	A	Mediano Plazo Con Inv. de Capital	

* Valor presente con una tasa de retorno del 11% y un horizonte de 10 años.

Medidas Remediales	Estimación Pérdidas	1978		Clase	Contador Adulterado	146927	0.93	B	Políticas de revisión cíclica y Base de datos.	Calibración igual a cero a corriente de funcionamiento.	Políticas de revisión cíclica, y política de adquisición de contadores.	Contador Descalibrado	161013	1.03	A	Contador Dañado	100012	0.63	C	Revisión o cambio de contador.	Seguimiento del consumo a fin de instalar contadores.	Tarifa Fija	146117	0.92	B	Seguimiento de las pérdidas por alimentador.	Revisión instalación seguimiento de las pérdidas por alimentador.	Otros Conexiones Ilegales	459224	2.92	C	SARGEN
		MWH	%																													

RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

TABLA 1.8-2 (CONTINUACION ..)

TABLA 1.8-2 (CONTINUACION..) RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES - SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO -

Medidas Remediales		Ahorro Anual (Millones \$)	Clase de Evaluación
P E R D I D A S N E G R A S	Revisión Cíclica de Contadores	216.6	B
	Calibración a corriente de funcionamiento	230.9	A
	Mejor Estimación Tarifa Fija	194.3	B
	Corrección de Consumo Ilegal*	220.0	B-C
	Detección de Contador Dañado y Refacturación	116.4	A

* Con 100% de incremento de usuarios ilegales y 50% de efectividad de localización.

- B: Información propia y completa solamente para una muestra que no es suficientemente representativa, o información de todo el sistema pero incompleta.
- C: Información propia pero incompleta y correspondiente a una muestra que no es suficientemente representativa.
- D: Estadísticas similares de otros sistemas.
- Medidas Remediales consideradas
 - Ahorro estimado correspondiente a la aplicación de cada medida remedial en millones de \$.
 - Un indicador de la clase de evaluación del ahorro de acuerdo con la siguiente clasificación:
- A: Ahorro correspondiente al diseño "óptimo" económico dictado por el tipo de medida remedial. Se tienen en cuenta los costos de la medida remedial.
- B: Ahorro correspondiente al diseño "óptimo" económico donde se han hecho suposiciones por falta de información (Por ejemplo, al considerar el uso de condensadores se asumió un factor de potencia de 0.9 en los alimentadores). Se tienen en cuenta los costos de la medida remedial.
- C: Ahorro máximo teórico utilizando la medida remedial específica. No se tiene en cuenta el costo de la medida remedial.

D: Ahorro máximo posible asumiendo que las pérdidas se pueden reducir a cero. No se tiene en cuenta el costo de medidas remediales para lograrlo.

- Observaciones relacionadas con la implementación de las medidas remediales.

Los ahorros que se muestran en la tabla corresponden a la suma de los respectivos ahorros calculados para las empresas que se estudiaron en detalle; se considera que son indicativos, a nivel nacional, de la importancia de las distintas medidas remediales. Dichos ahorros permiten ordenar las pérdidas por su impacto económico como se muestra en la tabla 1.8-3.

1.9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.9.1 Conclusiones

En lo que se refiere a la información disponible se ha mencionado ya en la sección 1.5 el impacto de las limitaciones actuales en la estimación de las pérdidas de energía. Como conclusión general se puede decir que la información es más completa, precisa y detallada para aquellos sistemas en los cuales las pérdidas tienen un menor impacto económico.

En lo que se refiere al nivel de las pérdidas y al diseño de los sistemas el estudio permite concluir lo siguiente:

- ° De acuerdo con su incidencia económica las pérdidas

1-20

TABLA 1.8-3

ORDENAMIENTO DE LAS MEDIDAS REMEDIALES POR SU IMPACTO
ECONOMICO

<u>PERDIDAS FISICAS</u>		<u>AHORRO*</u>
<u>MEDIDA</u>		<u>MILLONES \$</u>
1. Ahorro futuro al eliminar la capacidad instalada no aprovechada en transformadores de distribución		1948.77
2. Reestructuración de los alimentadores primarios		1054.53
3. Reestructuración de los alimentadores secundarios		742.91
4. Cambio de conductor en alimentadores secundarios		699.80
5. Utilización de condensadores en alimentadores primarios		355.91
6. Ahorro futuro por capacidad instalada no aprovechada de transformadores de subestaciones		347.40
7. Cambio de conductor en alimentadores primarios		154.35
8. Redistribución de la carga en transformadores de distribución		153.72
9. Mejor operación de los sistemas de transmisión		86.18
10. Redistribución de la carga en transformadores de subestaciones		41.58

* En valor presente sobre 10 años y con una tasa de retorno del 11%.

TABLA 1.8-3 (CONTINUACION)

ORDENAMIENTO DE LAS MEDIDAS REMEDIALES POR SU IMPACTO
ECONOMICO

<u>PERDIDAS NEGRAS</u>		<u>AHORRO *</u>
<u>MEDIDA</u>		<u>MILLONES \$</u>
1. Calibración de contadores a corriente de funcionamiento en lugar de corriente nominal.		1509.40
2. Detección y corrección del consumo ilegal.		1438.15
3. Revisión cíclica y recalibración de contadores.		1415.92
4. Mejor estimación de consumos con Tarifa Fija		1270.15
5. Detección y refacturación de consumos con contador dañado		760.91

* Ahorro estimado a las tarifas vigentes en 1981, en valor presente sobre 10 años y con una tasa de retorno del 11%.

se ordenan así:

- Pérdidas negras
 - Pérdidas en sistemas de Distribución
 - Pérdidas en sistemas de Transmisión
- o Las pérdidas negras tienden a ser mayores en los sistemas que tienen consumos más altos de suscriptores sin contador.
 - o Las pérdidas por descalibración natural de los contadores de energía son debidas en un alto porcentaje al hecho de que los contadores se calibran al 100% de su corriente nominal, en tanto que la corriente promedio de los usuarios resulta más cercana al 10%, nivel para el cual los contadores muestreados mostraron descalibraciones significativamente más altas que al 100%.
 - o De acuerdo con su efectividad, las medidas remediales para reducir las pérdidas negras se ordenan así:
 - Calibración de contadores a la corriente de funcionamiento más bien que a corriente nominal.
 - Detección y corrección del consumo ilegal mediante revisión de circuitos y legalización.
 - Revisión cíclica y recalibración de contadores.
 - Mejor estimación de consumos con Tarifa Fija
 - Detección y refacturación de consumos con contador dañado.

- o De acuerdo a su efectividad, las medidas remediales para reducir las pérdidas físicas se ordenan así:
 - Reestructuración de alimentadores primarios con el fin de permitir una mayor sección de los conductores.
 - Reestructuración de alimentadores secundarios con el fin de permitir una mayor sección de los conductores.
 - Cambio de conductor en alimentadores secundarios.
 - Utilización de condensadores en alimentadores primarios.
 - Cambio de conductor en alimentadores primarios.
 - Manejo de la carga de los transformadores de distribución tendiente a lograr una distribución más uniforme de la misma.
 - Mejor operación de los sistemas de transmisión mediante el control de la potencia reactiva.
 - Manejo de la carga de los transformadores de subestaciones.
- o El factor de utilización de la capacidad instalada en transformadores de distribución es, en general,

bajo. El desahorro por este concepto es mayor que los ahorros obtenibles por reducción de pérdidas de energía.

- El diseño de los alimentadores muestra, en general, una tendencia a volverse económicamente obsoleto desde el punto de vista de pérdidas de energía. Esto se debe primordialmente a que los costos de la capacidad instalada de generación y los costos de operación han aumentado más rápidamente que los costos del conductor.
- Las pérdidas de energía, como criterio de planeamiento y diseño de los sistemas eléctricos, tienden a hacerse, por lo menos, igualmente importantes que otros criterios como el de regulación.

1.9.2 Recomendaciones

Los resultados y conclusiones del presente estudio permiten hacer las siguientes recomendaciones de carácter y aplicabilidad general:

- 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.
- los sistemas, procesos, verificaciones, etc., relacionados con los contadores de energía.

- Con el fin de permitir una implantación de las bases de datos que sean factibles dentro de los recursos de las empresas, se recomienda que ellas se haga en forma gradual. Al establecer las prioridades de levantamiento de información se debe tener en cuenta su importancia y su facilidad de recolección.
- En cuanto a la base de datos de los sistemas de distribución se recomienda estudiar la factibilidad, de hacer primero únicamente el levantamiento de la información para establecer el cruce entre suscriptores y transformadores de distribución y, como una segunda etapa, llevar a cabo el levantamiento detallado de los circuitos secundarios. Este plan permite más rápidamente lograr:
 - La utilización más eficiente de los transformadores de distribución.
 - La estimación local (por transformador de distribución), aun cuando sea aproximada, de las pérdidas negras.
- Con el fin de establecer prioridades de implantación de las medidas remediales para las pérdidas

físicas 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 la factibilidad de ellas 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.

En cuanto a la base de datos de contadores de energía se recomienda continuar efectuando revisiones y pruebas de descalibración de contadores. Se recomienda utilizar una política de revisión cíclica de contadores, más bien que muestreos aleatorios de ellos, ya que se encontró que la primera es más efectiva. El ciclo de revisión más económico resultó ser de aproximadamente cuatro años para las Empresas más grandes.

- Se recomienda revisar los procedimientos específicos de facturación de las Empresas con el fin de lograr mejoras en los siguientes aspectos:
 - Detección, identificación y estimación de

consumos de usuarios con contador dañado.

- Crítica de la facturación en base a estadísticas de cada consumidor más bien que a estadísticas de toda la población.

- Con el fin 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 fin de establecer prioridades de implantación de las medidas remediales para las pérdidas negras 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 no autorizados y corrección y legalización de tales consumos.
 - Revisión cíclica y recalibración de contadores
 - Estimación de consumos con Tarifa Fija en base a correlación con usuarios con contador.
 - Detección y refacturación de consumos con contador dañado.
- o 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.
 - o Con el fin de hacer un seguimiento a los resultados y recomendaciones del presente estudio de pérdidas se recomienda lo siguiente:
 - Mantener un intercambio de información entre las Empresas del sector sobre todos los aspectos relacionados con las pérdidas de energía, ya sea continuando con reuniones del Comité que se formó con participación de las Empresas socias de ISA para efectuar el presente estudio, o integrando dicho comité a las actividades relacionadas con el Plan Maestro de Distribución.
 - 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.

2.0 EJECUCION DEL ESTUDIO

2.1 INTRODUCCION

En este capítulo se presenta un resumen de las principales fases que se llevaron a cabo durante el estudio.

2.2 EJECUCION DEL ESTUDIO

Los objetivos y alcances del estudio, así como las limitaciones de la información disponible, han sido descritos en el resumen presentado en el Capítulo 1. El desarrollo del estudio ha sido una consecuencia de ellos, y debe, por lo tanto, considerarse dentro del marco que ellos conforman.

La ejecución del estudio se llevó a cabo en seis fases:

FASE I : Análisis de la información Disponible y Determinación Precisa del Alcance del Estudio.

FASE II : Desarrollo y Prueba de la Metodología a seguir para la Estimación de las Pérdidas de Energía.

FASE III : Recopilación de Información para el Sistema Eléctrico Colombiano.

FASE IV : Estimación de las Pérdidas de Energía para el Sistema Eléctrico Colombiano.

FASE V : Análisis Explicativo de las Pérdidas y Estudio de Medidas Remediales.

FASE VI : Preparación del Informe Final.

Inicialmente se concentró el esfuerzo en el estudio y análisis de las pérdidas físicas. Seguidamente se efectuaron con la colaboración de las Empresas involucradas, muestreos masivos de usuarios y contadores de energía, con el fin de discriminar en mayor detalle las pérdidas negras.

2.2.1 FASE I

Desde un principio se consideró que la metodología a ser utilizada debería ajustarse tanto a los objetivos y alcances planteados originalmente para el estudio como a las limitantes que se encontraran en la información disponible. Con este fin se llevó a cabo la fase inicial de reconocimiento de la información, la cual culminó con una revisión de los alcances del estudio y cuyos resultados y conclusiones se encuentran consignados en detalle en el Informe de la Fase I del estudio.

2.2.2 FASE II

Se consideró igualmente que los procedimientos y métodos de estimación de las pérdidas en los diferentes sectores tendrían necesariamente que ajustarse a la disponibilidad correspondiente de la información. Con este fin se llevó a cabo la segunda fase del estudio en la cual se utilizaron algunos sistemas específicos, representativos de la gama más amplia de información disponible, con el fin de desarrollar, adaptar y probar los diversos modelos de estimación de las pérdidas en los diferentes niveles. Los resultados y conclusiones de esta fase se encuentran

consignados en detalle en el Informe de la Fase II y forman parte del capítulo 3 del presente Tomo.

2.2.3 FASE III

Durante la fase III del estudio, se procedió a recopilar la información correspondiente a los sistemas y empresas de energía eléctrica involucradas en el estudio, a saber:

- Todo el sistema de transmisión de 110 KV y de mayor tensión, y algunos sistemas de subtransmisión de tensiones menores.
- Los sistemas de distribución de las nueve ciudades: BOGOTA, MEDELLIN, CALI, BARRANQUILLA, CARTAGENA, MANIZALES, CUCUTA, BUCARAMANGA y PASTO.
- Los sistemas de distribución de algunas ciudades y municipios adicionales y de algunos circuitos de electrificación rural.

La información recopilada incluyó en general lo siguiente:

- Datos de los parámetros y configuración de los sistemas eléctricos.
- Planillas de subestaciones con registro horario de mediciones para la semana que se tomó como muestra (Abril 22-28 de 1.979).
- Lecturas de contadores de energía para la misma semana.

- Datos de facturación disponibles.
- Datos disponibles sobre políticas de adquisición, calibración y reposición de contadores.
- Resultados del muestreo de usuarios y contadores de energía, incluyendo revisión de instalaciones, reaforo de la carga, medición de la descalibración de los contadores, determinación de la causa de la descalibración, etc.
- Datos disponibles sobre fraude y contrabando, sobre multas aplicadas y sobre políticas de recuperación de pérdidas negras, en general.
- Informes periódicos de operación.
- Balances anuales de energía.
- Otros informes y estudios relacionados con pérdidas de energía.

2.2.4 FASE IV

En la fase IV se procedió a estimar las pérdidas por sistema, por nivel de voltaje y por tipo de causa, utilizando la metodología desarrollada. La ejecución de esta fase requirió de la codificación, verificación y procesamiento por medio del computador de un volumen muy grande de datos y ella absorbió una buena parte del esfuerzo total del estudio. Los resultados de las fases III y IV se consignan, por empresa, en un informe correspondiente, y forman parte de los Tomos III a VIII del presente informe.

2.2.5 FASE V

Una vez terminada la estimación de pérdidas se procedió a efectuar su análisis económico. La evaluación económica de las pérdidas y el estudio de medidas remediales se realizó de la siguiente manera:

- Se asignó primero un valor monetario a las pérdidas en potencia pico y en energía. Dicho valor se encuentra representado en los ahorros en costo de capital obtenidos por reducción de la capacidad instalada requerida de generación, transmisión y distribución al disminuir las pérdidas en potencia pico, y por los ahorros correspondientes en costos de operación que resultan de disminuir la demanda de energía. Este valor monetario constituye la base para comparar los beneficios de reducir las pérdidas contra los costos de implantar las medidas necesarias para lograr dicha reducción.
- Con el fin de obtener una medida de la importancia económica de las pérdidas, se consideró el beneficio de efectuar ciertos cambios en el diseño actual de los sistemas con el fin de reducirlos. Los cambios estudiados corresponden a medidas remediales y son por lo tanto marginales en el sentido de que consideran solamente la variación de uno de los posibles parámetros de diseño. Por ejemplo, en el caso de los alimentadores de distribución se consideró el cambio de sección del conductor sin modificar ni la topología ni la distribución de las cargas del alimentador. El análisis de estos cambios

llevó a un diseño "óptimo" en el cual se minimiza el costo total incluyendo el de las pérdidas. Dicho diseño resultó, a su vez, en niveles de pérdidas que se consideraron "normales" y que sirvieron de base de comparación de las pérdidas actuales. El ahorro, o sea la diferencia entre los costos del diseño actual y del diseño "óptimo" y el costo de este último, se tomaron entonces como indicadores de la importancia económica de las pérdidas.

- Con base en los indicadores de ahorro y costo, se estableció el ordenamiento de las medidas remediales y de los sistemas, circuitos, etc. que se estudiaron específicamente, teniendo en cuenta como criterio la relación ahorro/costo. En los casos en que la información lo permitió, se efectuó el respectivo análisis de la conveniencia técnica de llevar a cabo el diseño "óptimo" en la práctica, se evaluó la necesidad de estudiar otras modificaciones complementarias y se hicieron recomendaciones generales sobre la implantación de las medidas.

La evaluación económica de las pérdidas negras se efectuó con base en el estimativo correspondiente para cada empresa, teniendo en cuenta las tarifas de energía vigentes. Se hicieron así mismo algunas consideraciones sobre los costos de implantar medidas remediales que tienen impacto en la reducción de las pérdidas negras. La evaluación económica de las medidas remediales para las pérdidas negras se efectuó teniendo en cuenta los de la descalibración de los contadores, obtenidos

para cada Empresa a partir de los resultados del muestreo de contadores, y modelos de nacimiento, crecimiento y control del consumo ilegal. Se tuvieron en cuenta los costos de revisión de instalaciones, de revisión de contadores, etc., que incurrieron las Empresas en la ejecución del muestreo de usuarios y contadores de energía.

El énfasis de la evaluación recayó sobre los sistemas de distribución ya que, primero que todo, es en este sector donde las pérdidas son más importantes. En segundo lugar en estos sistemas es posible efectuar análisis sencillos, sistemáticos y relativamente precisos de los efectos técnicos y económicos de efectuar modificaciones. Finalmente, los diseños de los sistemas de distribución son relativamente estandarizados y por lo tanto el diagnóstico y las recomendaciones que se hagan sobre los criterios de diseño existentes tienen un impacto y un efecto multiplicador grande en la solución del problema de las pérdidas.

La descripción detallada de los supuestos hechos en la evaluación económica, de la determinación del valor monetario de las pérdidas y del análisis de las medidas remediales consideradas, se encuentran en el Capítulo 4 del presente Tomo.

2.2.6 FASE VI

Durante la fase VI se redactó, revisó y editó el presente informe.

3.0 METODOLOGIA UTILIZADA EN EL ESTUDIO

3.1 INTRODUCCION

En este capítulo se presenta la metodología utilizada en el estudio de pérdidas de energía para el sector eléctrico colombiano. En esta metodología, que cubre la totalidad de los subsistemas que integran el sistema eléctrico, se tuvieron en cuenta principalmente las características particulares de los sistemas estudiados y el tipo de información disponible. Lo anterior influyó decisivamente en la metodología, puesto que ésta se ajustó a las necesidades y condiciones del estudio, tratando de no sacrificar la precisión de los resultados.

La metodología desarrollada incluye dos partes principales:

- ° Formulación de métodos generales para la estimación de pérdidas en cualquier sistema eléctrico.
- ° Aplicación de la metodología general al sistema eléctrico colombiano.

En el desarrollo de los métodos de estimación se utilizaron herramientas y modelos tales como técnicas de estimación de estado para redes a alto voltaje, flujos de carga aproximados para redes radiales, métodos estadísticos para la estimación de consumos, etc.

En la aplicación de la metodología al caso colombiano no se tuvieron en cuenta principalmente: las limitaciones

nes de la información, el grado de precisión buscado y el uso práctico, actual y futuro de los modelos y programas desarrollados.

En esta forma se desarrolló una metodología que no es única sino que incluye, en general, varios métodos diferentes para la estimación de pérdidas en el mismo sector y esto con el propósito de proponer métodos alternos que son aplicables en una o en otra empresa de acuerdo con sus características peculiares.

En las secciones siguientes se presenta separadamente la metodología utilizada para la estimación de pérdidas originadas por las diferentes causas identificadas. En esta presentación se ha hecho énfasis en hacer resaltar las características más importantes de los métodos, dejando en apéndices y en volúmenes separados detalles y resultados de la metodología o de su aplicación.

3.2 ESTIMACION DE PERDIDAS

3.2.1 Estimación de Pérdidas de Potencia y Energía Eléctrica en los Sistemas de Transmisión y Transformación

3.2.1.1 Introducción.

Uno de los objetivos del presente estudio es estimar, en detalle, las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de transmisión de 110 KV, 220 KV y 500 KV, y en los correspondientes transformadores. Así mismo, se pretenden estimar las pérdidas a niveles de voltaje de subtransmisión (menores que 110 KV) si bien, con un menor grado de detalle y en la medida en que la información disponible lo permita.

En esta sección se presenta y discute la metodología para estimar las pérdidas en potencia y en energía a nivel de transmisión, subtransmisión y transformación, discriminándolas por línea de transmisión y por transformador, por nivel de tensión y por empresa. Se presenta en primer término un resumen de la información disponible para efectuar la estimación de las pérdidas. En seguida se hace un análisis de la suficiencia, confiabilidad y precisión de dicha información con el fin de establecer la metodología más adecuada para la estimación. Finalmente, se presentan los procedimientos que comprenden la metodología, algunos resultados y ejemplos ilustrativos.

3.2.1.2 Información Disponible

La información existente, y que puede ser útil para

estimar las pérdidas de energía a nivel de transmisión, consta principalmente de lecturas periódicas de contadores de energía y lecturas periódicas de otras mediciones tales como tensión y flujos de potencia activa y reactiva en líneas tomadas en las plantas y subestaciones de los varios sistemas de energía. Existe además información estadística procesada a partir de los datos anteriores, tal como se encuentra en los informes mensuales y anuales de producción y consumo de las empresas. Con el fin de llegar al grado de detalle requerido en la estimación es preciso, sin embargo, utilizar lo más directamente posible las lecturas de contadores y mediciones en plantas y subestaciones.

° Lecturas de Contadores

Por lo general, existen contadores y se toman las correspondientes lecturas en los siguientes puntos de los sistemas de energía:

- Bancos de transformadores
- Puntos de interconexión de una empresa con otra

Sin embargo, existen algunos sitios donde no se toman dichas lecturas y otros donde se toman además de las mencionadas, otras lecturas de contadores, por ejemplo en líneas de transmisión.

Se puede decir, en general, que no existe una uniformidad de criterio en cuanto a la localización y a la periodicidad de las lecturas de contadores en las diferentes empresas.

° Lecturas de Otras Mediciones

Por lo general, en las subestaciones se llevan plantillas de registro horario o semihorario de mediciones. Las mediciones relevantes a la estimación de las pérdidas son:

- Tensión en barras
- Flujos de potencia activa y reactiva en líneas y transformadores
- Corrientes por fase en líneas y transformadores.

De nuevo, no existe uniformidad en las mediciones existentes entre las diferentes empresas y aún entre las distintas subestaciones de una misma empresa. En la mayoría de los casos, a nivel de transmisión de 110 KV y 220 KV, se toma la medición de flujo de potencia activa (MW). En muchas subestaciones se tiene, adicionalmente, el dato de corriente o el flujo de potencia reactiva (MVAR); en algunas se registra únicamente la magnitud del flujo pero no su dirección.

3.2.1.3 Suficiencia y Precisión de la Información Disponible.

En esta sección se discute la precisión y suficiencia de las dos clases de información disponible en cuanto a la estimación de pérdidas de potencia y energía se refiere.

° Lectura de Contadores

La suficiencia y precisión de este tipo de medidas se analizan en detalle en el Anexo al documento FASE II de este estudio.

° Lecturas de Otras Mediciones

Los errores en las lecturas de mediciones tienen tres componentes principales:

- Error del instrumento de medición
- Error humano al leer el instrumento
- Error en el tiempo en que se debe llevar a cabo la lectura del instrumento

De estas componentes del error, las dos últimas son quizás las más grandes. Dependiendo del tipo de medición, la componente debida al error en el tiempo de lectura puede ser sustancial, debido a que el operador tiene que tomar muchas mediciones que presentan cambios relativamente rápidos tales como los flujos de potencia reactiva en algunas líneas de transmisión.

La figura 3.2-1 muestra las lecturas semihorarias correspondientes al flujo de potencia activa en las dos subestaciones terminales de una línea de transmisión, durante un día. La raíz cuadrada de la diferencia cuadrática media de las dos lecturas es de 4.2 MW, o sea aproximadamente el 7% de la potencia pico transmitida durante el día. Para esta misma línea, las pérdidas en po-

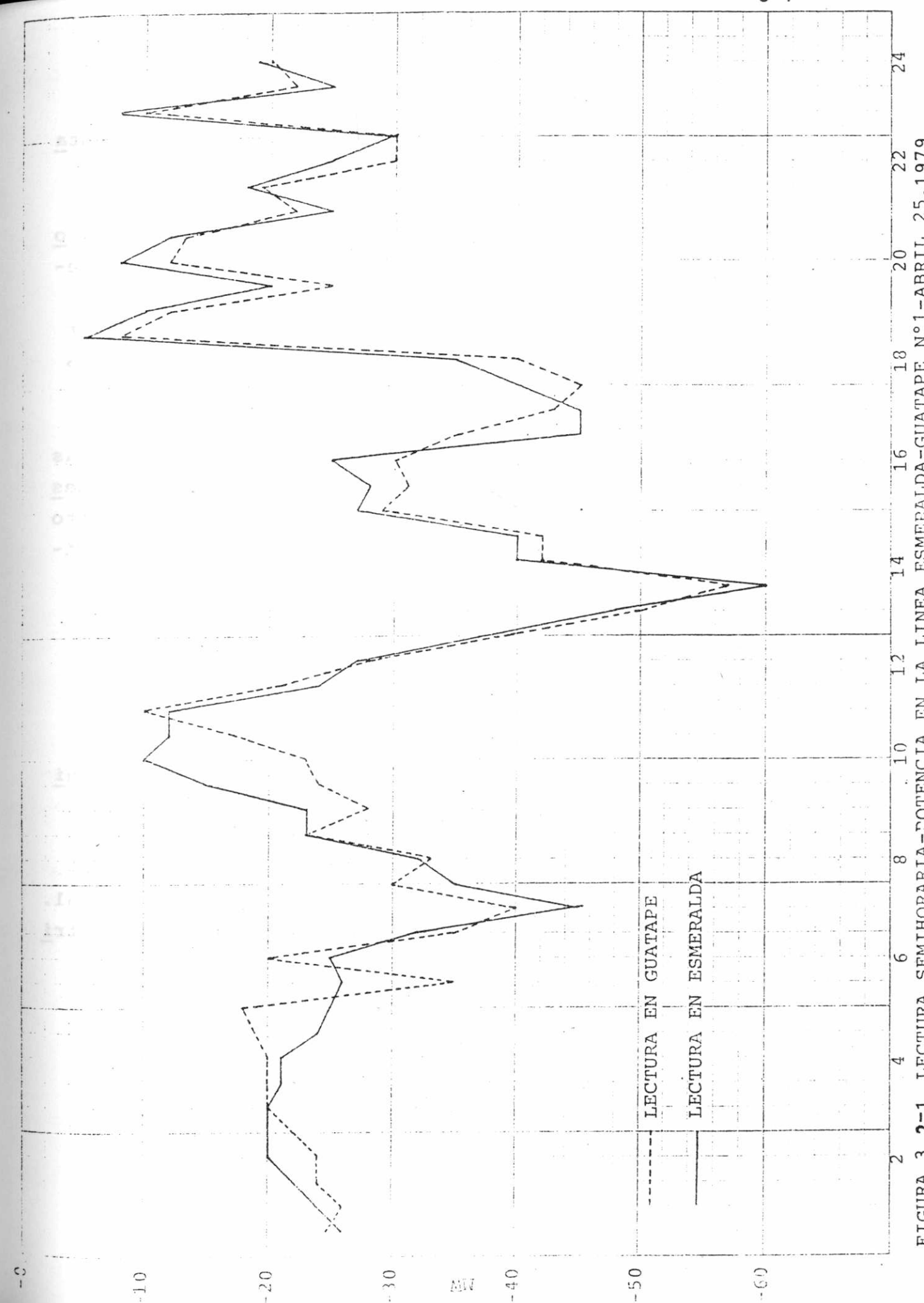


FIGURA 3.2-1 LECTURA SEMIHORARIA-POTENCIA EN LA LINEA ESMERALDA-GUATAPE N°1-ABRIL 25,1979

tencia calculadas a partir de estimación de estado, en la hora 10, son del .5%.

Se concluye entonces que las lecturas de mediciones de potencia en los extremos de la línea, teniendo errores aproximadamente diez veces más grandes que las pérdidas, no se pueden utilizar directamente para calcular confiablemente estas últimas por diferencia.

Por otra parte, la redundancia que existe en las mediciones registradas en las planillas de subestaciones, tomada en conjunto con un conocimiento del modelo y los parámetros del sistema eléctrico, permiten con amplitud calcular las pérdidas en el detalle requerido, utilizando para este fin, técnicas de estimación de estado.

3.2.1.4 Estimación de las Pérdidas de Potencia.

Con el fin de estimar las pérdidas de potencia a nivel de transmisión y subtransmisión, se requiere:

- Un conjunto de datos (tomados de las planillas) que tengan suficiente redundancia global y local.
- Conocimiento de configuración del sistema eléctrico.
- Conocimiento de los parámetros de las líneas y de los transformadores del sistema.
- Un estimativo de la precisión de los datos.

° Mediciones Utilizadas

Las mediciones contenidas en las planillas, que se tomaron finalmente para estimar las pérdidas, se seleccionaron usando los siguientes criterios:

- Utilizar las mediciones de tensión en donde fuera posible.
- Utilizar los flujos de potencia activa que tengan su correspondiente signo.
- Utilizar los flujos de potencia reactiva que tengan su signo correspondiente.

En algunos subsistemas de algunas empresas la información anterior contenida en las planillas es suficiente y en algunos casos redundante para efectuar la estimación. En otros subsistemas, sin embargo, no existe información suficiente para hacer la estimación. En estos casos, se utilizó información adicional, tal como las corrientes en los bancos de transformadores de las subestaciones, con el fin de calcular las cargas en MW y MVAR. En algunos casos, en los que no se contaba sino con la medición de la corriente, fué necesario suponer un factor de potencia con el fin de calcular la corriente activa y reactiva de las cargas.

° Modelo y Configuración de los Sistemas Eléctricos

En general se cuenta con un conocimiento e información bastante completos sobre los sistemas de potencia de las distintas empresas. Existen los

parámetros de las líneas de transmisión para todas las líneas de 110 KV y 220 KV existentes, y algunas futuras, y para algunas líneas de transmisión de menor voltaje. (1)

En cuanto a los transformadores, la información relativa a pérdidas en hierro y en cobre no es completa. Con base en la información correspondiente tomada de los protocolos de prueba de algunos de los transformadores se obtuvo una gráfica de dichas pérdidas en función de la capacidad de transformación. (Ver Figura 3.2-2).

A partir de esta gráfica se calcularon, para cada uno de los bancos de transformadores, los parámetros correspondientes de resistencia en serie y en "shunt" del equivalente .

° Estimativo de la Precisión de los Datos

Es muy difícil, casi imposible, cuantificar a priori la precisión de los datos de las planillas. Un estimativo de dicha precisión se puede obtener como resultado de la estimación de estado, mirando la magnitud de los errores en las mediciones. Un análisis de estos errores arroja los siguientes resultados para las mediciones de KV, MW y MVAR.

(1) "Parámetros de Líneas de Transmisión", Departamento Eléctrico, Sección Planeamiento Eléctrico, ISA, Junio 1975.

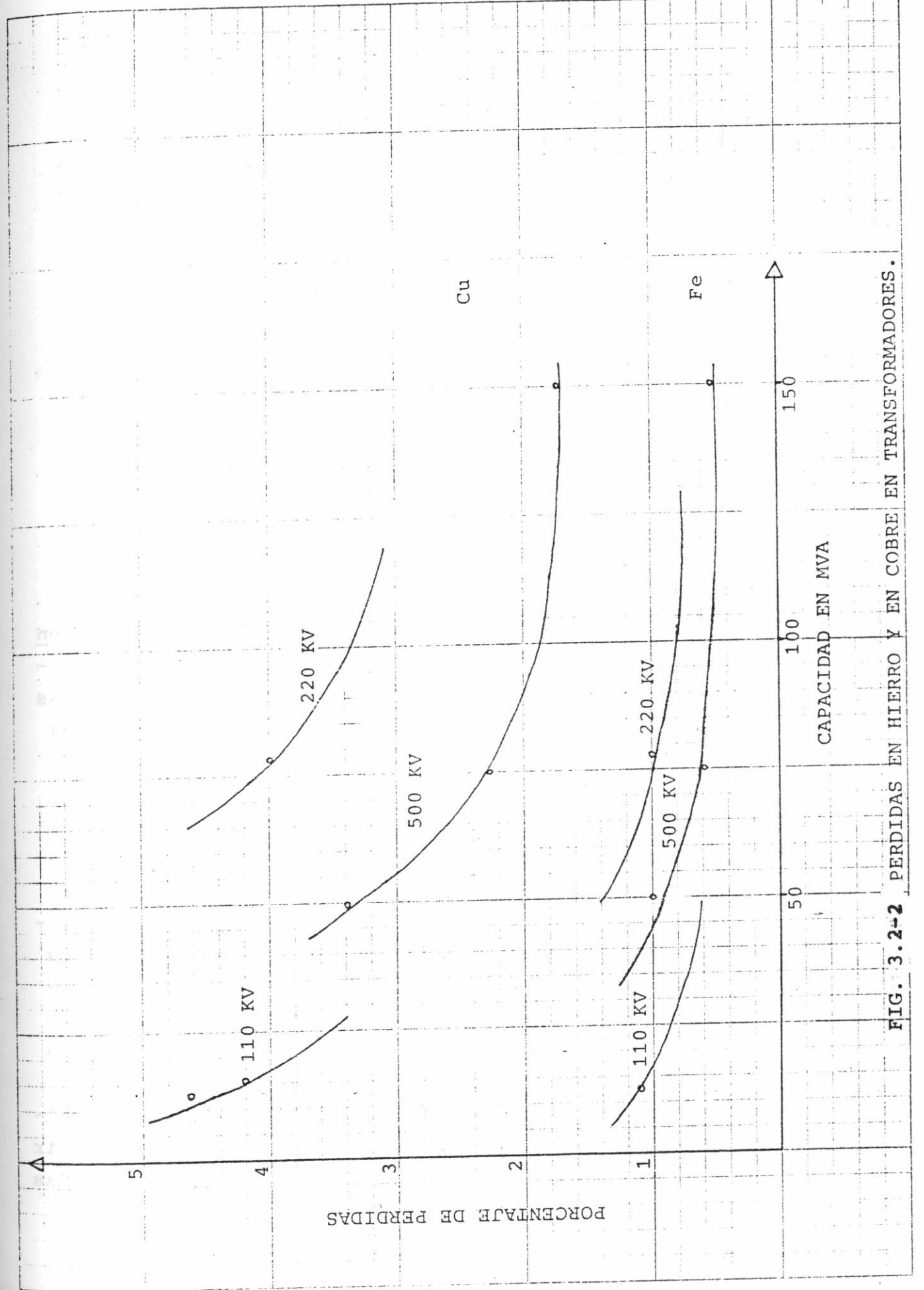


FIG. 3.2-2 PERDIDAS EN HIERRO Y EN COBRE EN TRANSFORMADORES.

TABLA 3.2-1

PRECISION RELATIVA DE LOS DATOS DE ESTIMACION
 ERROR PROMEDIO
 PORCENTAJE DE LA MEDICION

<u>EMPRESA</u>	<u>V</u>	<u>P</u>	<u>Q</u>
ISA	2%	8%	27%
EPM	2%	13%	27%

Estos errores revelan claramente que la componen te mayor del error se debe a la falta de preci sión en el tiempo de lectura, ya que los errores son menores en los voltajes para los cuales el rango de variación es también menor.

3.2.1.5 Estimación de Pérdidas de Potencia en Líneas y Transformadores.

Con la información, la configuración y los paráme tros de los sistemas eléctricos, y los estimativos de precisión de los datos descritos en los numera les anteriores, se corre el programa de estimador de estado. Este programa, cuyo uso se describe en detalle en el Apéndice 3.2-1, da como resultados básicos la magnitud y el ángulo de fase de los vol tajes en todos los nodos de cada sistema. A partir de esta información se pueden calcular las pérdidas

en cada línea y en cada transformador y se acumulan por nivel de voltaje y por empresa. Este proceso produce la siguiente información:

- Pérdidas por línea de transmisión en KW como por centaje de la potencia transmitida.
- Pérdidas por transformador en hierro y en cobre como porcentaje de la potencia transformada.
- Para cada empresa, se calcula:
 - Generación total
 - Compras
 - Ventas
 - Carga total
 - Porcentaje de pérdidas sobre generación más compras
 - Pérdidas por nivel de voltaje de transmisión
 - Pérdidas por niveles de voltaje de transfor mación
- Para el sistema total se calculan todos los da tos anteriores.

3.2.1.6 Estimación de las Pérdidas de Energía en Líneas y Transformadores.

Las pérdidas de energía se estiman por integración a partir de las pérdidas de potencia estimadas pa ra las distintas horas del período de interés. Co mo período representativo se debe tomar uno que in cluya los diferentes tipos de curva de carga dia rria; se considera que el período mínimo contable de be ser de una semana.

Con el fin de efectuar la integración de las pérdidas de potencia en una forma eficiente, no es necesario incluir todas las horas de cada día del período considerado sino aquellas en las cuales se presentan cambios grandes en la curva de carga.

Una vez acumulada toda la información correspondiente a cada una de las horas del período, el programa de estimación de pérdidas de energía obtiene la siguiente información:

- Para cada barraje:

- ° Factor de carga
- ° Carga máxima
- ° Hora de la carga máxima
- ° Factor de pérdidas
- ° Corriente máxima
- ° Hora de la corriente máxima

- Para cada línea o transformador

- ° Energía recibida
- ° Energía perdida
- ° Porcentaje de pérdidas de energía

- Para cada empresa

- ° Energía generada
- ° Energía comprada a otras empresas
- ° Energía vendida a otras empresas
- ° Energía de carga
- ° Carga máxima

- ° Hora de la carga máxima
- ° Factor de diversidad
- ° Porcentaje de pérdidas

- Para cada nivel de transmisión y transformación

- ° Energía recibida
- ° Potencia máxima transmitida o transformada
- ° Factor de carga
- ° Energía perdida
- ° Pérdidas máximas en KW
- ° Factor de pérdidas
- ° Hora de las pérdidas máximas
- ° Porcentaje de pérdidas sobre energía recibida
- ° Porcentaje de pérdidas sobre el total de energía generada más energía comprada.

3.2.1.7 Estimación de las Pérdidas por Efecto Corona.

La metodología correspondiente a pérdidas por efecto corona se presenta en el Apéndice 3.2-2.

3.2.1.8 Aplicación de la Metodología Desarrollada a la Estimación de Pérdidas a Alto Voltaje en el Sistema Eléctrico Colombiano.

La metodología y los programas desarrollados son generales y aplicables a cualquier red eléctrica de transmisión o de subtransmisión en la cual se cuenta con la información descrita anteriormente. La estimación de pérdidas en potencia no presenta, en general, dificultades prácticas debido a que la información de base requerida por estimación de esta-

do es similar a la requerida por un programa de flujo de carga convencional, siendo mayor el volumen para estimación de estado debido a las mediciones que deben incluirse. Sin embargo, la presencia de datos "malos", debida especialmente a información deficiente sobre cambios de configuración de la red estudiada, puede ocasionar problemas de convergencia o errores, los cuales se pueden detectar en parte mediante la comparación de las mediciones reales con las estimadas.

La estimación de las pérdidas en energía presenta el problema del volumen considerable de datos requeridos. Para un sistema que incluya unas 20 subestaciones el número de datos de mediciones puede ser del orden de 150. Este número deberá multiplicarse por el número de horas para las cuales se quiere efectuar la integración de las pérdidas de potencia con el propósito de encontrar las de energía correspondientes. El volumen de datos necesarios de una semana para el sistema mencionado puede llegar fácilmente a 10000. Esto implica problemas prácticos de depuración de datos y de codificación de los mismos.

En el presente estudio, con el fin de obviar la dificultad mencionada, se utilizó el siguiente procedimiento:

- ° Se determinó en forma aproximada la hora de carga como un conjunto. Esta hora se tomó para estimar las pérdidas de potencia en todo el sistema de transmisión y en sistemas de subtransmi-

misión con información suficiente. Las pérdidas así calculadas se utilizaron como pérdidas pico.

- ° Para los sistemas a 115 y 220 KV se procesaron 91 horas, de las 168 posibles, para la semana muestra considerada en el estudio. La no inclusión de los sistemas a menor tensión disminuyó el volumen de información en forma considerable haciendo posible el procesamiento y la depuración de los casos en un tiempo razonable.
- ° Junto con las pérdidas de energía a 115 y 220 KV se obtuvieron los factores de carga y de pérdidas para la red de alta tensión. Los factores correspondientes a las subestaciones de transformación del nivel de transmisión al nivel de subtransmisión se tomaron para estimar las pérdidas en energía en líneas y transformadores a voltajes de subtransmisión.

El procedimiento anterior permite estimar, con un alto grado de precisión, las pérdidas para el sistema de transmisión y, con el grado de precisión requerido, las debidas a redes de subtransmisión.

3.2.1.9 Conclusiones

La metodología presentada para la estimación de pérdidas en sistemas a alto voltaje tiene, entre otras, las siguientes características:

- ° Incluye información de mediciones de las plani-

llas la cual, por medio de la estimación de estado, permite calcular el estado real del sistema con un grado de precisión mayor al de un flujo de carga convencional.

- La presencia de datos "malos" en planillas o de parámetros de las líneas así como de errores en la configuración supuesta de la red en cuestión, son detectables, lo cual permite depurar la información.
- La metodología es general y permite la estimación de pérdidas, en potencia y en energía, en forma sistemática.

La aplicación práctica de la metodología, como se explicó anteriormente, no ofrece dificultad para la estimación del estado y, por ende, de las pérdidas en potencia. Su aplicación al cálculo de pérdidas en energía requiere de un compromiso entre el volumen de información a procesarse y el grado de precisión requerido.

3.2.2 Pérdidas en Sistemas de Distribución

3.2.2.1 Introducción

Las pérdidas de un sistema de distribución analizadas en esta sección, comprenden:

- Pérdidas I^2R en redes primarias y secundarias
- Pérdidas I^2R y de hierro en transformadores de distribución.

Los circuitos primarios y secundarios se considera que operan siempre en forma radial. Esta restricción es acorde con las políticas de operación de las diferentes empresas. Lo anterior limita la metodología a redes cuyo voltaje normal de operación es, por lo general, inferior o igual a 13.8 KV. Sin embargo, algunas redes de distribución a voltajes mayores, 44 KV en EPM por ejemplo, son operadas en forma radial lo cual permite extender el uso de la metodología desarrollada a este tipo de redes, al igual que para redes rurales radiales a voltajes de 34.5 KV, por ejemplo.

La estimación de pérdidas comprende dos tipos de estimación: pérdidas pico y pérdidas en energía. Las primeras se pueden calcular a partir de las condiciones de carga máxima del circuito considerado. Las segundas se pueden estimar a partir de las primeras, con base en los factores de carga y de pérdidas correspondientes. El objeto de esta sección es presentar la metodología desarrollada para la estimación de pérdidas en circuitos primarios y en transforma-

dores tanto en pico como en energía.

3.2.2.2 Consideraciones Generales para la Estimación de Pérdidas en Redes de Distribución.

Una red de distribución puede considerarse como un circuito eléctrico completamente identificado por las siguientes características:

- ° Configuración del circuito, la cual depende de la conexión de los distintos nodos entre sí.
- ° Características de las líneas o ramales que conectan los nodos.
- ° Cargas conectadas a cada nodo.

Un circuito de distribución primaria se compone de distintos ramales los cuales pueden ser trifásicos, bifásicos o monofásicos. Estos ramales pueden, a su vez, tener cargas generalmente conectadas a transformadores de los tres tipos mencionados. Un análisis detallado de las redes de distribución requiere, por lo tanto:

- ° Una descripción completa del circuito, del tipo de ramal y del tipo y valor de cada carga.
- ° Una metodología que sea aplicable a sistemas trifásicos lo cual permitiría calcular las pérdidas en forma exacta.

Aunque es posible desarrollar una metodología para el análisis de circuitos trifásicos (Referencia 1), la información necesaria para utilizarla no está dispo-

(1) " Calculation of Energy Losses in a Distribution System", D.I.H. Sun et al, presented to the PAS, Summer Meeting, July 1979.

nible en las distintas empresas cuyas redes han sido incluidas en este estudio. Es por lo tanto necesario recurrir a simplificaciones. Las siguientes características de diseño y de operación de las redes eléctricas permiten desarrollar una metodología práctica:

- ° Generalmente, en el diseño de un circuito se considera una regulación inferior al 5%; tal característica de los circuitos permite suponer un voltaje constante a lo largo del circuito analizado. Esta aproximación se considera adecuada para la mayor parte de los casos. Un análisis teórico de un circuito simple, con consideración de caída de voltaje, se presenta en el Apéndice 3.2-3. Para el caso presentado, una disminución del voltaje en un 5% causa una disminución en las pérdidas de 2.5% aproximadamente. Este error se estima que es mucho menor que el grado de precisión de la información disponible y, por lo tanto, no es relevante para efectos prácticos.
- ° Es una práctica común, en las diferentes empresas, tratar de balancear las cargas de un circuito con el fin de distribuir las entre las diferentes fases. Lo anterior permite suponer que todas las cargas están distribuidas por igual entre las fases. Esta aproximación se considera la más adecuada a falta de información sobre el desbalance que se presenta en los circuitos; su efecto es el de reducir el monto de las pérdidas, dado que la carga del número de usuarios de un circuito secundario no es obtenible sino por medición directa. Esta medición está, a su vez sujeta a

problemas prácticos debido a la no simultaneidad de la medida, y a que, posiblemente, la medida no coincida con el pico de carga del circuito. Lo anterior impone utilizar algún tipo de aproximación sobre las cargas de los circuitos. Algunas formas propuestas son analizadas en la sección siguiente.

Las anteriores consideraciones son la base para la formulación de la metodología propuesta. Esta metodología trata de simplificar, por medio de aproximaciones adecuadas, modelos complejos que requerirían un volumen de información considerable. Es decir, se trató de ajustar, en lo posible, el modelo a la información disponible.

3.2.2.3 Estimación de Pérdidas en Redes de Distribución.

Esta estimación comprende, como se explicó anteriormente, las pérdidas en el pico de carga y en energía.

° Cálculo de Pérdidas en el Pico de Carga

Los subsistemas de distribución se consideran compuestos por líneas radiales únicamente. Cada línea tiene su punto de frontera localizado en la celda de la subestación correspondiente; en este punto se puede disponer de varios datos según el caso:

- Corrientes por fase o en una sola de las fases
- Voltaje en la barra de distribución
- Potencia activa inyectada al alimentador
- Potencia reactiva inyectada al alimentador
- Energía entregada al alimentador en un período de tiempo determinado.

Por otra parte, los datos de cargas en cada uno de los nodos del sistema, están dados en una de las siguientes formas:

- Consumo (KWH) del nodo en un período de tiempo determinado (generalmente mensual)
- Capacidad instalada del nodo

Las cargas de los nodos determinan la repartición de corrientes en el circuito; dependiendo de la información de cargas disponible se pueden identificar los siguientes casos:

CASO A: Se conoce la carga pico o el consumo en cada nodo.

Si se conoce la carga pico de cada nodo no es necesario hacer ninguna aproximación sobre la misma; este es el caso menos frecuente. Cuando se conoce el consumo en cada nodo, se puede calcular la carga promedio por medio de la expresión:

$$KVA_i = \frac{\text{CONSUMO}_i \text{ (KWH)}}{T \times \text{COS } \phi}$$

donde:

KVA_i : carga del nodo i .

T : período del consumo en horas.

A partir de esta carga se pueden estimar las corrientes en cada nodo considerando que el voltaje es igual al voltaje de operación del circuito. La corriente calculada en esta forma corresponde a la corriente promedio sobre el período considerado. Para el cálculo de las pérdidas de potencia en el pico, se debe escalar esta corriente con el factor de carga de la subestación o del circuito correspondiente.

Si se conoce adicionalmente la corriente total en el pico de carga, se debe cumplir la relación:

$$I_{\max} = \sum I_{\max i}$$

con I_{\max} corriente pico del circuito

$I_{\max i}$ corrientes de cada nodo para el pico del circuito.

Las corrientes calculadas a partir del consumo deberán escalarse si su suma difiere de la corriente pico del circuito. El factor de escala será similar al factor de diversidad.

CASO B: Se conoce la capacidad instalada por nodo. Si para cada nodo se conoce la capacidad instala-

da, se puede calcular la corriente de carga de los nodos, suponiendo que la corriente de carga del circuito se reparte proporcionalmente a las capacidades de los transformadores. En esta forma:

$$I_{\max i} = I_{\max} \times \frac{KVA_i}{\sum KVA_i}$$

donde: KVA : capacidad instalada de transformación en el nodo i .

$I_{\max i}$: corriente en el pico para el nodo i

I_{\max} : corriente en el pico para el circuito.

Con estas cargas se pueden calcular las pérdidas del circuito correspondiente. En caso de no conocerse la corriente total del circuito, pero si la energía de entrada al circuito, la regla de repartición, según la capacidad instalada, puede aplicarse a esta energía.

CASO C: No se conocen ni el consumo ni la capacidad instalada.

Este caso comprende aquellos circuitos para los cuales solo se conocen datos generales tales como longitud total, corriente pico inyectada al alimentador, número de transformadores, etc. Las pérdidas en este caso se pueden estimar por medio de modelos estadísticos como se explica en

la sección 3.2.4.

◦ Cálculo de Pérdidas en Energía

En el numeral anterior se explican las distintas formas de calcular las pérdidas en el pico de carga del circuito considerado. El cálculo de energía, a partir de esos resultados, se puede efectuar conociendo el factor de pérdidas del circuito o subestación correspondiente. El factor de pérdidas está definido como:

$$FP = \frac{\text{Pérdidas Promedio}}{\text{Pérdidas Pico}} = \frac{\text{Energía Perdida}}{T \cdot \text{Pérdidas Pico}}$$

esta expresión permite calcular:

$$\text{Energía Perdida} = \text{Pérdidas Pico} \times FP \times T$$

El factor de pérdidas de cada circuito puede calcularse en la siguiente forma:

$$FP = \frac{1}{T} \int \frac{I^2(t)}{I_{\max}^2} dt$$

Esta expresión se deduce considerando que las pérdidas se pueden expresar como:

$$L(t) = C \cdot I^2(t)$$

donde:

- L(t) pérdidas instantáneas
I(t) corriente instantánea de entrada al circuito.

De esta manera se pueden calcular sencillamente el factor de pérdidas y, por lo tanto, las pérdidas en energía. Para los casos en los cuales

no se conoce la corriente por alimentador, se puede tomar el factor de pérdidas de la subestación o del sistema considerado.

Para el cálculo de pérdidas en porcentaje, se calcula la energía de entrada al circuito por medio de la expresión:

$$E = \sqrt{3} V I_{\max} \cos \phi \cdot FC \cdot T$$

donde FC es el factor de carga del circuito.

A partir de lo anterior se deduce que:

$$\text{PERDIDAS EN ENERGIA (\%)} = \text{PERDIDAS PICO (\%)} \times \frac{FP}{FC}$$

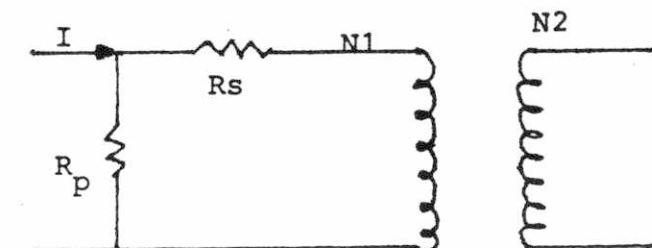
3.2.2.4 Estimación de Pérdidas en Transformadores de Distribución.

◦ Estimación de Pérdidas Pico.

El cálculo exacto de pérdidas en transformadores de distribución requiere los siguientes datos:

- 1) Datos para el modelo del transformador
- 2) Datos de carga del transformador

El modelo unifilar equivalente de un transformador para el cálculo de las pérdidas, es el siguiente:



donde:

- I = Corriente de carga del transformador
 R_s = Resistencia en serie (pérdidas de cobre)
 R_p = Resistencia en paralelo (pérdidas de núcleo)

Las resistencias R_s y R_p se calculan a partir de las pruebas de corto circuito y de circuito abierto. Una buena aproximación consiste en despreciar la corriente que pasa por la resistencia R_p , de tal forma que:

$$\text{Pérdidas de cobre} = I^2 R_s$$

$$\text{Pérdidas de núcleo} = \frac{V^2}{R_p}$$

Estas últimas dependen, por lo tanto, del voltaje de operación del transformador y puesto que las variaciones de éste son pequeñas, se considera que las pérdidas de núcleo son iguales a las pérdidas a tensión nominal, independientes de la carga del transformador.

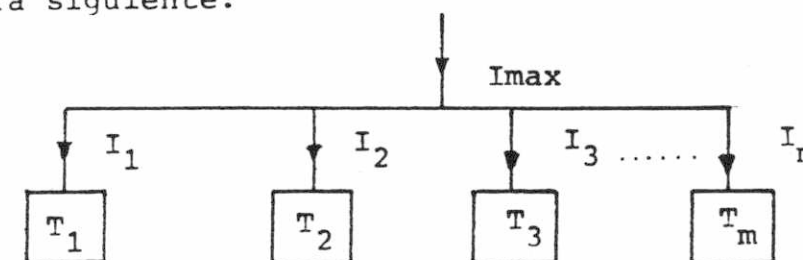
En general, las resistencias de un transformador no se conocen pero sí las pérdidas, que varían según el tipo y la capacidad. Con estos datos, y la corriente pico del transformador, se pueden calcular las pérdidas en pico como:

$$L_i = \left(\frac{I_i}{I_n} \right)^2 \times L_{cu} + P_n$$

donde:

- I_i = Corriente pico del transformador
 I_n = Corriente nominal
 L_{cu} = Pérdidas de cobre
 P_n = Pérdidas de núcleo
 L_i = Pérdidas pico del transformador i

Dado que el voltaje se considera constante para el alimentador se puede suponer que todos los transformadores están conectados al mismo barraje y cargados según su capacidad como se ilustra en la figura siguiente:



Por lo tanto, la corriente por transformador i será:

$$I_i = I_{max} \cdot \frac{KVA_i}{\sum KVA_i}$$

donde:

- I_{max} = Corriente total alimentador
 KVA_i = Capacidad transformador i
 $\sum KVA_i$ = Capacidad total instalada

Puesto que los transformadores de igual capacidad se suponen con iguales pérdidas se pueden considerar grupos de transformadores por capacidad en lugar de transformadores individuales.

Las pérdidas totales de los transformadores del circuito serán iguales a la suma de las pérdidas de los transformadores del circuito en cuestión.

° Pérdidas en Energía

Las pérdidas en energía se calculan utilizando el factor de pérdidas de la subestación correspondiente, en la siguiente forma:

$$E = \left[L_{cu} \cdot FP + L_n \right] \cdot T$$

Donde:

L_{cu} = Pérdidas cobre en el pico

L_n = Pérdidas hierro

FP = Factor de Pérdidas de la subestación

T = Período para el cálculo de pérdidas de energía.

3.2.2.5 Aplicación de la Metodología Desarrollada de Acuerdo con el Tipo de Información Disponible.

La metodología expuesta en las secciones anteriores permite adaptarse al tipo de información disponible en cada empresa. La información por circuito, en general, se presenta en diagramas unifilares a escala en los cuales se incluye la localización de los transformadores, la capacidad del transformador, el tipo de transformador (trifásico o monofásico), el tipo de conductor por ramal y las característi-

cas del ramal (trifásico, bifásico o monofásico). Con esta información es posible codificar el circuito por nodos, correspondientes a puntos de bifurcación o conexión de transformadores, y por ramas entre los nodos. Esta información define completamente el circuito en cuanto a su topología. La información de carga en cada nodo se puede obtener en una de las siguientes formas:

- ° Por la corriente pico medida en el nodo; esta información permite el uso del modelo denominado Tramo 1 (ver Apéndice 3.2-4), y que, en consecuencia, es más exacto. Este modelo solo se pudo aplicar para una muestra de circuitos de EEEB y algunos circuitos a 44 KV de EPM.
- ° Por la capacidad de transformación en cada nodo y la corriente total del circuito; con la suposición de una repartición de la corriente total en proporción a la capacidad instalada en cada nodo, se pueden calcular las corrientes por nodo. Este modelo se denominó Tramo 2 (Ver Apéndice 3.2-4) y fué el aplicado en el resto de ciudades y en zonas rurales con información suficiente.

El procesamiento de la información relativa a la capacidad de los transformadores y al tipo de éstos, permite calcular las pérdidas por transformadores en paralelo con el cálculo de las pérdidas por alimentadores primarios. Esto se puede efectuar independientemente del modelo (Tramo 1 o Tramo 2) empleado.

El uso de uno u otro de los modelos desarrollados para la estimación de pérdidas en alimentadores depende del tipo de información disponible.

Los resultados del modelo Tramo 2, en el caso de EEEB, dan para 60 circuitos una diferencia global del 2% únicamente comparados con los resultados del modelo Tramo 1.

La comparación de los resultados de pérdidas pico de tres circuitos a 44 KV de EPM calculados con ambos modelos es la siguiente:

<u>Circuito No.</u>	<u>Modelo Tramo 1 (KW)</u>	<u>Modelo Tramo 2 (KW)</u>	<u>Diferencia (%)</u>
929	25.48	23.47	- 7.9
229	205.20	202.90	- 1.1
629	<u>51.77</u>	<u>39.31</u>	<u>-24.0</u>
TOTAL	282.45	265.68	- 5.9

Para estos circuitos la estimación por medio del modelo Tramo 2 no es tan exacta como para los circuitos a menor tensión, debido al número reducido de cargas en los circuitos a 44 KV, lo cual hace que la suposición de repartición de la carga según la capacidad sea menos aplicable en este caso. Sin embargo, la diferencia del 5.9% está de acuerdo con la precisión buscada para el cálculo de estas pérdidas.

3.2.2.6

Conclusiones

La metodología propuesta para el cálculo de pérdidas en redes de distribución permite estimar, bajo

ciertas suposiciones, las pérdidas en líneas y en transformadores. Las aproximaciones hechas para desarrollar los modelos propuestos se considera que no afectan apreciablemente la precisión de los resultados y, por el contrario, permiten utilizar la información disponible evitando en esta forma la recopilación de una gran cantidad de información adicional y mediciones en las redes.

3.2.3 Pérdidas Negras

El estudio de Pérdidas de Energía en el Sector Eléctrico Colombiano tiene como objetivo estimar las diferentes componentes de las pérdidas de energía que se presentan en las principales áreas del país. Estas componentes como se explicó anteriormente, se dividen en dos categorías principales. La primera categoría comprende todas las pérdidas que se producen debido a causas físicas. La segunda categoría se ha denominado en este informe con el término de "pérdidas negras" y corresponde a la diferencia entre la energía facturable y la energía realmente facturada por la empresa. Las causas son múltiples e incluyen el contrabando de energía, el fraude tanto en el contador como en la instalación, la descalibración de contadores y errores en el proceso de facturación.

3.2.3.1 Consideraciones Generales para el Desglose de las Pérdidas Negras.

Las pérdidas negras son producidas por una de las siguientes causas:

- a) Conexión Ilegal o contrabando de energía, que corresponde a aquellos usuarios que no están inscritos en la empresa distribuidora de energía, no existiendo por lo tanto contrato alguno de prestación del servicio ni recaudo por la empresa por este concepto.

- b) Fraude en la instalación (conexión adulterada) que comprende todos los casos de usuarios (con contrato con la empresa) que por algún mecanismo utilizan energía que no pasa por el contador, siendo su consumo facturado menor que el real.
- c) Fraude en el contador (adulterado), cubre los casos en los cuales el usuario (con contrato con la empresa) adultera el contador para que indique menos energía que la realmente consumida por él.
- d) Descalibración natural del contador que corresponde a los casos en los cuales el usuario (con contrato con la empresa) es facturado por debajo de su consumo real debido a una descalibración del contador, descalibración ocasionada por causas ajenas al usuario.
- e) Calibración nominal del contador dado que se calibra a una corriente diferente de la corriente real del usuario lo cual ocasiona una descalibración de base aún para contadores recién instalados.
- f) Daño del contador caso en el cual se producen pérdidas equivalentes a una descalibración del 100% del contador. Este caso produce pérdidas que son generalmente detectadas rápidamente en uno o máximo dos períodos de facturación.

- g) Subfacturación por baja estimación del consumo de usuarios. ("Tarifa fija") la cual corresponde a todos los casos en los cuales los usuarios tienen un contrato con la empresa por el cual el monto facturado se establece sin contador de energía.

En adición a las causas anteriores, que originan pérdidas que se pueden considerar de carácter permanente, se presentan situaciones que originan recaudos menores (o mayores) en ciertos períodos de tiempo, como son:

- ° Errores en lectura del contador, la cual se corrige bien sea durante el mismo período de la lectura, en el caso de relectura del contador, o se corrige a más tardar en el siguiente período. A este grupo pueden asimilarse los casos en los cuales la empresa factura al usuario el consumo promedio por imposibilidad de tomar la lectura (casa cerrada por ejemplo), las cuales se pueden considerar similares a los de lectura errónea pero con una lectura igual al consumo promedio, la cual no corresponde en general al consumo del usuario en ese período.
- ° Transcripción o facturación incorrecta similar al caso anterior pero que no produce pérdidas permanentes de energía para la empresa dado que su impacto se reduce a un monto facturado erróneo en un período.

Dado que para el estudio de pérdidas de energía se consideró un período de tiempo de un año, en el desglose de las pérdidas de energía se consideran únicamente las producidas por las causas a) a g).

La figura 3.2-3 presenta en forma esquemática las causas de las pérdidas de energía según lo descrito en esta sección. Aquellas denominadas permanentes son objeto de discusión en cuanto a la metodología para su estimación se refiere.

3.2.3.2 Metodología para la Estimación de Pérdidas para los Diferentes Tipos de Usuarios.

A. Pérdidas de Usuarios por descalibración de contadores. (Causas d y e según la figura 3.2-3)

A1. Descripción.

La descalibración de contadores según esta causa incluye la descalibración natural del contador y aquella debida a un ajuste incorrecto en laboratorio. La figura 3.2-4 muestra una curva típica de un contador en términos de descalibración contra corriente normalizada con respecto al valor nominal del contador. La descalibración en este caso es negativa para aquellos casos en que el consumo real del usuario sea menor que el consumo facturado.

De la curva del contador se desprende:

- ° Se diferencian tres zonas (corriente baja, corriente normal y corriente alta) las cuales aproximadamente se hallan comprendidas entre los valores de 0-10%, 10-100% y más del 100%.
- ° En la zona de baja corriente en general el contador presenta mayores pérdidas proporcionalmente. Si la descalibración se expresa en términos del consumo se tiene.

$$d = \frac{Cr - Cf}{Cr}$$

con

Cr el consumo real del usuario
Cf el consumo facturado

A su vez

$$Cr = K_1 + K_2 I$$

donde K_1 representa un consumo propio del contador que para efectos prácticos se puede considerar constante dado que la mayor parte de estas pérdidas se pueden asimilar a pérdidas en las bobinas de tensión (aproximadamente 1 vatio por bobina). A consumos extremadamente bajos la descalibración será del 100% dado que no se produce par de arranque. El par de arranque se presenta a co -

rrientes del orden de 0.05%. Para efectos de este estudio el rango de corriente del usuario es mucho mayor (en general entre 10 y 100%) por lo cual el término K_1 se desprecia en adelante.

- ° En la zona de carga entre 10 y 100% se encuentra por lo general la corriente promedio del usuario. En esta zona para aparatos bien calibrados la descalibración debe ser igual a 0 dado que los contadores se calibran a 10% y 100% de la corriente nominal en la mayor parte de las empresas.
- ° En la zona de carga mayor a 100% las descalibraciones son similares a las registradas a 100%. Un número bajo de usuarios deberá registrar corrientes promedias en esta zona.

La información de la cual se dispone para estimar la magnitud de las pérdidas de energía por causa de la descalibración de los contadores de los usuarios consiste en :

- ° Medida de la descalibración de cada contador a 10%, 100% y a 200% de la corriente nominal del contador.
- ° Consumo mensual promedio de cada usuario y/o último consumo.
- ° Voltaje nominal del contador
- ° Corriente nominal del contador

A partir de esta información, se pueden estimar las pérdidas por descalibración por medio de un procedimiento que consta de dos pasos principales. El primero consiste en determinar una curva de descalibración como función de la carga del contador. En el segundo paso se utilizan el consumo promedio y la curva de descalibración determinada para encontrar las pérdidas de energía.

A2. Modelos para la curva de descalibración

Los siguientes modelos fueron considerados para el estudio.

- Modelo cuadrático

$$d(i) = \alpha_c i^2 + \beta_c i + \gamma_c$$

- Modelo logarítmico

$$d(i) = \alpha_L \ln i + \beta_L i + \gamma_L$$

- Modelo lineal

$$d(i) = \beta_1 i + \gamma_1 \quad i \leq 100\%$$

$$d(i) = \beta_2 i + \gamma_2 \quad i > 100\%$$

La figura 3.2-5 muestra gráficamente estos modelos para las regiones comprendidas entre 0 y 200% de la corriente nominal del contador. En esta figura se ha

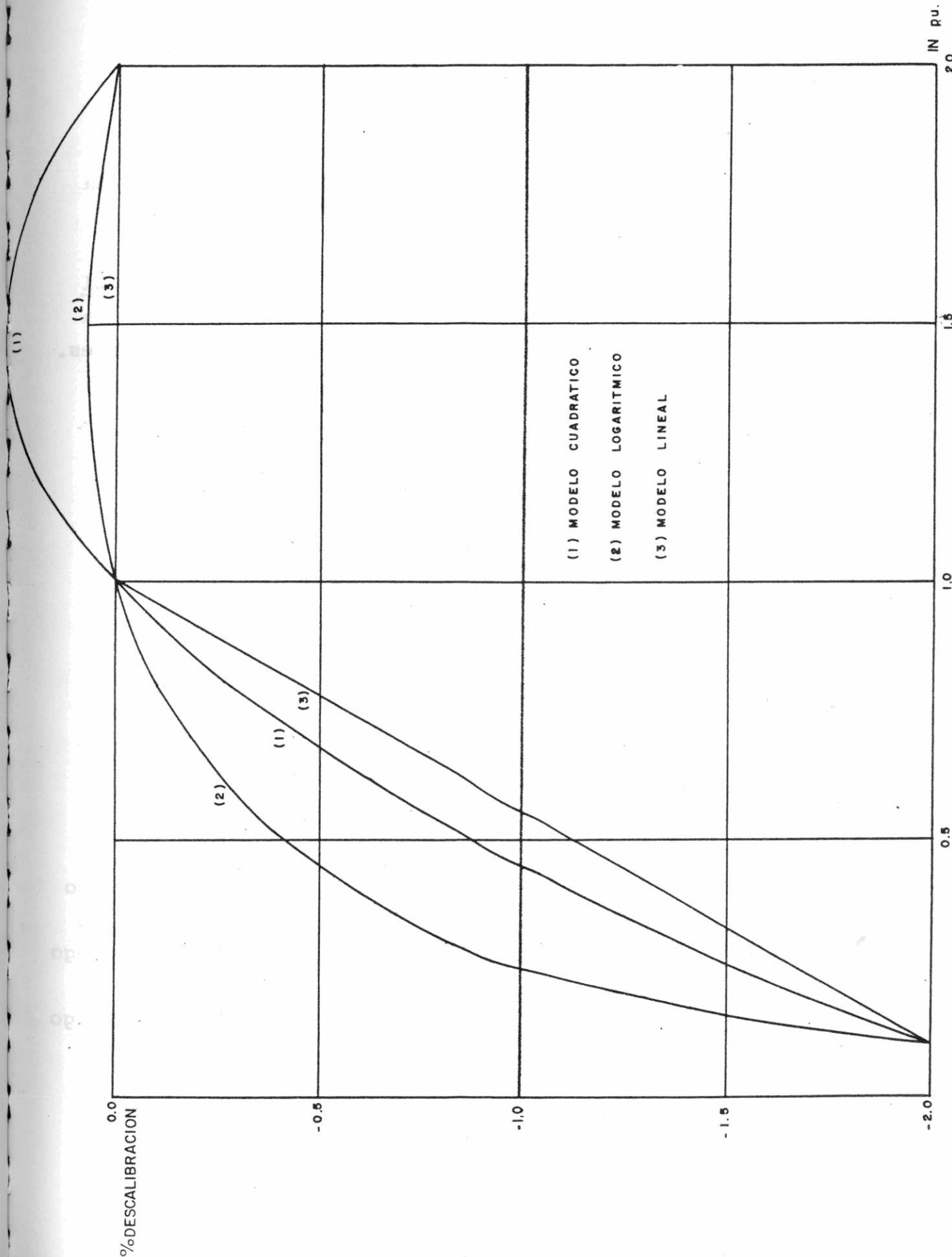


FIGURA 3-2-5 CURVAS DE DESCALIBRACION.

supuesto una descalibración máxima de 2% para una corriente del 10%.

Los modelos cuadráticos y logarítmicos permiten una determinación única de los coeficientes α , β y γ a partir de las descalibraciones registradas a 10, 100 y 200% de corriente nominal. Para el modelo lineal deberá conocerse el rango de la corriente para determinar los coeficientes β y γ correspondientes.

Denominando:

$$\begin{aligned} \underline{i}^t &= (\ln i \quad i \quad 1) \text{ modelo logarítmico} \\ \underline{i}^t &= (i^2 \quad i \quad 1) \text{ modelo cuadrático} \\ \underline{i}^t &= (0 \quad i \quad 1) \text{ modelo lineal} \end{aligned}$$

P_j las pérdidas correspondientes a un usuario j

Cr_j el consumo real del usuario j

Cf_j el consumo facturado promedio del usuario j

$d_j(i)$ la descalibración del contador del usuario j .

$$\begin{aligned} \underline{1}^T &= (\alpha_1 \quad \beta_1 \quad \gamma_1) && \text{modelo logarítmico} \\ &= (\alpha_2 \quad \beta_2 \quad \gamma_2) && \text{modelo cuadrático} \\ &= (0 \quad \beta_1 \quad \gamma_1) && \text{modelo lineal rango} \\ & && \text{0-100\%.} \\ &= (0 \quad \beta_2 \quad \gamma_2) && \text{modelo lineal rango} \\ & && \text{mayor de 100\%} \end{aligned}$$

Se llega a los siguientes resultados (Apéndice 3.2-6)

$$d(i) = \underline{i}^t \quad (3.a)$$

$$P_j = \frac{d_j(i)Cf_j}{1 - d_j(i)} = \frac{\underline{i}^t Cf_j}{1 - \underline{i}^t} \quad (3.b)$$

$$i = \frac{Cf_j + P_j}{K} \quad (3.c)$$

con K una constante que depende de la corriente nominal, el voltaje nominal el factor de potencia y el período de facturación del usuario.

Las ecuaciones 3.b y 3.c son ecuaciones no lineales en las cuales:

$\underline{1}$ es conocido por las descalibraciones a 10, 100 y 200% .

Cf_j es conocido por consumo facturado promedio (o en su defecto el último consumo) del usuario que permite calcular las pérdidas promedio de los distintos usuarios. Con este consumo es posible minimizar el efecto de lecturas erróneas, falta de lectura, etc.

La figura 3.2-6 muestra esquemáticamente la forma de solución de las ecuaciones 3.a a 3.c. Como puede apreciarse la solución es iterativa para los modelos logarítmico y cuadrático dado que se desconoce la corriente real del usuario; para el caso lineal no es necesario un proceso iterativo puesto que las ecuaciones son cuadráticas de la siguiente forma (caso i menor que 100%):

$$\beta_i i^2 + (\gamma_i - 1) i + \frac{Cf}{K} = 0 \quad 3d$$

$$d(i) = li + 1 \quad 3e$$

$$y P_j = \frac{Cf_j \cdot d(i)}{1 - d(i)} \quad 3f$$

A3. Escogencia del modelo utilizado en el estudio.

Los tres modelos descritos anteriormente fueron utilizados para la evaluación de las pérdidas de descalibración en varias empresas del sector eléctrico colombiano. Los resultados de los modelos se pueden resumir cualitativamente en la tabla 3.2-2 (ver figura 3.2-5).

De la tabla 3.2-2 puede establecerse que según el rango en el cual se encuentra la corriente real del usuario son preferibles unos modelos sobre otros. En particular con el fin de limitar las pérdidas para corrientes bajas es preferible utilizar el modelo lineal dado que

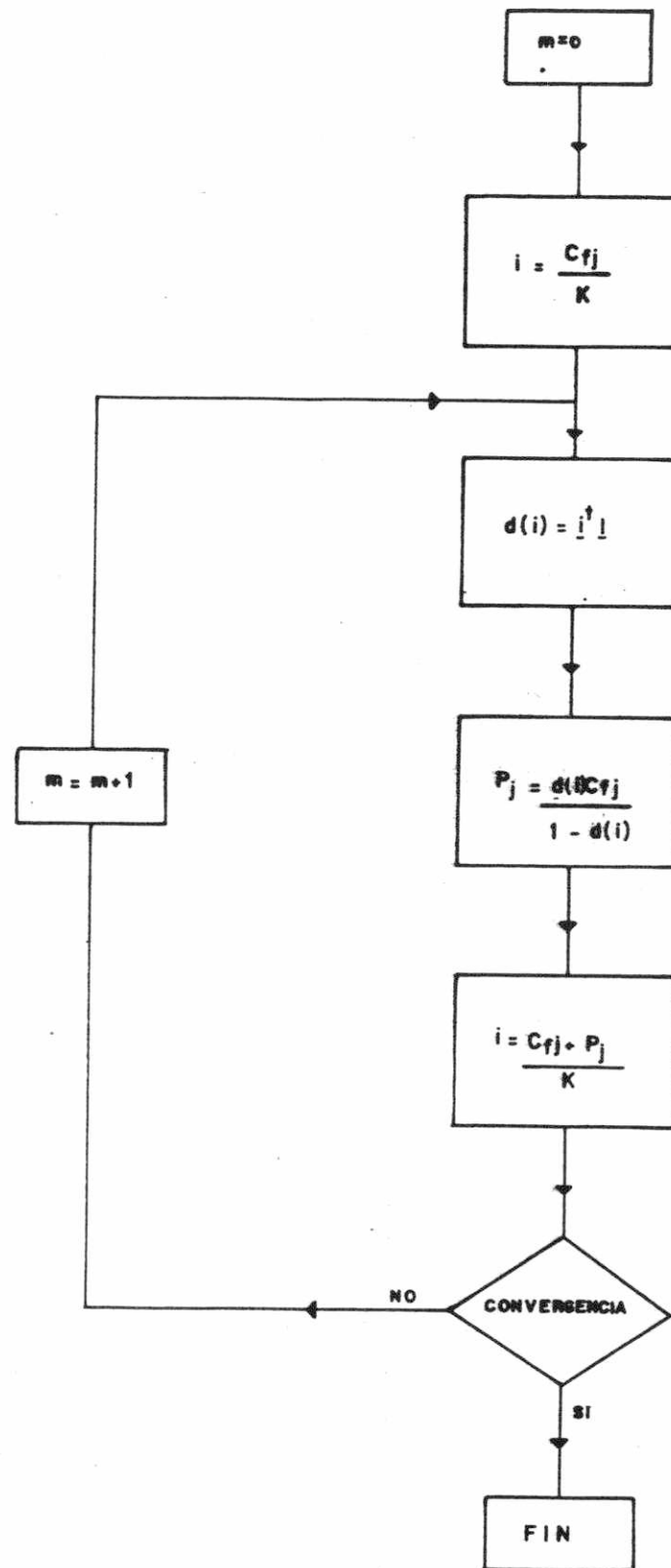


FIGURA 3-2-6 PROCESO ITERATIVO PARA EL CALCULO DE PERDIDAS Y CORRIENTE REAL PARA LOS MODELOS LOGARITMICO Y CUADRATICO

los otros modelos presentan problemas a este respecto. En la zona "normal" los tres modelos no presentan dificultades para su utilización. En la zona de carga alta son más aconsejables los modelos lineal y logarítmico.

Por las razones expuestas anteriormente el modelo lineal se utilizará en el estudio de pérdidas dado que en general las corrientes reales promedias de usuarios de las diferentes empresas se encuentran en la zona normal, pero con tendencia a estar cercanas a la de baja corriente (17% en EEEB y 30% en EPM por ejemplo) lo cual hace no recomendable utilizar los modelos cuadrático o logarítmico.

B. Pérdidas de energía por fraude en el contador.

(Causa c.).

Con el fin de dar un estimativo de las pérdidas debidas al fraude en el contador (causa c.), se requirió establecer un criterio para la identificación de aquellos usuarios que se cataloguen como "fraudulentos". Este criterio se basó en los siguientes aspectos:

- ° La distribución de la descalibración a 100% de corriente nominal debe presentar en general una forma semejante a la distribución normal. Si se considera el gran número de contadores de cada empresa y que todos los contadores son calibrados a esta corriente. Esta distribución se espera esté centrada en un

TABLA 3.2-2

COMPARACION DE MODELOS DE DESCALIBRACION

MODELO	COMPORTAMIENTO BAJAS CORRIENT. 0-10%	COMPORTAMIENTO ZONA NORMAL 0-100%	COMPORTAMIENTO CORRIENTE ALTA 100-200%
Cuadrático	Descalibraciones grandes. Riesgo de exceder -100% de descalibración.	Bueno. Reproduce la curva característica de un contador.	No refleja el comportamiento real dado que no es lo suficientemente plana en este rango.
Logarítmico	Acentúa los problemas del modelo cuadrático dado que la variación es más rápida en este modelo.	Bueno, aunque las descalibraciones son menores que para los otros modelos.	Bueno, da una característica aproximadamente plana.
Lineal	Bueno, limita las descalibraciones a un rango permitido.	Bueno, aunque acentúa las pérdidas de descalibración comparativamente con los otros modelos.	Comportamiento ideal.

punto tal que refleje una descalibración natural del contador.

- La descalibración natural debe estar en general acotada, es decir dentro de un rango aceptable dado que el contador presenta características tales como hermetismo.
- Existen rangos en los cuales se espera que se produzcan mayor cantidad de fraudes tales como 33% ó 66% de descalibración para contadores trifásicos con uno o dos elementos desconectados.

Los anteriores aspectos se tuvieron en cuenta en la siguiente forma:

- Se tuvo en cuenta la forma de la distribución con el fin de determinar visualmente puntos donde se puede hacer una aproximación a la distribución normal.
- Se consideró que los usuarios dentro del rango positivo de descalibración hasta - 2 distribuciones estandar de la descalibración (97.72% de los usuarios para una curva normal) no eran candidatos a considerarse como fraudulentos.
- Se consideró que un fraude debe dar lugar a por lo menos una descalibración del 10%.

Los criterios anteriores se aplicaron a las diferentes empresas incluídas en el estudio de la siguiente forma:

§ CORTE PARA APLICACION CRITERIOS FRAUDE

EMPRESA	DATOS DE BASE		ANÁLISIS CURVA DISTRIBUCION (1)	VALOR ADOPTADO §
	\bar{x}	σ		
EEEB	- 1.24	10.8	- 20	- 22.8
EPM	- 0.25	2.5	- 10	5
CEDENAR	- 2.5	9.7	- 20	- 21.9
ELECTRANTA	- 0.2	3.3	- 10	6.7
ELECTRIBOL	- 3.2	8.1	- 18	- 19.4
CVC-B/VENTURA	- 1.0	3.0	- 8	6.9
CVC-BUGA	- 2.0	2.5	- 7	7.06
CVC-PALMIRA	- 1.2	5.6	- 10	- 12.5
ESSA	- 3.2	- 7.9	- 10	- 18.9
CHEC	- 0.06	7.2	- 10	- 14.6
EMCALI	- 0.2	3.5	- 10	7.3

(1) Ver gráficas en el apéndice 3.2-7

TABLA 3.2-3 ANÁLISIS DE FRAUDE EN EL CONTADOR

Finalmente con el punto de separación de usuarios de descalibración natural y fraudulenta se determinaron los dos grupos de usuarios estimándose las pérdidas con la metodología establecida en la sección anterior.

C. Pérdidas de energía por fraude en la instalación.

(Causa b).

El método de identificación de los usuarios que supuestamente están cometiendo fraude en la instalación es similar al empleado por los usuarios con fraude en el contador, con la diferencia que se adoptaron criterios diferentes para establecer quienes hacen parte de este grupo de usuarios. Estos criterios se basan en lo siguiente:

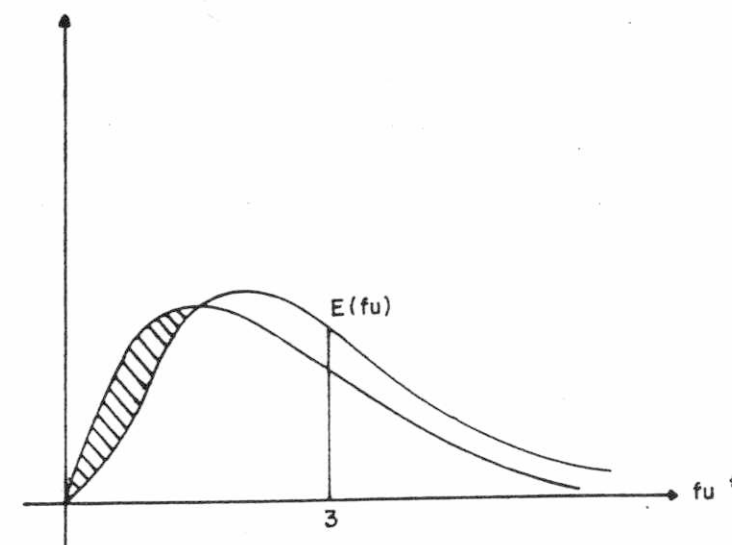
- Se define un factor de utilización de un usuario como la relación

$$fu = \frac{\text{Energía real consumida}}{\text{Carga aforada x horas facturación}}$$

- El factor de utilización se espera sea relativamente bajo para sectores residenciales mientras que puede ser significativamente más alto para sectores industriales por ejemplo.
- El factor de utilización depende básicamente del consumo de los usuarios dado que para las diferentes empresas la carga contratada o aforada presenta poca variación.

La variable fu se puede considerar obedece a una distribución chi-cuadrado con n grados de libertad, que dependen de la forma específica de la curva para cada empresa.

- Una distribución chi-cuadrado con 3 grados de libertad presenta la forma siguiente:



* Factor de Utilización Normalizado.

Con el valor esperado igual a 3. Ahora bien, si existe una mayor concentración de usuarios a baja carga que los esperados por la distribución (área sombreada) se puede considerar que estos usuarios presumiblemente están efectuando algún tipo de fraude en la instalación.

Con el fin de determinar el número de grados de libertad que más se aproxima a la distribución del fu para cada empresa se puede utilizar la siguiente aproximación:

$$\sigma_x^2 = (2V)^{-1/2} \quad \mu_x^2 = V$$

donde σ_i es la desviación estandar, μ_i el valor promedio y \sqrt{V} el número de grados de libertad.

Al dividir σ_x^2 / μ_x^2 se cancela el efecto de escala y se obtiene

$$\frac{\sigma_x^2}{\mu_x^2} = \frac{(2V)^{-1/2}}{V} = \left(\frac{2}{V}\right)^{-1/2} \quad \therefore \sqrt{V} = 2 \left(\frac{\mu_x^2}{\sigma_x^2}\right)^2$$

A partir de los datos de μ y σ de la distribución de fu se puede estimar los grados de libertad de la distribución que más se aproxima a esos valores. Los resultados fueron:

EMPRESA	μ	σ	\sqrt{V}	$[V]^*$
EPM	12.81	10.08	3.23	3
CHEC	13.37	12.86	2.16	2
CVC-B/VENTURAM	14.17	13.39	2.23	2
CVC-PALMIRA	9.42	11.52	1.34	1
CVC-BUGA	13.01	13.00	2.00	2
ELECTRANTA	16.98	14.86	2.61	3
CEDENAR	11.15	12.51	1.58	2

EMPRESA	μ	σ	\sqrt{V}	$[V]^*$
ESSA	9.43	8.94	2.22	2
ELECTRIBOL	19.11	15.22	3.15	3
EEEB	19.25	18.47	2.17	2

* Aproximado al entero más cercano.

Para estimar las pérdidas de estos usuarios se siguen los siguientes pasos:

1. De las pérdidas debidas a la descalibración del contador se calcula un consumo real (CR_1) con la curva propia del usuario.
2. Se estima un nuevo consumo real (CR_2) con el factor de utilización promedio de los usuarios que no tienen fraude en la instalación.
3. Cálculo de las pérdidas, como se indica en la siguiente expresión :

$$P_j = CR_{2j} - CR_{1j}$$

Estas pérdidas se aplicarían al número de usuarios obtenidos por la diferencia de frecuencias encontrado.

En adición a éste análisis debe tenerse en cuenta que para los diferentes usuarios de la muestra se

obtuvo una lista de observaciones de los revisores en cuanto a estado de la instalación, detección de fraude, etc. Estas observaciones serían la fuente alterna para estimar el número de usuarios con fraude lo cual permitiría un chequeo con el análisis de distribución anteriormente expuesto.

D. Pérdidas por usuario de tarifa fija (causa g.)

Para la estimación del consumo real de los usuarios a tarifa fija se propusieron los siguientes métodos como parte del estudio de pérdidas de energía :

- a) Estimación del consumo por medio del "usuario típico" con contador perteneciente al mismo sector y al mismo tipo de tarifa que los usuarios sin contador cuyo consumo se desea estimar.
- b) Estimación del consumo utilizando los datos de consumo y carga contratada o aforo de usuarios con contador según sector y tipo de tarifa con el fin de determinar la relación consumo/carga de estos usuarios. Con este resultado se presentan dos métodos alternos:

1. Si se dispone de la carga del usuario sin contador su consumo se estimaría como:

$$esc = \frac{lsc \bar{ecc}}{\bar{lcc}}$$

donde

esc es la energía a estimarse para el usuario sin contador.

lsc es la carga del usuario sin contador.

\bar{ecc} es la energía promedio del usuario con contador del mismo sector y tipo de tarifa.

\bar{lcc} es la carga contratada promedio de usuarios con contador del mismo sector y tipo de tarifa.

Este estimativo supone una repartición del consumo proporcional a la carga de usuarios con y sin contador. Adicionalmente puede recalcar que el método del usuario "típico" supone que lsc es igual a \bar{lcc} ; igual ocurre en el caso de no disponerse del dato lsc lo cual llevaría a suponerlo igual a la carga del usuario "típico" con contador, aplicando el método expuesto en a).

2. Por medio de una regresión consumo/carga de los usuarios con contador.

En este caso se tendría:

$$lsc = a + b \cdot lsc$$

con a y b constantes. A su vez a y b

estarían dados por

$$a = \bar{e}_{cc} - b\bar{l}_{cc}$$

$$b = \frac{\sum (l_{cc}^i - \bar{l}_{cc})(e_{cc}^i - \bar{e}_{cc})}{\sum (l_{cc}^i - \bar{l}_{cc})^2}$$

donde l_{cc}^i y e_{cc}^i son las cargas y consumos de usuarios individuales con contador.

De lo anterior se deduce que

$$e_{sc} = \bar{e}_{cc} + b(l_{sc} - \bar{l}_{cc})$$

expresión general de la cual se deducen los métodos anteriores dado que si :
 $l_{cs} = l_{cc}$ se llega al método del "usuario típico" y si por otra parte se hace $a = 0$ y $b = \frac{\bar{e}_{cc}}{\bar{l}_{cc}}$

se llega al método 1.

Esto se ilustra gráficamente en la siguiente forma

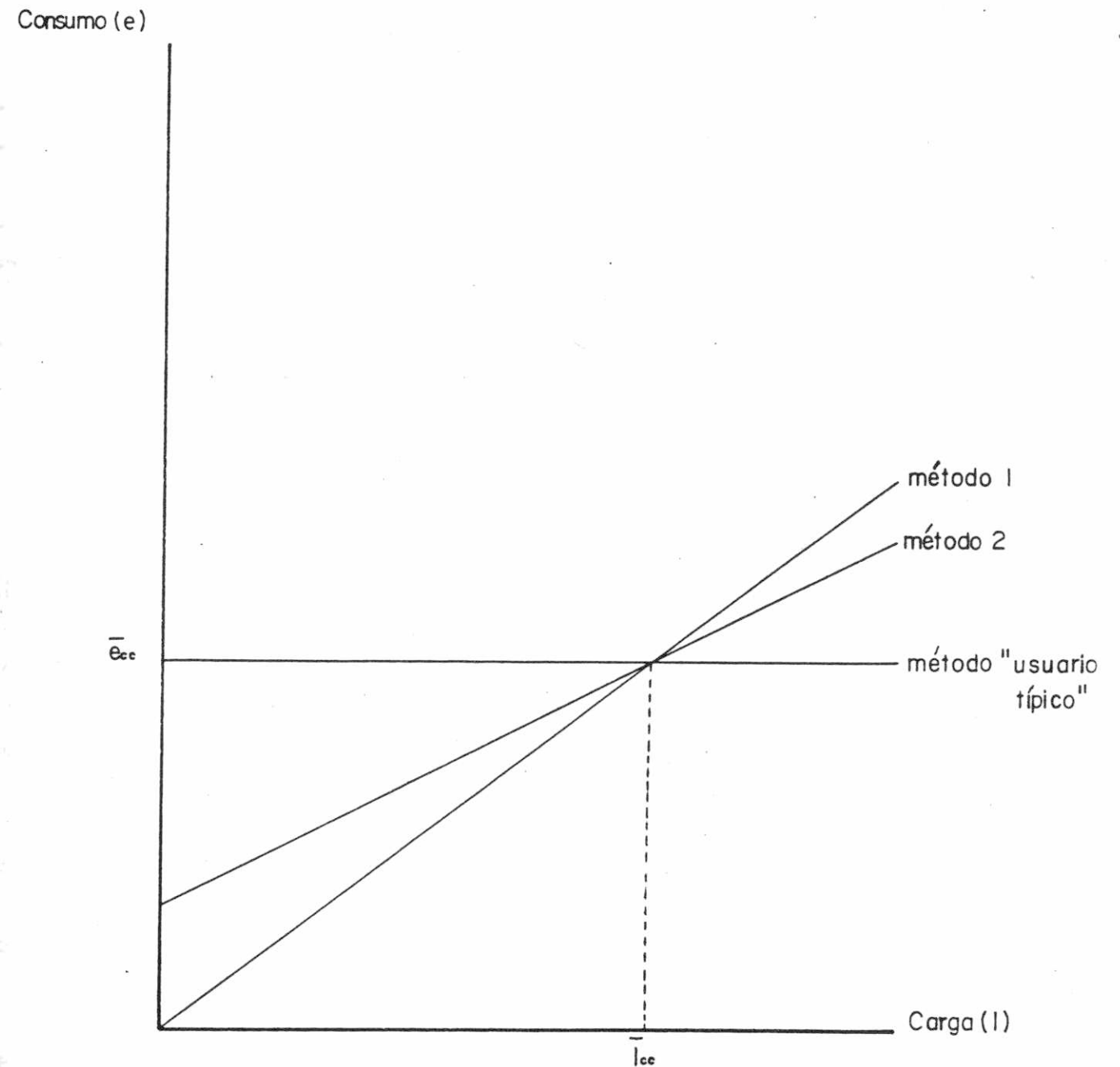


FIGURA 3.2-7

METODO PARA CALCULO DE PERDIDAS POR TARIFA FIJA

E. Estimación de las Pérdidas por Conexión Ilegal.
(Causa a).)

En las secciones anteriores se ha presentado la metodología desarrollada para evaluar las pérdidas de energía correspondientes a la descalibración de contadores, fraude en los contadores, fraude en la instalación y facturación por tarifa fija. Las pérdidas por contrabando de energía se pueden calcular como la diferencia entre las pérdidas negras totales y las pérdidas mencionadas anteriormente. (y en la sección f.).

F. Estimación de Pérdidas por Daño del Contador.
(Causa f).

La metodología para calcular las pérdidas debidas a daños del contador, entendiéndose por daño del contador cuando la descalibración de éste es del 100% (parado), difiere de la empleada para calcular las pérdidas de energía debidas a las causas consideradas anteriormente.

En este rubro de pérdidas se consideran dos casos:

1. El contador se detiene pero no se ha detectado la anomalía.

En este caso se considera que el contador se detiene, en promedio, en la mitad del período de facturación y por lo tanto al final del pe

ríodo no se detectará la falla ya que la lectura es diferente a la del período anterior, por lo tanto, la anomalía será detectada en el siguiente período de facturación. El valor esperado de las pérdidas en este caso será igual a la mitad del consumo real de este período, como se observa en la gráfica 3.2-8

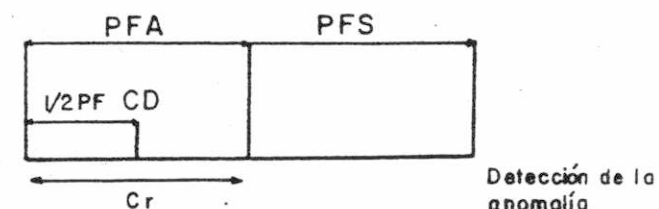


FIGURA 3-2-8

- PFA = Período de facturación actual
- PFS = Período de facturación siguiente
- CD = Contador detenido
- Cr = Consumo real

De acuerdo con la gráfica se tiene

$$C_f = \frac{1}{2} C_r \quad C_r = 2C_f$$

$$P = C_r - C_f = 2C_f - C_f = C_f$$

donde

C_f = Consumo facturado

C_r = Consumo real

P = Pérdidas

2. Contador detenido detectado por la empresa. Una vez detectada la falla, se le cobrará al usuario el consumo promedio de los tres meses anteriores como se observa en la gráfica 3.2-9

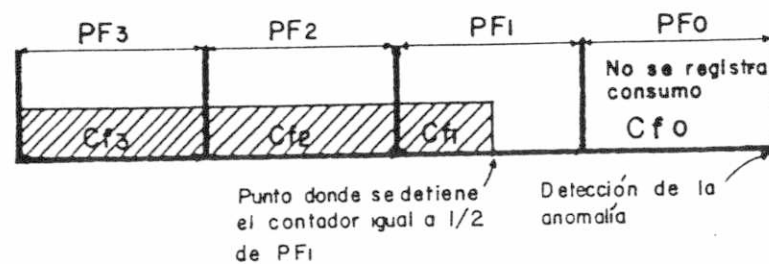


FIGURA 3-2-9

El consumo facturado será

$$C_{fo} = CP$$

donde CP es el consumo promedio

$$C_{fo} = \frac{C_{f3} + C_{f2} + C_{f1}}{3}$$

$$C_{f3} = C_{r3}$$

$$C_{f2} = C_{r2}$$

$$C_{f1} = \frac{1}{2} C_{r1}$$

$$C_{fo} = \frac{C_{r3} + C_{r2} + 1/2 C_{r1}}{3}$$

Asumiendo que

$$C_{r3} = C_{r2} = C_{r1} = C_r$$

Se tiene

$$C_{fo} = \frac{5}{6} C_r$$

$$C_r = \frac{6}{5} C_{fo}$$

Las pérdidas vienen dadas como:

$$P = C_r - C_{fo}$$

$$P = C_r - \frac{5}{6} C_r = \frac{1}{6} C_r$$

$$P = \frac{1}{6} \left(\frac{6}{5} \right) C_{fo}$$

$$P = \frac{1}{5} C_{fo}$$

G. Calibración nominal del contador

La política de calibración de contadores de las empresas consiste generalmente en calibrar el contador al 100% de la corriente nominal. Por consiguiente, si el contador permanece calibrado y el usuario presenta una corriente constante e igual a 1 pu, (100% de la corriente nominal), las pérdidas por descalibración serían nulas. Sin embargo los resultados del muestreo indican dos hechos generalizados:

- La corriente promedio del usuario se encuentra generalmente por debajo de la corriente nominal ($I = 1.0 \text{ pu}$).
- La variación típica de la descalibración con la corriente se muestra en la figura 3.2-5

La combinación de esos dos hechos implica que a pesar de que un contador esté correctamente calibrado, el consumo registrado por el contador está por debajo del consumo real, ocasionando pérdidas para la empresa. En caso de que el contador no esté calibrado al 100% estas pérdidas serán mucho mayores.

Se puede considerar que las pérdidas por descalibración tienen dos componentes:

- La primera corresponde a la descalibración del contador al 100% de la corriente nominal.

- La segunda corresponde a la utilización del contador a un porcentaje de la corriente nominal inferior al 100%.

De acuerdo con lo anterior, la descalibración por bajo porcentaje de corriente nominal ($d(Bc)$) viene dada como:

$$d(Bc) = d(i) - d(100)$$

Las pérdidas totales por descalibración, para el usuario vienen dadas por:

$$P_j = \frac{d_j(i) C_{fj}}{1 - d_j(i)} = \frac{(d_j(Bc) + d_j(100)) C_{fj}}{1 - d_j(i)}$$

Por tanto las pérdidas debidas a la descalibración a 100% son :

$$P_j(100) = \frac{d_j(100) C_{fj}}{1 - d_j(i)}$$

y las pérdidas por bajo porcentaje de corriente nominal son :

$$P_j(Bc) = \frac{d_j(Bc) C_{fj}}{1 - d_j(i)}$$

Dado que este resultado es simplemente una descomposición de las pérdidas de descalibración halladas según la metodología descrita bajo el numeral A este desglose se presenta tomando las características globales de la muestra y no usuario por usuario.

3.2.3.3 Extrapolación de las pérdidas a las empresas.

El primer paso para calcular las pérdidas negras de las diferentes empresas, consiste en eliminar de la muestra aquellos contadores para los cuales no se puede hacer un estimativo de las pérdidas, debido a las siguientes razones:

- No existen datos de descalibración porque no se retiró el contador.
- El contador se retiró, pero no existen datos de descalibración.
- Usuarios que no poseen datos de consumo.

Una vez que se ha reducido la muestra se procede al cálculo de las pérdidas debidas a las causas consideradas en las secciones anteriores.

Para el cálculo de las pérdidas debidas a la descalibración, fraude en la instalación y fraude en el contador, se emplean los datos propios de cada usuario y no los promedios de grupos homogéneos, a fin de garantizar mayor exactitud en los resultados.

Las pérdidas por daño del contador no requieren ser calculadas por separado para cada usuario que se encuentre en esta situación, ya que representan un porcentaje fijo (20 ó 50%) del consumo facturado a este grupo.

Las pérdidas por tarifa fija pueden calcularse con diferentes grados de exactitud como se indicó en la sección correspondiente, dependiendo de la información disponible sobre este grupo de usuarios. En algunas empresas se desconoce la totalidad de la información requerida para efectuar algún estimativo de las pérdidas debidas a este rubro y, por tanto, solo se hará mención de la metodología para calcularlas.

La extrapolación de las pérdidas negras a las diferentes causas anotadas, representa un porcentaje específico de las pérdidas totales de la muestra, el cual se mantiene constante al pasar de la muestra a la empresa.

Los diferentes porcentajes se calcularon con respecto al consumo facturado por la empresa. Los resultados finales se presentan con respecto a la energía disponible, para lo cual, basta con afectar los porcentajes inicialmente calculados con un factor de multiplicación que viene dado por:

$$F_m = \frac{C_f}{E_d}$$

donde

F_m = factor multiplicador
 C_f = consumo facturado
 E_d = energía disponible

y por tanto los nuevos porcentajes vendrán dados por :

$$\% \text{ pérdidas} = \frac{P}{C_f} \cdot \frac{C_f}{E_d} = \frac{P}{E_d}$$

Las pérdidas por contrabando de energía como se dijo anteriormente, se calculan por diferencia entre las pérdidas negras calculadas a nivel global y las causadas por otros conceptos que se discriminan al desglosarlas.

3.2.3.4 Conclusiones

La metodología desarrollada para el cálculo de las pérdidas negras permite estimar los diferentes rubros mediante herramientas estadísticas y modelos que representan adecuadamente el comportamiento de los equipos de medición o el proceso de facturación. La aplicación de la metodología depende de la disponibilidad de los datos necesarios mientras que los resultados obtenidos para la estimación de las pérdidas dependerá en gran parte de la cantidad y calidad de la información.

3.2.4 Pérdidas en Otros Sectores

3.2.4.1 Introducción

La metodología expuesta hasta el momento para el cálculo de las pérdidas en los diferentes subsistemas requiere un volumen importante de información, especialmente en cuanto se refiere a distribución. Esta información no siempre está disponible o en ciertos casos no se encuentra actualizada debido a los cambios continuos que se efectúan en las redes primarias y secundarias. Sin embargo, en la mayor parte de las empresas se encuentran datos globales de las redes de distribución tales como longitud total de éstas, número de transformadores instalados, capacidad de transformación, número de usuarios y corriente de entrada a circuitos primarios. Se plantea, en consecuencia, la necesidad de disponer de modelos que permitan, a partir de la información global anotada, obtener un estimativo de las pérdidas. Estos modelos serán necesariamente estadísticos dado que la información disponible no permite el uso de modelos "exactos".

En esta sección se presenta la metodología utilizada en el desarrollo de los diferentes modelos.

3.2.4.2 Enfoque del Problema

El objetivo de los diferentes modelos es el de evaluar las pérdidas en los subsistemas que componen el sistema de distribución de una red eléctrica. Los subsistemas considerados incluyen:

- ° Redes primarias tanto urbanas como rurales
- ° Redes secundarias en general
- ° Transformadores de distribución

Para los anteriores subsistemas se puede contar con información particular, por circuito, o con información global por ciudad o municipio. Se plantea entonces la necesidad de disponer de dos clases diferentes de modelos, a saber:

- ° Modelos por circuito
- ° Modelos globales por ciudad, municipio, etc.

Los modelos por circuito incluyen más información que los segundos y son, por lo tanto, más exactos que los globales. El análisis por circuito es aplicable a redes urbanas en general; sin embargo, dado que los circuitos rurales a nivel de voltaje primario son asimilables a circuitos urbanos con cargas concentradas representando los municipios alimentados por dichos circuitos, el enfoque por circuito se extiende a zonas rurales alimentadas por alimentadores primarios radiales. Este tipo de redes es frecuente en electrificación rural.

Los modelos globales se aplican a ciudades que incluyen una o más subestaciones para la distribución de energía. Las pérdidas en estas ciudades pueden, por lo tanto, ser inferidas estadísticamente a partir de pérdidas conocidas de otras ciudades de características semejantes, o de las pérdidas por subestación de ciudades que posean un gran número de

subestaciones. Estos modelos también se pueden plantear para circuitos primarios, redes secundarias (por zonas o barrios) y transformadores de una ciudad.

3.2.4.3 Estructura y Escogencia de los Modelos Estadísticos

Los modelos estadísticos desarrollados tienen la forma general siguiente:

$$y = \underline{X} \underline{B}$$

donde \underline{X} es una matriz de variables independientes
 \underline{y} es la variable dependiente
 \underline{B} es el vector de coeficientes del modelo

La metodología se basa, en consecuencia, en escoger las variables independientes adecuadamente para que representen, en lo posible, las características físicas del sistema cuyas pérdidas se desea encontrar. Una vez escogidas tales variables, se procede a determinar un conjunto de parámetros $\hat{\underline{B}}$ que constituyen un estimador no sesgado de mínima varianza del vector \underline{B} . Para el cálculo de $\hat{\underline{B}}$ se requiere conocer las pérdidas (variable dependiente y) y el valor de las variables independientes (X) de algún sistema tomado como fuente de información. Una infinidad de modelos se pueden generar a partir de diferentes escogencias de variables independientes y de datos conocidos. La comparación entre estos diferentes modelos de prueba se puede efectuar a partir del coeficiente de determinación R .

Adicionalmente, para cada modelo se pueden establecer cuales términos contribuyen a aumentar R, es decir, cuales son estadísticamente significativos. Este proceso y la metodología aplicada no es, por lo tanto, directa sino que constituye un proceso de prueba y error que termina cuando se juzga que determinado modelo permite estimar, con suficiente precisión, las pérdidas del subsistema modelado.

Finalmente, la metodología requiere el uso de un paquete estadístico que permita, en una forma rápida, efectuar pruebas en modelos diferentes y que ayude a determinar cuales variables son más relevantes en cada modelo propuesto. Para el presente estudio se utilizó el paquete BMD02R, "Biomedical Program 02R", el cual incluye, entre otras, las facilidades requeridas por la metodología desarrollada. Los distintos modelos desarrollados, así como los resultados obtenidos con éstos, se presentan en el volumen II de este informe.

3.2.4.4 Análisis de Posibles Modelos a Partir de la Información Disponible.

A partir del análisis de la información disponible para distribución, se escogieron las siguientes características como datos de base para los modelos:

A. Información por Circuito Primario

- ° Longitud total del circuito (L_p)
- ° Corriente pico de entrada al circuito primario (I_p)

- ° Número de transformadores instalados en el circuito (NTR)
- ° Capacidad instalada de los transformadores (KAP)
- ° Tensión nominal de servicio del circuito (KV)

B. Información por Circuito Secundario.

- ° Longitud total del circuito considerado (L_s)
- ° Corriente pico de entrada al circuito secundario (I_s)
- ° Número de usuarios del servicio eléctrico del circuito (NUS)
- ° Tensión nominal de servicio del circuito secundario (KV)

A falta de la información discriminada por circuito, se puede utilizar la información global de la ciudad o de la zona considerada. Esto da lugar a utilizar modelos denominados globales los cuales son más prácticos, especialmente para circuitos secundarios, cuando hay un gran número de circuitos y no existe información individual sobre ellos.

A partir de la información de base se procede a determinar las variables independientes de los modelos estadísticos. En esta determinación se tienen

en cuenta principalmente modelos físicos, que bajo ciertas suposiciones pueden ser utilizados en la estimación de las pérdidas en distribución, y la influencia de otros términos que estadísticamente puedan explicar el comportamiento de las pérdidas en el circuito o en una ciudad. Así, por ejemplo, si se supone un circuito primario compuesto por una carga conectada al extremo de una línea, las pérdidas para dicho circuito estarían dadas por:

$$p = 3r L_p I_p^2$$

siendo r la resistencia por unidad de longitud

Sin embargo, si se considera que la misma carga está uniformemente distribuida a lo largo del alimentador, se llega a la expresión:

$$p = r L_p I_p^2$$

De lo anterior se concluye que, a falta de información sobre la distribución de la carga en el circuito, el modelo, en el caso de un alimentador no ramificado de idéntico conductor a lo largo del mismo, sería:

$$p = \beta L_p I_p^2$$

donde β sería el parámetro a estimarse estadísticamente y $L_p I_p^2$ corresponde a la variable independiente.

En forma similar a lo expuesto, se pueden determinar otras variables independientes que tengan en cuenta circuitos ramificados, con diferentes resistencias en los tramos, diferentes cargas en los nodos, etc.

La tabla 3.2-8 presenta algunas variables que son candidatas a hacer parte de los diferentes modelos estadísticos relativos a la estimación de pérdidas en circuitos primarios, circuitos secundarios y transformadores.

Los modelos definitivos comprenderán uno o varios de los términos anteriores. Estos se muestran como un resultado de la metodología desarrollada en el Volumen II de este informe.

A manera de ejemplo se presenta a continuación el cálculo de las pérdidas primarias y secundarias en pico para un circuito primario, para los transformadores del circuito analizado y para los circuitos secundarios de EPM:

a) DATOS DE BASE

° Red Primaria (Subestación BELLO, Circuito R301)

L_p	=	11.7 Km
NTR	=	139 (estimado)
KAP	=	5450 KVA
KV	=	13.2
I_p	=	248 Amp
POT_p	=	5103 KW (potencia de entrada a circuitos primarios)

(CONTINUACION)

ESTADISTICOS DE DISTRIBUCION
TABLA 3.2-8 POSIBLES VARIABLES INDEPENDIENTES PARA MODELOS

VARIABLES DE BASE	PARA PERDIDAS DE HIERRO	PARA PERDIDAS DE COBRE	OTRAS VARIABLES DE INTERES
	$\frac{KAP}{NTR}$ $\frac{KAP^2}{NTR}$ $\frac{KAP}{NTR}$	$\frac{KAP}{NTR}$ $\frac{KAP^2}{NTR}$ $\frac{KAP}{NTR}$	$\frac{KAP}{NTR}$ $\frac{KAP^2}{NTR}$ $\frac{KAP}{NTR}$
TRANS- FOR - MADO- RES	I_p	I_p	etc.

	VARIABLES DE BASE	POSIBLES VARIABLES INDEPENDIENTES				
		POR DISTRIBUCION DE CARGA	POR AMPLIACION DEL CIRCUITO	POR CARGA DE CADA NODO	POR CARGA DEL CIRCUITO	OTRAS VARIABLES DE INTERES
CIR - CUI - TOS PRI - MA - RIOS	L_p	$L_p I_p^2$	$\frac{L_p I_p^2}{NTR}$	$\frac{L_p I_p^2}{NTR^2}$	$\frac{L_p I_p^3}{NTR \cdot KAP}$	L_p I_p I_p^2 I_p^3 LI_p^3 KAP LI_p^4 KAP^2 etc.
	I_p NTR KAP		$\frac{L_p I_p^2}{NTR^2}$	$\frac{L_p I_p^2}{NTR \cdot KAP}$		
CIR- CUI- TOS SECUN- DA - RIOS	L_s I_s NTR KAP NUS	POR DISTRIBUCION DE CARGA	POR RAMIFICACION DE LOS CIRCUITOS		POR CARGA DEL CIRCUITO	OTRAS VARIABLES DE INTERES
		$L_s I_s^2$	$\frac{L_s I_s^2}{NTR^2}$ $\frac{L_s I_s^2}{NTR \cdot NUS}$ $\frac{L_s I_s^2}{NUS^2}$		$\frac{L_s I_s^3}{KAP}$	L_s I_s I_s^2 LI_s^4 KAP^2 etc.

TABLA 3.2-8 POSIBLES VARIABLES INDEPENDIENTES PARA MODELOS ESTADISTICOS DE DISTRIBUCION

- Red Secundaria (Toda la ciudad, datos de 1.977)

$$\begin{aligned}
 L_s &= 3353.4 \text{ km} \\
 NTR &= 12601 \\
 KAP &= 837702 \text{ KVA} \\
 KV &= 0.208 \text{ KV} \\
 I_s &= 1376853 \text{ Amp} \\
 NUS &= 249437 \\
 POT_s &= 551148.9 \text{ KW (Potencia de entrada a la} \\
 &\quad \text{red secundaria)}.
 \end{aligned}$$

b) MODELOS APLICABLES

- Circuitos Primarios. Uno de los modelos aplicables para el cálculo de pérdidas primarias es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{PERDIDAS} &= \frac{L_p I_p^2}{POT_p} \left(- \frac{94.601}{NTR^2} - 0.138 \frac{I_p}{KAP} \right. \\
 \text{PICO \%} &\quad \left. + \frac{4.471}{NTR} \right) - 0.953
 \end{aligned}$$

Este modelo fué desarrollado con datos de pérdidas de circuitos en las subestaciones Envigado y Castilla de EPM.

- Transformadores. El modelo de estimación de pérdidas en transformadores correspondiente a las subestaciones de Envigado y Castilla de EPM, es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{PERDIDAS} &= 749.776 \frac{I_p^2}{POT_p KAP} + 0.601 \frac{KAP}{POT} \\
 \text{PICO \%} &\quad - 0.001 \frac{KAP^2}{POT, NTR} - 0.346
 \end{aligned}$$

- Red Secundaria. El modelo para circuitos secundarios desarrollado con datos de Bogotá y Cartagena, es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{PERDIDAS} &= \frac{L_s I_s^2}{POT_s NTR} \left(- 0.162 \frac{NTR}{NUS} + 1.99 \right. \\
 \text{PICO \%} &\quad \left. \left(\frac{NTR^2}{NUS} \right) + 0.004 \frac{I_s}{KAP} - 0.001 \left(\frac{I_s^2}{KAP} \right) \right) \\
 &\quad + 4.256
 \end{aligned}$$

c) RESULTADOS

- Circuitos Primarios: 2.01%
- Transformadores: 1.91%
- Circuitos Secundarios: 4.14

3.2.4.5 Conclusiones

La metodología desarrollada se muestra eficaz para

la estimación, en primera aproximación, de las pérdidas de alimentadores primarios, secundarios y transformadores de distribución, tanto en zonas urbanas como rurales. La variedad de modelos posibles que se pueden desarrollar es prácticamente infinita, pudiéndose desarrollar modelos que incluyen más o menos información de acuerdo con la información disponible en cada empresa. Los modelos propuestos incluyen el tipo de información más comúnmente recopilada en empresas del sector eléctrico. Es evidente que modelos cada vez más exactos se pueden desarrollar a medida que aumente el conjunto de datos de pérdidas calculadas, en forma exacta, para la muestra por medio de la cual se estiman los coeficientes de la regresión. Sin embargo, a partir de los resultados obtenidos, se estima que los modelos desarrollados como parte de este proyecto son aplicables adecuadamente, siempre y cuando se escoja el modelo apropiado y se disponga de información confiable del sistema de distribución en cuestión.

3.3 PROYECCION DE PERDIDAS

3.3.1 Introducción

La metodología presentada en la sección 3.2 permite la estimación de pérdidas pico y en energía para los distintos subsistemas considerados. La estimación será válida para el período de tiempo correspondiente al de la información disponible. En el estudio de pérdidas de energía, en el sector eléctrico colombiano, se utilizó, como semana muestra, la semana del 22 al 28 de Abril de 1979. Parte de la información recolectada, en particular, las planillas de subestaciones corresponde a esta semana. Otra parte de la información comprende períodos de dos meses o un año, como por ejemplo, los datos de facturación. Lo anterior impone hacer ciertas suposiciones sobre los resultados de pérdidas encontrados y sobre su proyección, con el fin de obtener un balance de energía que permita hallar, por diferencia, las pérdidas negras.

En el presente estudio se han supuesto válidos los resultados de pérdidas físicas para estimar las pérdidas negras con los datos de facturación de 1978.

En las secciones siguientes (3.3.2 y 3.3.3) se ilustra la proyección de las pérdidas en transmisión y pérdidas negras para los sistemas estudiados. Se considero imposible efectuar la proyección de las pérdidas en distribución debido a la poca información disponible, lo cual, inclusive, afectó la precisión de los resultados presentados.

3.3.2

Proyección de Pérdidas en Líneas de Transmisión

La proyección de pérdidas en líneas de voltaje de transmisión y subtransmisión se efectuó a partir de resultados de flujos de carga disponibles. Estos flujos de carga fueron procesados por ISA, ICEL, EPM, EEEB, y CVC, e incluyen distintos años comprendidos entre 1979 y 1985. El cubrimiento de la red considerada en estos flujos varía, siendo el más completo el flujo de carga de ISA para 1981. En los casos que se tenía información incompleta, se efectuó una extrapolación estadística con el fin de determinar las pérdidas de todo el sistema.

Los resultados obtenidos se incluyen en el capítulo 7, en la sección correspondiente a cada empresa. En estas tablas se presenta el estimativo de pérdidas I^2R y corona. Estas últimas, para líneas a un voltaje de 220 KV y 500 KV.

En las figuras incluídas en cada sección, se puede observar la disminución de las pérdidas (en EPM, por ejemplo) cuando se presentan reestructuraciones importantes en las redes del sistema, en particular, cuando se aumenta el número de líneas de transmisión.

3.3.3

Proyección de Pérdidas Negras

Aunque la estimación de las pérdidas negras en conjunto resulta de datos generalmente disponibles en las empresas y de los resultados de la estimación de pérdidas en transmisión y distribución, es necesario

tener en cuenta los siguientes aspectos que pueden incidir en el resultado buscado.

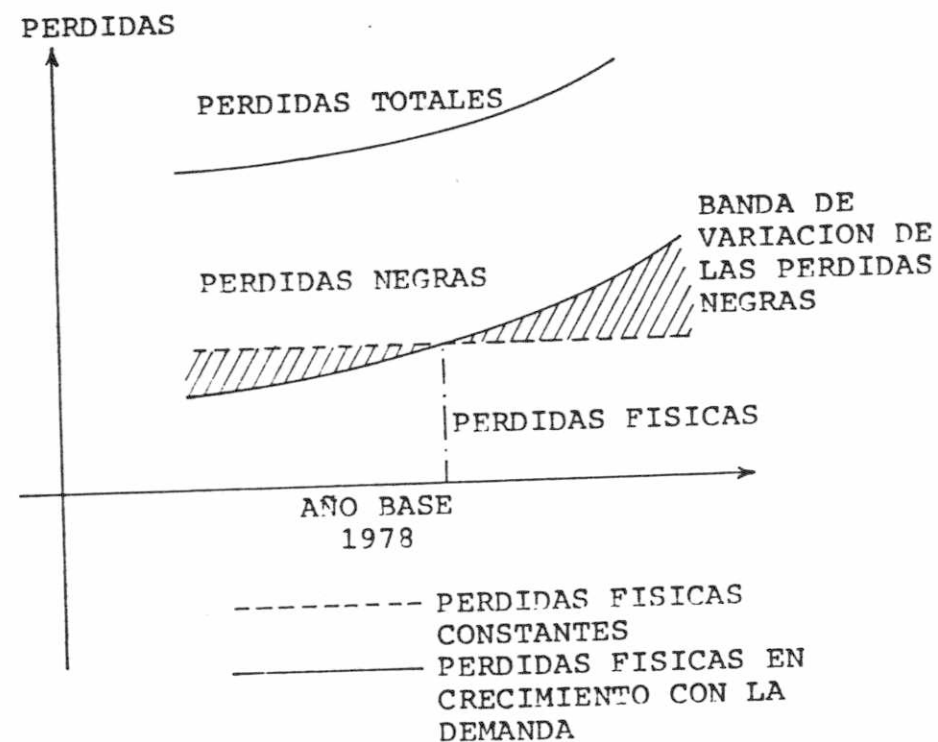
° Pérdidas en Transmisión y Distribución

Las pérdidas en transmisión y distribución son calculadas para la carga pico y en energía por integración numérica o por medio de factores de carga y de pérdidas apropiados. En la medida en que los factores de carga y de pérdidas correspondan a un lapso de tiempo más prolongado y que el pico de carga corresponda al realmente observado en un sistema, el cálculo de pérdidas de energía será más exacto. En el presente estudio se consideró una semana muestra para el cálculo de las pérdidas de transmisión y distribución. Es evidente que la proyección de éstas pérdidas sobre un período de tiempo prolongado puede causar errores. Para tener en cuenta lo anterior, el método considerado se basa en las siguientes premisas:

- a) Se considera que el estimativo de pérdidas en transmisión y distribución es exacto para la estimación de las pérdidas negras con los datos globales de un año determinado. Por la fecha de la semana muestra, se tomó este año como 1978.
- b) Para la estimación de pérdidas negras en años diferentes se toman dos estimativos de la siguiente manera; un estimativo "pesimista" de pérdidas negras el cual considera que las pérdidas de transmisión y distribución son constantes e iguales a las calculadas y un estimativo

"optimista" para pérdidas negras el cual supone que las pérdidas de transmisión y distribución crecen con el cuadrado de la demanda.

Se tiene, en consecuencia, una banda en la cual se localizan las pérdidas negras. La figura siguiente presenta gráficamente este resultado:



° Corrección de la Facturación por Períodos de Facturación

Si se considera un período de tiempo determinado, el procedimiento de toma de lecturas se efectúa en general para el mismo sector, ciclo o zona (la

denominación varia según la empresa), en fechas del mes determinadas, las cuales cambian de un período a otro por la interposición de sábados, domingos o días de fiesta en las fechas asignadas a la lectura. La restricción sobre la lectura será de que T , el tiempo transcurrido entre la primera y la última lectura, sea menor o igual que el período de la facturación (mensual o bimensual).

Las estadísticas de facturación de las empresas no tienen en cuenta estas diferencias de fase de lecturas y, por consiguiente, la energía facturada por las empresas en un período dado, por ejemplo de un mes, corresponde a la facturación de aquellos usuarios "leídos" durante ese mes. Adicionalmente, las estadísticas mensuales de empresas con facturación bimensual comprenderán aproximadamente la mitad de los usuarios para cada uno de los meses y, en general, el consumo de esta mitad no corresponderá a la mitad de la energía facturada. Esto se detecta en casos como el de EEEB, para el cual se facturan las zonas norte y sur en meses distintos fluctuando consecuentemente las estadísticas debido a la diversidad del consumo en una zona y en otra. Igual caso ocurre en la Electrificadora de Santander para la cual se observan meses con facturación alta y baja.

Por otra parte dado que el proceso de facturación mismo requiere un cierto tiempo, las estadísticas de facturación de un mes determinado corresponderán a lecturas efectuadas en uno o dos meses anteriores según el caso, lo cual crea un desfase

en tiempo, entre los datos de energía facturada.

El efecto del desfasaje en el tiempo se ilustra en el Apéndice 3.2-5 en el cual se ha considerado, a manera de ejemplo, la facturación del mes de Diciembre en Bucaramanga. El error estimado, entre la energía facturada y la energía estimada por interpolación de las lecturas bimensuales en el mes considerado, es del 4.8%. En este Apéndice también se presentan para el año de 1978, las pérdidas mensuales y las pérdidas acumuladas.

Se puede notar de lo anterior que en algunos meses, de tomarse la energía facturada sin ningún tipo de corrección, se tendrían pérdidas negativas y que el acumulado de pérdidas mensuales varía alrededor del promedio anual. Es, en consecuencia necesario, para calcular un estimativo de las pérdidas negras, considerar la energía facturada sobre un período de tiempo que comprenda varias lecturas. El período de un año se considera adecuado dado que la mayor parte de las estadísticas de las empresas incluyen estos estimativos. Se debe tener en cuenta, sin embargo, que los datos de facturación anual tienen también un desfasaje debido a que incluyen la facturación del último o dos últimos meses del año anterior (según que la contabilización sea mensual o bimensual) y no incluyen el último o dos últimos meses facturados. El error debido a este desfasaje se puede calcular considerando el crecimiento de la demanda. En primera aproximación, este error sería, como máximo, para un crecimiento de la demanda

del 1% mensual, igual a:

$$\frac{1}{12} \times 0.02 \times 100 = 0.167\%$$

Este error se considera despreciable para efectos prácticos.

4.0 FACTIBILIDAD ECONOMICA DE LAS MEDIDAS REMEDIALES

4.1 INTRODUCCION

En este capítulo se presentan el enfoque y los supuestos básicos que se consideraron en la evaluación de la Factibilidad Económica de las medidas remediales tendientes a reducir las pérdidas de potencia y de energía, se describen los parámetros económicos que entran en dicho análisis y se estima su magnitud para el caso del sistema eléctrico colombiano.

Este análisis, a su vez, sirve de base para la normalización de las pérdidas principalmente en los sistemas de distribución.

4.2 ENFOQUE Y SUPUESTOS DE LA EVALUACION ECONOMICA

En el análisis de la factibilidad económica de las medidas remediales se efectúa la comparación de los costos de implantar dichas medidas con los beneficios obtenidos al reducir las pérdidas de potencia y de energía.

Los costos de cada medida remedial dependen en general, del tipo de medida y de su localización dentro del sistema. Los beneficios por el contrario, están determinados por los ahorros en costos de inversión en capacidad de generación, transmisión y distribución obtenidos al reducir la demanda de potencia pico del sistema y por los ahorros en costos de operación que resultan al

disminuir la demanda de energía. Aún cuando, estrictamente, estos beneficios dependen de la localización de la medida remedial implantada en el sentido que una reducción de un kilovatio de potencia libera capacidad de generación, transmisión o distribución en cantidades y sitios distintos dependiendo de su localización en el sistema, en la presente evaluación se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- El beneficio económico más importante es debido a la reducción de capacidad de generación y de su correspondiente capacidad de transmisión asignada.
- Si bien la capacidad de generación total liberada al reducir un kilovatio de potencia en un punto del sistema es igual a dicho kilovatio más la disminución correspondiente en pérdidas en aquellos elementos del sistema que inicialmente lo suplen, esta disminución en pérdidas es apenas una corrección de segundo orden.
- Dentro del marco de planeamiento integrado de la expansión de la generación en el sistema eléctrico colombiano, la reducción de la demanda de potencia pico en un kilovatio en un subsistema cualquiera tiene prácticamente el mismo efecto sobre dicho plan de expansión, independientemente de donde ocurra.

En consecuencia, se ha supuesto que el beneficio de disminuir las pérdidas en potencia pico en una can-

tidad dada en cualquier parte del sistema eléctrico colombiano es el de disminuir en la misma cantidad la capacidad de generación y de transmisión asignada requeridas para suplir dicha potencia, garantizando un mismo nivel de confiabilidad del suministro.

De igual manera, se ha supuesto que el beneficio de reducir continuamente durante un período de tiempo y en una cantidad dada la demanda de potencia en cualquier parte del sistema, es el de reducir el costo de operación del sistema integrado en una cantidad igual a la reducción correspondiente de demanda de energía por el costo marginal promedio de generación durante el mismo período.

Debe anotarse que los dos supuestos anteriores subvaloran ligeramente los beneficios reales de disminuir las pérdidas, como se desprende de las consideraciones hechas arriba. En consecuencia, el análisis de factibilidad económica resultante de usar dichos supuestos es ligeramente pesimista también.

Se ha considerado que el plan de expansión de generación actual es firme hasta el año 1983, es decir, que dentro de dicho período las fechas de entrada en operación de las plantas generadoras no es modificable. De 1984 en adelante se ha considerado que dichas fechas se pueden posponer con el fin de aprovechar la reducción de la demanda pico. En consecuencia, hasta el año de 1984, el beneficio de la reducción de las pérdidas no es el de disminuir la capa-

alidad instalada de generación sino el de aumentar la confiabilidad del suministro.

En resumen, los parámetros económicos requeridos en la evaluación de las medidas remediales son:

- Valor monetario de un kilovatio de pérdidas en potencia pico en cualquier parte del sistema. Este valor tiene a su vez dos componentes, una debida al aumento de la confiabilidad del suministro durante el período 1980-1983 y otra debida al beneficio económico de retrasar los desembolsos correspondientes a las plantas que entran de 1984 en adelante.
- Valor monetario de un kilovatio de pérdidas ahorrado continuamente durante el período de vida efectiva de la medida remedial considerada.

En la siguiente sección se estiman estos valores, con base en los resultados del Programa de Expansión del Sistema Interconectado y de su Verificación y Actualización, realizados por ISA.

4.2.1 Valor Monetario del Kilovatio de Pérdidas en Potencia Pico: Kp

4.2.1.1 Estimación del Beneficio por Aumento de la Confiabilidad

Con base en los estimativos mensuales de la probabilidad y del déficit esperado de potencia pico durante

los años 1980-82 se estimó la disminución mensual del déficit energético correspondiente producido por la reducción de un kilovatio de potencia pico. Para esto se calculó la duración del racionamiento correspondiente de potencia a partir del déficit esperado y teniendo en cuenta la curva de carga del sistema. El valor esperado se calculó finalmente multiplicando por la probabilidad del déficit en potencia. La tabla 4.2.1 muestra los resultados de este análisis. La disminución del déficit esperado de energía en los años 80, 81 y 82 es de 0.71 KWh, 0.14 KWh y 0.044 KWh respectivamente, por cada KW de ahorro en pérdidas de potencia pico.

Se observa que el valor económico de esta disminución en términos del mayor recaudo de las empresas es totalmente despreciable.

4.2.1.2 Estimación del Beneficio por Retraso en Desembolsos

El beneficio de posponer la instalación de las plantas futuras se estimó así:

- La tabla 4.2.2 muestra la demanda pico del sistema colombiano hasta el año 1988 y los respectivos desembolsos anuales con precios escalados correspondientes al programa de expansión de la generación entre los años 1984 y 1988.
- Se estimó la tasa anual de crecimiento g de la demanda pico en 9%.
- Se estimó el retraso en el desembolso C_i correspondiente al año i , como el tiempo t que toma la demanda pico D_i correspondiente, en crecer una cantidad igual a un kilovatio, es decir:

TABLA 4.2.1

ESTIMACION DEL AUMENTO EN CONFIABILIDAD*

MES	AÑO	DEMANDA PICO PROMEDIA (MW)	DEFICIT ESPERADO (MW)	DURACION RACIONALIZACION MIENTO %	PROBABILIDAD DEFICIT	DISMINUCION DEL DEFICIT ESPERADO (KWH)
ENE.	1980	3018	29	1.9	.39	.00741
FEB.		3063	45	2.9	.45	.01305
MAR.		3086	54	3.5	.50	.01750
ABR.		3098	61	3.9	.55	.02145
MAY.		3116	69	4.4	.58	.02552
JUN.		3114	69	4.4	.58	.02552
JUL.		3148	87	5.5	.68	.06340
AGS.		3182	112	7.0	.77	.05390
SEP.		3208	135	8.4	.86	.07224
OCT.		3282	195	11.9	.97	.11543
NOV.		3330	238	14.3	.99	.14157
DIC.		3351	253	15.1	.99	.14949
ENE.	1981	3934	3	0.2	.08	.00016
FEB.		3993	10	0.5	.15	.00075
MAR.		4021	14	0.7	.17	.00119
ABR.		4040	17	0.8	.20	.00160
MAY.		4057	20	1.0	.26	.00260
JUN.		4045	18	0.9	.26	.00234
JUL.		4080	14	0.7	.17	.00119
AGS.		4133	25	1.2	.30	.00360
SEP.		4185	43	2.1	.41	.00861
OCT.		4281	85	4.0	.60	.02400
NOV.		4337	119	5.5	.75	.04125
DIC.		4377	144	6.6	.82	.05412
ENE.	1982	4333	51	2.4	.37	.00888
FEB.		4399	77	3.5	.49	.01715

P A S A N

TABLA 4.2.1 (CONTINUACION....)

MES	AÑO	DEMANDA PICO PROMEDIA (MW)	DEFICIT ESPERADO (MW)	DURACION RACIONALIZACION MIENTO %	PROBABILIDAD DEFICIT	DISMINUCION DEL DEFICIT ESPERADO (KWH)
MAR.	1982	4434	26	1.2	.26	.00312
ABR.		4455	32	1.4	.30	.00420
MAY.		4472	7	0.3	.11	.00330
JUN.		4460	6	0.3	.11	.00330
JUL.		4499	0	0.0	.00	.00000
AGS.		4558	1	0.04	.05	.00002
SEP.		4614	6	0.3	.11	.00330
OCT.		4719	2	0.1	.04	.00004
NOV.		4782	5	0.2	.07	.00014
DIC.		4826	9	0.4	.14	.00056

0.044
KWH.

* Datos tomados del cuadro No. 52 del informe "Verificación y Actualización del Programa de expansión del Sistema Interconectado, período 1984-1988", de ISA.

TABLA 4.2.2

ESTIMACION DEL BENEFICIO POR RETRASO EN DESEMBOLSOS (1)

i	D _i	C _i	
AÑO	DEMAN DA PICO MW	DESEMBOLSO ANUAL MILLONES \$US	
1	1980	4012*	57.3
2	1981	4377	136.1
3	1982	4826	364.8
4	1983	5299	575.8
5	1984	5775	773.2
6	1985	6396	1026.9
7	1986	6988	1034.3
8	1987	7619	825.5
9	1988	8281	350.8

* SISTEMA INTERCONECTADO MAS CORELCA

(1) Datos tomados del informe "Verificación y Actualización del Programa de Expansión del Sistema Interconectado, período 1984-1988", Cap. XVII, pg. 60.

$$D_i g \Delta t = 1 \text{ KW}$$

- Se calculó el beneficio económico de posponer el desembolso C_i durante el tiempo Δt como:

$$C_i r \Delta t$$

donde r es la tasa anual de retorno del capital.

- Finalmente, se calculó el valor presente correspondiente a posponer todo el flujo de caja:

$$K_p = \frac{r}{g} \sum_{i=1}^N \frac{C_i}{D_i (1+r)^i}$$

Utilizando la información de la tabla 4.2.2 se encontró un valor de K_p de US \$568/KW. Este valor se aproxima bastante al costo promedio ponderado por kilovatio de US\$606/KW para los proyectos de generación que deben entrar en funcionamiento durante el período considerado.

4.2.2

Valor Monetario del Kilovatio por Concepto de Pérdidas de Energía: K_E

El beneficio de reducir las pérdidas en 1 KW continuamente se estimó para el período 1980-1991 con base en los costos anuales totales de operación del sistema colombiano. La tabla 4.2.3 muestra la información correspondiente.

El valor presente del beneficio de ahorrar continuamente 1 KW durante todo este período es:

$$K_E = 8760 \sum_{i=1}^N \frac{C_i}{(1+r)^i} = \text{US\$ } 182/\text{KW}$$

TABLA 4.2.3

ESTIMACION DEL BENEFICIO POR AHORRO EN PERDIDAS DE ENERGIA

INFORMACION BASICA *

AÑO	GWh/AÑO	US\$ K/AÑO COSTO TOTAL	US\$ K/MWH COSTO PROMEDIO
1.979	16.002	36.156	2.26
1.980	17.580	36.024	2.05
1.981	23.359	109.393	4.68
1.982	25.702	123.821	4.82
1.983	28.170	123.291	4.38
1.984	30.651	96.756	3.16
1.985	33.794	98.233	2.91
1.986	36.842	95.174	2.58
1.987	40.143	100.044	2.49
1.988	43.628	109.568	2.51
1.989	47.497	110.323	2.32
1.990	51.770	103.834	2.01
1.991	56.297	99.973	1.78

4.3

NORMALIZACION DE LAS PERDIDAS Y DISEÑO OPTIMO

Las pérdidas en potencia y en energía constituyen uno de los aspectos que deben considerarse en el diseño económico de un sistema; su magnitud afecta la selección de conductores, la carga óptima de los transformadores, la utilización de condensadores, etc. Es posible determinar un diseño óptimo con base en consideraciones de pérdidas únicamente. Dicho diseño, naturalmente, tendrá que cotejarse con el diseño resultante de otros criterios tales como el de regulación, por ejemplo, con el fin de llegar a un diseño definitivo.

Este diseño óptimo según pérdidas, resulta, a su vez, en niveles óptimos de pérdidas para cada tipo y con figuración de sistema considerado. Dichos niveles pueden considerarse como los niveles normales de pérdidas en el sentido que sistemas cuyas pérdidas se desvíen significativamente de ellos son sistemas que están posiblemente subdiseñados o sobrediseñados. La normalización de las pérdidas permite entonces efectuar rápidamente una clasificación de los sistemas y detectar así los casos en que la aplicación de medidas remediales es económicamente más atractiva.

En cuanto a las pérdidas negras de energía resulta conveniente también establecer criterios óptimos de revisión de contadores y de su instalación con el fin de recuperar las pérdidas debidas a descalibración y fraude en sellos.

* Datos tomados de los cuadros 45 y 58 del informe "Verificación y Actualización del Programa de Expansión del Sistema Interconectado, período 1984-1988" de ISA.

La normalización en este caso se refiere a tiempos de revisión óptimos determinados por el valor esperado de la recuperación de pérdidas de energía y al costo de revisión necesario para recuperar dichas pérdidas. Lo anterior permite calcular un porcentaje de ahorro con respecto a las pérdidas actuales, porcentaje que permite la normalización de las pérdidas negras. Así mismo se pueden establecer criterios para la revisión de los circuitos secundarios con el fin de reducir las pérdidas por consumo ilegal.

4.3.1 Normalización de las Pérdidas en Alimentadores de Distribución

Para efectos del análisis presente, un alimentador de distribución se representa mediante su "equivalente de pérdidas", es decir, un alimentador lineal con una sola carga igual a la carga total del alimentador localizada a una distancia γL del origen, y tal que las pérdidas son iguales a las del alimentador original:

$$P = 3r \gamma LI^2 \quad (4.3.1)$$

donde,

- r = Resistencia media por kilómetro por fase
- L = Longitud total del alimentador en kilómetros
- I = Corriente de entrada al alimentador en Amperios
- γ = Factor γ de pérdidas
- P = Pérdidas del alimentador en KW

De la ecuación (4.3.1) se despeja el factor γ , el cual depende de la topología del alimentador y de la distribución de las cargas.

Para efectuar la normalización se considera que tanto las cargas como la configuración del alimentador permanecen invariables, o sea que el factor es constante y que el único parámetro de diseño es el calibre del conductor, o lo que es lo mismo, la resistencia r del conductor.

El diseño óptimo resulta, entonces, de minimizar el costo del conductor más el costo de las pérdidas.

Las pérdidas normales de potencia que se derivan de este diseño son iguales a:

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{L \sqrt{\gamma}}{V \cos \varphi} \sqrt{\frac{3K_1}{K_2}} \quad (4.3.2)$$

donde,

- K_1 = costo del conductor en \$ /m²
- K_2 = $K_p + (\text{factor de Pérdidas}) \times K_E$, donde K_p y K_E son los valores monetarios de las pérdidas derivados en la sección 4.2.
- V = Tensión del alimentador en kilovoltios
- $\cos \varphi$ = Factor de potencia del alimentador

La derivación de la Fórmula (4.3.2) se encuentra en el Apéndice 4.1.

La Figura 4.3.1 muestra las pérdidas normales como función de la longitud total del alimentador para varios valores del factor γ , y para $V = 13.8$ KV y $\cos \varphi = .9$ y para conductor de aluminio.

Las pérdidas normales en porcentaje, no dependen, como es de esperar, de la corriente I del alimentador. El calibre óptimo del conductor, por el contrario, si depende de dicha corriente, y está dado por la siguiente fórmula:

$$A = \rho \sqrt{\frac{K_2 I^2 \gamma}{K_1}} \quad (4.3.3)$$

donde,

A = Sección del conductor en milímetros².

ρ = Resistividad del conductor en mm^2/m .

De la discusión anterior se desprende que en el caso de alimentadores para los cuales el calibre óptimo del conductor está dentro de los rangos comercialmente disponibles, el nivel normal de las pérdidas del alimentador sin considerar cambios en su configuración o en las cargas, es el dado por la fórmula 4.3.2. De lo contrario, se concluye que es recomendable considerar cambios en la configuración o en la distribución de las cargas

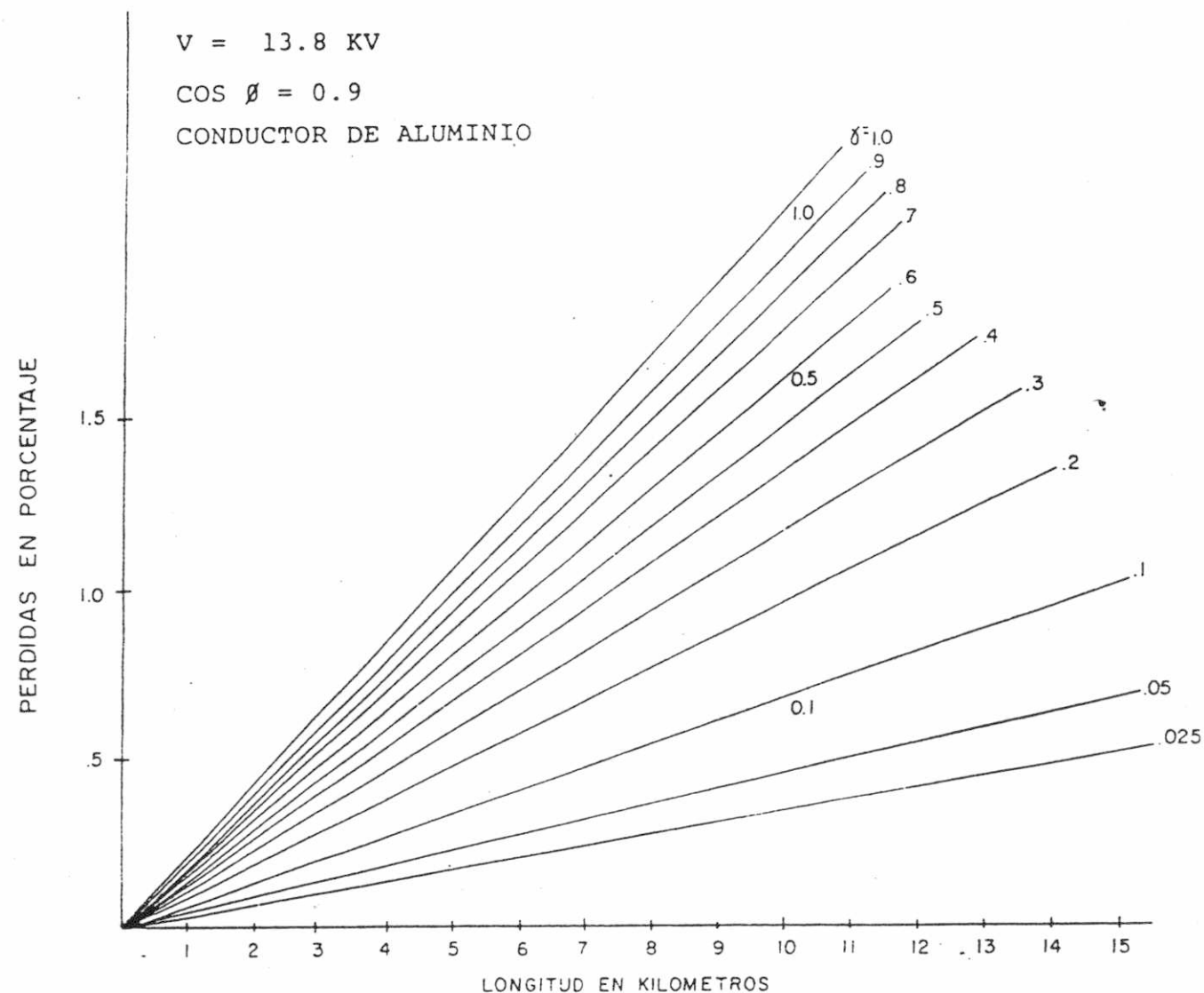


FIGURA 4.3.1- PORCENTAJE DE PERDIDAS NORMALES EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION.

en el alimentador con el fin de disminuir la magnitud de I o de γ , o de ambos.

Eliminando el factor de pérdidas γ de las ecuaciones (4.3.2) y (4.3.3) se obtiene una expresión para las pérdidas óptimas en potencia por unidad de volumen:

$$p^* = \frac{P^*}{Vol} = \frac{K_1}{\rho K_2} \times 10^6 \frac{\text{vatios}}{m^3} \quad (4.3.4)$$

Esta fórmula es válida para cualquier valor de la tensión de alimentación, el factor de potencia, la corriente de entrada al alimentador y para cualquier tipo (trifásico, monofásico, etc) de alimentador, de configuración y de la distribución de las cargas. Su valor para un conductor de aluminio es:

$$p^* = 8.36 \text{ KW/m}^3$$

Este valor de las pérdidas normales expresadas por unidad de volumen, constituye la constante de normalización más general que se puede obtener con el fin de efectuar el análisis del diseño de alimentadores según el criterio de pérdidas. Dicho valor se puede aplicar al nivel macroscópico para todo el sistema de distribución, o para analizar circuitos en forma individual.

La interpretación del resultado anterior es que cada

m^3 de conductor debe disipar 8.36 KW de potencia en el óptimo. Si disipa más, los costos adicionales de inversión en capacidad de generación y de operación del sistema, de producir el incremento de potencia disipada, son mayores que el costo de aumentar el volumen en la cantidad necesaria para mantener las pérdidas constantes. Si disipa menos, ocurre lo contrario.

La tendencia de la constante de normalización de las pérdidas p^* en el tiempo depende de la relación costo del conductor/costo de las pérdidas. En los cinco últimos años el costo de conductor ha aumentado aproximadamente un 50% mientras que el costo de las pérdidas, el cual está sustancialmente determinado por el costo de la capacidad instalada de generación, se ha aumentado a más del doble. En consecuencia, en este lapso de tiempo la constante p^* se ha reducido a menos de la mitad.

El impacto de esta tendencia de p^* sobre el diseño óptimo de los alimentadores es grande y múltiple:

- En primer lugar, cualquier diseño que no tenga en cuenta dicha tendencia, está abocado a una obsolescencia económica temprana.
- En segundo lugar, la importancia de otros criterios en el diseño de alimentadores puede cambiar radicalmente con la tendencia de p^* . Este es el

caso específico del criterio de regulación, ya que una disminución de p^* conlleva automáticamente una reducción de la regulación. Es posible entonces que un alimentador cuyo diseño se hizo en base a regulación hace cinco o diez años tenga que diseñarse hoy con base a pérdidas.

- En tercer lugar, la tendencia de disminución de p^* implica que el diseño debe ser dinámico y que debe contemplar una rápida expansión, cambios futuros de configuración, y posiblemente de conductor con el fin de disipar menos energía cuando la tendencia de la demanda aunada a un diseño estático implican un aumento en dicha disipación.

4.3.2 "Normalización" de las Pérdidas en transformadores

La normalización de las pérdidas en transformadores, ya sean de subestaciones o de distribución, se ha hecho para dos situaciones. En la primera se considera que existe cierta capacidad instalada de transformación y que desea distribuir la carga en los transformadores con el objeto de minimizar las pérdidas. En la segunda, se considera que es posible expandir la capacidad instalada y se desea encontrar la relación óptima de carga a capacidad instalada, de acuerdo con un criterio de pérdidas.

4.3.2.1 Distribución de la carga en los transformadores

Para efectos de encontrar la distribución óptima de la carga se ha supuesto que las pérdidas en transformadores están dadas por las siguientes fórmulas:

$$P_{Fe_i} = \text{Pérdidas en el núcleo del transformador } i$$

$$P_{Cu_i} = \text{Pérdidas en cobre del transformador } i \text{ a plena capacidad}$$

$$P = P_{Fe_i} + P_{Cu_i} * \left(\frac{l_i}{C_i} \right)^2$$

donde:

$$l_i = \text{Carga del transformador } i \text{ en MVA}$$

$$C_i = \text{Capacidad nominal del transformador } i \text{ en MVA}$$

La distribución óptima de las cargas se encuentra minimizando la suma de las pérdidas en todos los transformadores, sujeta a la condición de que la suma de todas las cargas sea igual a la carga total. El resultado de esta optimización es que los transformadores deben estar cargados en tal forma que el producto del porcentaje de carga por el porcentaje de pérdidas de cobre a carga nominal resulte igual para todos los transformadores.

Para el caso de transformadores iguales, las pérdidas son mínimas cuando la carga total se reparte uniformemente entre todos los transformadores. La derivación de estos resultados se encuentra en el Apéndice 4.2.

Las pérdidas mínimas correspondientes están dadas por la siguiente fórmula:

$$P^* = \sum_{i=1}^n P_{Fe_i} + L^2 / \sum_{i=1}^n \left(C_i^2 / P_{cu_i} \right) \quad (4.3.5)$$

Donde:

L es la carga total.

En el caso de transformadores iguales esta fórmula se reduce a:

$$P^* = NP_{Fe} + N P_{cu} \left(\frac{L}{NC} \right)^2 \quad (4.3.6)$$

Las pérdidas "normales" para los transformadores dependen entonces de la relación carga/capacidad instalada.

4.3.2.2 Relación de Carga a Capacidad Instalada

Para determinar la relación óptima de carga a capacidad instalada siguiendo un criterio de pérdidas, se comparó el costo incremental de las pérdidas al aumentar la carga en los transformadores con el costo incremental de aumentar la capacidad instalada. Dicha comparación muestra que es económico desde un punto de vista de pérdidas lograr la mayor relación de carga a capacidad instalada de transformación que sea compatible con otros criterios de planea -

miento y operación de transformadores, tales como los de reserva para casos de contingencias y para acomodarse al crecimiento de la demanda.

4.3.3 "Normalización" de las Pérdidas Negras

La normalización de las pérdidas negras se ha efectuado para dos de sus componentes, las cuales requieren para su reducción de un esfuerzo permanente y relativamente costoso de revisión. Ellos son las pérdidas por descalibración de contadores y las pérdidas por consumo ilegal.

El nivel óptimo de las pérdidas resulta en ambos casos de equilibrar el costo de incrementar la revisión (de contadores o de circuitos secundarios) con los beneficios de disminuir las pérdidas (por descalibración o por consumo ilegal).

4.3.3.1 Nivel óptimo de pérdidas por Descalibración

Las bases para calcular el nivel óptimo de las pérdidas por descalibración se presentan en la sección 4.4.3.1.

Los pasos en dicho cálculo son los siguientes:

1. Estimación de los parámetros del modelo de descalibración según el Apéndice 4.4.2. Estos parámetros son:

$$\lambda = \text{tasa mensual de descalibración}$$

D = porcentaje de descalibración en el estado descalibrado

D_0 = porcentaje de descalibración en el estado calibrado (idealmente igual a cero).

2. Cálculo del ciclo óptimo T^* de revisión de contadores (Apéndice 4.4.5), resolviendo la siguiente ecuación :

$$ae^{-\lambda T^*} + be^{-gT^*} + c = 0$$

donde,

$$a = g (C_r (\lambda + g) - C_p (D - D_0))$$

$$b = -C_p (D - D_0) \lambda$$

$$c = C_p (D - D_0) (\lambda + g)$$

y,

g = tasa mensual de crecimiento del número de usuarios

C_r = costo de revisión y recalibración de contadores

C_p = valor económico de las pérdidas

3. Cálculo de la fracción óptima promedio γ^* de contadores en el estado descalibrado (Apéndice 4.4.4):

$$\gamma^* = (\lambda - \theta^* (1 - e^{-\lambda T^*})) / (\lambda + g)$$

donde

$$\theta^* = g / (e^{gT^*} - 1) = \text{fracción óptima de contadores a ser revisados mensualmente}$$

4. Cálculo del nivel óptimo de las pérdidas por descalibración:

$$P^* = \gamma^* (D - D_0) + (1 - \gamma^*) D_0$$

4.3.3.2 Nivel óptimo de pérdidas por Consumo Ilegal

Las bases para el cálculo del nivel óptimo de las pérdidas por consumo ilegal se presentan en la sección 4.4.3.2.

La fracción óptima de usuarios ilegales es:

$$\alpha^* = \sqrt{\frac{C_R i g}{C_I - C_L g}}$$

donde,

g = tasa mensual de crecimiento del número de usuarios

i = fracción de usuarios nuevos que son ilegales

C_R = Costo de revisión de circuitos por usuario

C_L = costo de legalización por usuario ilegal

C_I = Valor económico de las pérdidas por usuario ilegal

4.4

IDENTIFICACION DE CASOS ANORMALES DE PERDIDAS

La normalización de las pérdidas efectuada en la sección anterior, permite establecer niveles de pérdidas económicas dadas la estructura y cargas de los alimentadores y dadas la carga total y las características de los transformadores de los distintos sistemas. La comparación de dichas pérdidas normales con las correspondientes pérdidas reales estimadas dan una primera base para identificar los casos que merecen un análisis de factibilidad económica de aplicar medidas remediales. La relación pérdidas reales/pérdidas normales pueden entonces tomarse como un indicador para tal efecto.

Un indicador quizás más directo de la magnitud de la deseconomía es la diferencia en valor monetario entre las pérdidas reales y las pérdidas normales. Este indicador, sin embargo además de ser tan solo una aproximación de la deseconomía real, no tiene en cuenta el hecho de que para lograr una misma diferencia absoluta en pérdidas se puede incurrir en costos muy diferentes dependiendo del caso.

Finalmente, es posible tomar como indicador el ahorro estimado como la diferencia entre el costo actual de las pérdidas normales, y adicionalmente la relación del ahorro sobre el costo de diseño óptimo como índice de la efectividad de las posibles medidas remediales.

En la identificación de los casos de pérdidas anormales

en los sistemas estudiados se utilizaron los distintos indicadores dependiendo del grado de información y de la importancia de cada caso. En general cuando fué posible llegar hasta el máximo detalle, por ejemplo, en el análisis de algunos circuitos primarios y secundarios, se utilizaron directamente el ahorro y la relación ahorro/ costo como indicadores. De resto se utilizaron los otros indicadores los cuales utilizan información de carácter más global.

4.4.1

Estimación de los Ahorros en Alimentadores

Los ahorros en alimentadores primarios y secundarios se calcularon así:

- Las pérdidas normales se calculan de acuerdo con la fórmula

$$p^* = 3L \sqrt{\frac{K_1 I^2}{K_2}}$$

- El costo del diseño óptimo, incluyendo el costo del conductor nuevo es:

$$C^* = 2 K_2 P^*$$

- Se calcularon dos valores del ahorro:

Uno pesimista, en el cual no se le da ningún valor al conductor reemplazado. Dicho costo es:

$$A_1 = K_2 P - C^*$$

donde P son las pérdidas reales originales del alimentador (ver fórmula 4.3.1).

Se calculó también un ahorro optimista A_2 sumándole a A_1 el valor monetario del conductor como si este fuera nuevo. Debe anotarse que ambos estimativos del ahorro ignoran costos tales como los de la mano de obra requerida en el cambio de conductor y en la reestructuración de los alimentadores si se requiere, y que por consiguiente son tan solo aproximaciones al ahorro real.

4.4.2 Estimación de los Ahorros en Transformadores

Se estimó el ahorro máximo realizable en pérdidas por redistribución de la carga de los transformadores en los casos en que se encontró información estadística sobre su carga actual. Se estimó también una cifra indicativa del desahorro por concepto de bajo porcentaje de carga cuando la información lo permitió.

El ahorro por redistribución de carga en los transformadores se calculó mediante la siguiente fórmula:

$$K_2 \left(P_{cu}^{trans} - L^2 / \sum_{i=1}^n \left(C_1^2 / P_{cu_i} \right) \right)$$

donde P_{cu}^{trans} son las pérdidas actuales estimadas en cobre en los transformadores.

Para el caso de transformadores iguales, el desahorro por capacidad instalada se reduce a la siguiente

expresión:

$$NP_{cu} \times \text{varianza de } \frac{1}{C}$$

donde $1/C$ es la carga porcentual real de los transformadores.

El ahorro por baja carga se calculó como el valor monetario de la capacidad instalada desaprovechada menos el aumento en costo de pérdidas debido a la mayor carga de los transformadores. Se asumió el caso de transformadores. Se asumió el caso de transformadores iguales y una distribución óptima de la carga en ambos casos. La fórmula que da este desahorro es:

$$\left(N - \frac{L}{C} \right) \left(K_T + K_3 P_{FE} \right) - K_2 P_{cu} \frac{L^2}{C^2} \left(\frac{1}{N} - \frac{C}{L} \right)$$

Los resultados anteriores se dirivan en el Apéndice 4.2.

4.4.3 Estimación de Ahorros en Pérdidas Negras

En esta sección se presenta la metodología utilizada para calcular el ahorro óptimo en pérdidas negras que se puede lograr por los siguientes conceptos:

- Descalibración de Contadores
- Consumo Ilegal

En la sección 3.2.3.2 se ha presentado ya la metodología para estimar las pérdidas por otros conceptos como facturación con tarifa fija, daño en el contador y calibración nominal. Mediante procedimientos adecuados de estimación y facturación del consumo y de calibración de los contadores, que se detallan en la mencionada sección estas pérdidas pueden ahorrarse prácticamente en su totalidad sin incurrir en costos grandes para las Empresas.

Por el contrario, las pérdidas por descalibración, fraude y consumo ilegal sólo se pueden disminuir manteniendo un esfuerzo de revisión continua de los contadores, las instalaciones y los circuitos. El objetivo de los modelos y análisis presentados aquí es entonces el de determinar los niveles de este esfuerzo que resultan óptimos económicamente.

4.4.3.1 Ahorros en Descalibración de Contadores

La descalibración de los contadores con el tiempo ocurre ya sea por causas naturales tales como el desgaste de los rodamientos, el aumento en la fricción de los pivotes, la acumulación de polvo u otras partículas extrañas, por causas accidentales tales como golpes, cambios abruptos en las condiciones de funcionamiento, etc., o por causas fraudulentas tales como la adulteración de las conexiones o de los mecanismos del contador.

La revisión de los contadores de energía persigue la remoción de la causa o causas de descalibración

cualesquiera que ellas sean y la recalibración de acuerdo con un patrón. Para efectos de determinar el nivel de esfuerzo de esta revisión no es necesario, sin embargo, discriminar por causas de descalibración, sino establecer un modelo del proceso de descalibración total de los contadores con el transcurso del tiempo.

Con el fin de simplificar tal proceso se utilizó un modelo con dos estados de descalibración: estado calibrado y estado descalibrado, y se asumió una tasa constante de transición con el tiempo de los contadores del estado calibrado al estado descalibrado. De acuerdo con este modelo, el cual se describe con todo su detalle en el Apéndice 4.4.1, la descalibración media $d(t)$ en el tiempo t , de una población de contadores residiendo inicialmente ($t=0$) en el estado calibrado está dada por:

$$d(t) = D_0 + (D - D_0) (1 - e^{-\lambda t})$$

donde,

- D_0 = descalibración (en porcentaje) en el estado calibrado, idealmente igual a cero.
- D = descalibración (en porcentaje) en el estado descalibrado (por todas las causas).
- λ = tasa mensual de descalibración de contadores (por todas las causas).

La validez de este modelo sencillo se puede comprobar

comparando la evolución de la descalibración media para grupos de contadores con una misma fecha de última revisión. La figura 4.4.3.1 muestra tal descalibración para los grupos de contadores revisados desde 1972 hasta 1980, para el caso de EPM. Se observa la tendencia de la descalibración media a saturarse con el tiempo desde la última revisión.

Los parámetros del modelo, esto es, D_0 , D y λ se estimaron utilizando el método de los mínimos cuadrados con los datos de la descalibración promedio correspondientes a los últimos 9 años de fecha de última revisión, para cada Empresa. El Apéndice 4.4.2 presenta la formulación matemática correspondiente a la estimación de los parámetros del modelo de descalibración.

La revisión de contadores es el proceso que permite que ellos pasen del estado descalibrado al estado calibrado. La tasa mensual de tal transición depende tanto del nivel del esfuerzo como de la estrategia utilizados en la revisión. En general existen dos políticas de revisión de contadores:

- ° muestreo aleatorio
- ° revisión cíclica

En el muestreo aleatorio los contadores que se revisan mensualmente se escogen completamente al azar, sin tener en consideración la fecha en que fueron revisados por última vez. En la revisión cíclica los contadores se revisan periódicamente cada cierto número de meses.

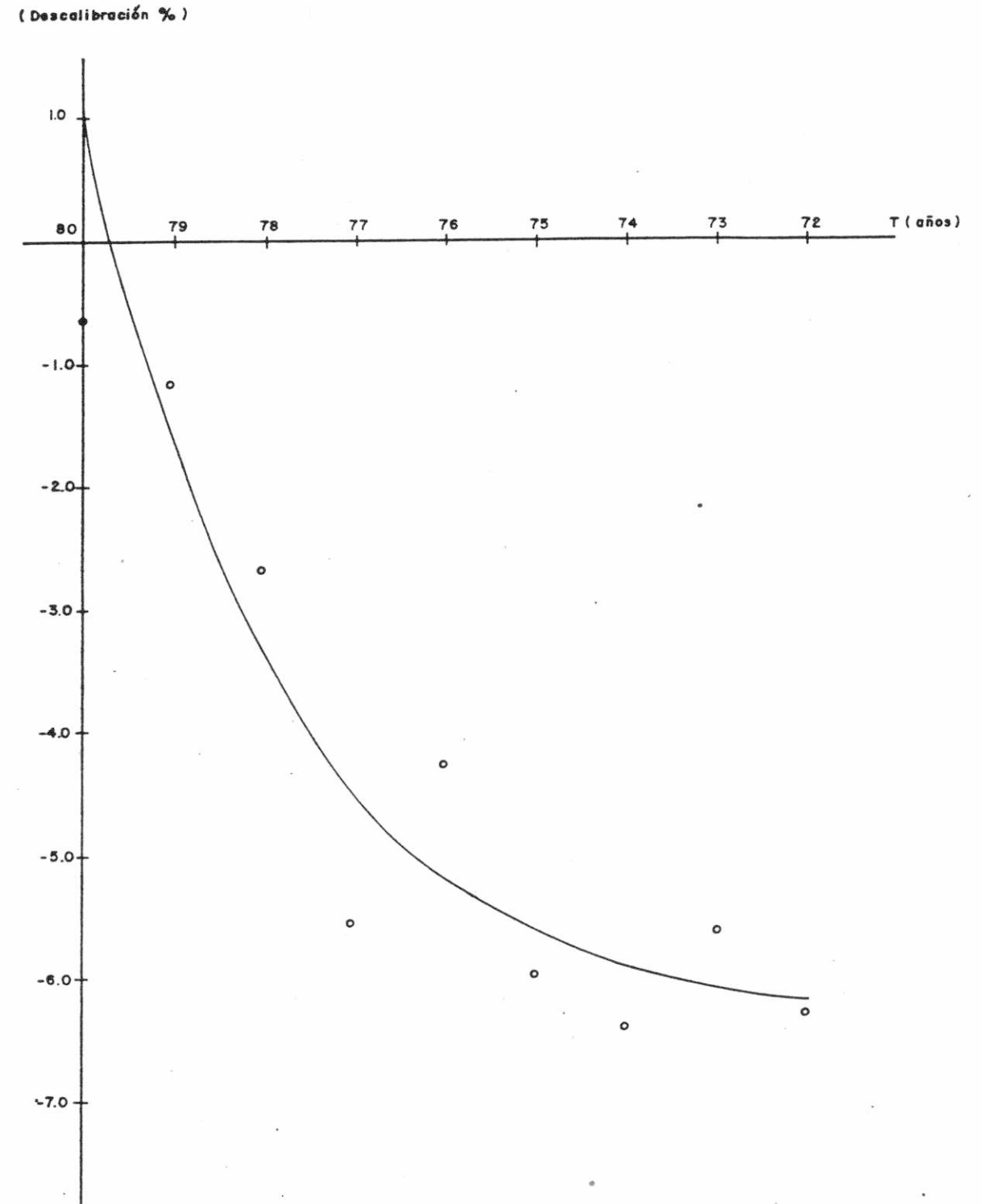


FIGURA 4.4.3.1. CURVA DE DESCALIBRACION DE E P M AL 10%, CONTRA AÑO DE REVISION

La efectividad de una política de revisión de contadores esta dada por la fracción de contadores revisados que se encuentran en el estado descalibrado, o lo que es lo mismo, por la descalibración promedio del grupo de contadores revisados. Mientras mayor sea este promedio, para un mismo esfuerzo de revisión se obtendrán mayores ahorros en pérdidas.

La política de revisión cíclica es más efectiva que el muestreo aleatorio de contadores. Este hecho se demuestra en el Apéndice 4.4.3. Intuitivamente esto se debe a que los contadores revisados mensualmente en la política cíclica son precisamente aquellos entre toda la población que tienen el mayor tiempo transcurrido desde su última revisión, y por ende la mayor probabilidad de estar en el estado calibrado. En consecuencia para el análisis económico que sigue se utilizó la política de revisión cíclica de contadores.

Debido al crecimiento del consumo y en particular el número de usuarios, una política de revisión periódica de contadores con un ciclo fijo resulta en un número creciente de contadores a ser revisado cada mes. Si se asume una tasa de crecimiento del número de consumidores constante, se puede mostrar que un ciclo fijo de revisión lleva a tener fracciones constantes de contadores revisados mensualmente y de contadores en el estado calibrado, o lo que es lo mismo, a que el porcentaje de pérdidas por la descalibración sea constante en el tiempo.

La fracción constante de contadores descalibrados es

aquella que hace que se equilibre los contadores que pasan en un mes al estado descalibrado (número proporcional a la población de contadores calibrados) con los que pasan durante el mismo período al estado calibrado (fracción de los contadores revisados durante el mes que se encuentran descalibrados). Esta fracción es:

$$\gamma = \frac{\lambda - \theta (1 - e^{-\lambda T})}{(g + \lambda)}$$

done,

T = ciclo de revisión (meses)

g = tasa mensual de crecimiento de número de usuarios

θ = fracción mensual de contadores revisados
 = $g / (e^{gT} - 1)$

Las fórmulas anteriores se derivan en el Apéndice 4.4.4.

Los costos mensuales asociados con mantener una política de revisión de contadores son de dos clases:

- Los costos de revisión de los contadores, los cuales son proporcionales a la fracción θ de contadores que se revisan en el mes.
- Los costos de las pérdidas por descalibración, los cuales dependen de la fracción de contadores descalibrados.

A mayor esfuerzo de revisión, o sea menor T, los costos de revisión aumentan pero los costos de las pérdidas disminuyen. El ciclo óptimo de revisión es entonces aquel que minimiza la suma de estos dos costos.

Para estimar los ahorros en pérdidas se comparan el costo del ciclo óptimo de revisión con el costo correspondiente a la política actual utilizada por cada Empresa. En el Apéndice 4.4.5, se derivan las condiciones necesarias para el ciclo óptimo y se presentan los procedimientos para calcular el costo óptimo y los ahorros correspondientes.

4.4.3.2 Ahorros por disminución del consumo ilegal

La reducción del consumo ilegal requiere en general de los siguientes pasos:

- Revisión de los circuitos de distribución con el fin de detectar conexiones ilegales.
- Legalización de este tipo de consumo

En el caso del consumo ilegal, a diferencia del fraude en contadores o en su conexión, la información que se recoge periódicamente en las Empresas, tal como los datos de lectura de consumos con contador de contadores de energía en circuitos y subestaciones, etc., no permite establecer en donde se localiza dicho consumo.

La información más efectiva en este caso es el registro

histórico y las estadísticas con que cuentan las Empresas sobre la incidencia del consumo ilegal en los diferentes sectores urbanos y rurales. En ausencia de información adecuada de este tipo la revisión de los circuitos deberá abarcar toda la red de distribución.

Con el fin de efectuar un primer análisis de la conveniencia económica de mantener una determinada intensidad de revisión de circuitos se ha supuesto que el esfuerzo requerido para revisar los circuitos secundarios es de la misma magnitud del requerido en la lectura periódica de contadores de energía. En consecuencia los costos asociados con tal revisión se han estimado en base al número total de lectores, intervalo entre lecturas (mes, 2 meses, etc.), etc., de cada Empresa. Se ha supuesto también que la revisión de circuitos es efectiva en cuanto a la detección del consumo ilegal.

Los costos involucrados en la legalización del consumo y la efectividad de dicho proceso son mucho más difíciles de estimar. En lugar de obtener estimativos para tales parámetros se optó más bien por efectuar un análisis de su impacto en el nivel óptimo de revisión de circuitos.

En cuanto al costo de legalización la metodología calcula primero una cota optimista del nivel óptimo de revisión asumiendo que dicho costo es cero. En adición calcula el máximo costo de legalización por usuario ilegal que la Empresa podría pagar y todavía obtendría

beneficios, en otras palabras, el costo de legalización que reduce el nivel óptimo de revisión a cero.

Con respecto a la efectividad del proceso de legalización se consideraron dos niveles: 100% y 50% de efectividad. Estos porcentajes miden el porcentaje de consumo ilegal detectado que se recupera en la realidad.

El análisis económico se basa en un modelo de crecimiento del número de usuarios de las Empresas. Se supone que una cierta fracción de los usuarios nuevos son ilegales (incluyendo todos los tipos de ilegalidad). Esta fracción se estima con base en el porcentaje de las pérdidas negras de cada Empresa, asimilables a consumo ilegal. Como el estimativo de tales pérdidas se ha hecho no directamente sino por diferencia, y por consiguiente el error es presumiblemente grande, se optó también por efectuar el análisis económico para dos niveles de tasa de crecimiento de ilegales: 100% y 50%. El Apéndice 4.4.6 presenta la formulación matemática del análisis económico efectuado para estimar los ahorros por consumo ilegal.

4.5

MEDIDAS REMEDIALES

Los indicadores utilizados en la identificación de casos de pérdidas anormalmente grandes están basados en un diseño "óptimo" el cual supone implícitamente que es necesario efectuar ciertos cambios con respecto al diseño actual o con respecto a las políticas actuales de revisión de contadores por ejemplo. Dichos cambios,

sin embargo, se consideraron dentro de un espectro restringido de posibilidades: En los alimentadores se consideró que la topología y la distribución de las cargas permanecía invariable y que solamente se cambiaba la sección del conductor; en los transformadores se consideraron separadamente cambios en la distribución de la carga sin modificar la capacidad instalada y cambios en esta última, suponiendo una distribución óptima de la carga; para el análisis de descalibración se consideró una situación de dos estados como se describe en el Apéndice 4.4.1.

Se consideró desde un principio que suponer un rediseño total de los sistemas sin ninguna restricción podría requerir cambios estructurales de magnitud cuyos costos se volvían muy difíciles de estimar y que podrían sobrepasar eventualmente los beneficios logrables. Se optó entonces por la meta más real de considerar cambios marginales, prioritariamente. Este objetivo se encontró también en completa concordancia con los planteamientos para el análisis de las medidas remediales hechos en los términos de referencia del estudio.

El diseño "óptimo" resultante de los cambios marginales considerados requiere, de todos modos y en cada caso particular, un análisis más detallado, por las siguientes razones:

- Dichos cambios pueden llevar a resultados que no son técnicamente factibles. Por ejemplo, la sección óptima de conductor en un alimentador puede corresponder a un calibre que no está comercialmente

disponible. Este hecho, como se observó anteriormente, se considera entonces como un indicador de la conveniencia económica de efectuar cambios estructurales además del cambio de conductor.

- Existen algunas medidas remediales alternas a los cambios considerados y que constituyen también cambios marginales sobre el diseño actual. Este es el caso de la utilización de condensadores para mejorar el factor potencia y reducir así las pérdidas en los alimentadores, por ejemplo.
- Es importante evaluar los impactos, aún cuando sea en forma aproximada, de los cambios considerados sobre la infraestructura informativa, administrativa y financiera de las empresas y evaluar los costos de implantar las modificaciones correspondientes. Por ejemplo, para lograr una mejor distribución de la carga en los transformadores y una mayor utilización de la capacidad instalada correspondiente, se requiere de un planeamiento basado en información completa y detallada de los sistemas de distribución primaria y secundaria de los consumos que están conectados en cada punto de ellos además de los recursos humanos y las facilidades de conexión inherentes en los mismos sistemas de distribución.
- Con el fin de lograr mejores resultados de la política de revisión de contadores y de circuitos se requiere una estimación de parámetros claves como son la tasa mensual de descalibración, la fracción de usuarios nuevos que son ilegales, los costos de revisión y de legalización. Una estimación más confiable de estos parámetros requiere de historias más completas y más largas de datos.

En la presente sección se presentan los planteamientos más básicos y de tipo general que se utilizaron en el análisis de las medidas remediales en los distintos sistemas de distribución cubiertos por el estudio.

4.5.1 Cambio de Conductor y Reestructuración en Alimentadores de Distribución

El análisis de la conveniencia económica de aplicar estas medidas remediales se efectuó de la siguiente manera:

- Con base en los indicadores de ahorro y costo óptimo se estableció un ordenamiento de los alimentadores de acuerdo con la relación ahorro/costo. Se tomó la cifra del ahorro pesimista descrita en la sección 4.4.1.
- Para cada alimentador se evaluó la conveniencia técnica de efectuar los cambios de conductor, con y sin reestructuración del alimentador comparando la sección "óptima" del conductor correspondiente con las secciones existentes comercialmente y comunmente usadas por las Empresas.
- A nivel global se compararon las pérdidas reales estimadas con las pérdidas normales, se calculó el valor monetario de su diferencia y se comparó

este último valor con la suma de los ahorros positivos para todos los alimentadores con el fin de evaluar la consistencia de los indicadores más burdos con los resultados del análisis más detallado.

4.5.2 Utilización de Condensadores

Debido a que la información detallada sobre factor de potencia es muy escasa en todas las empresas, en lugar de determinar si el uso de condensadores es económicamente atractivo o no en un alimentador dado (para lo cual es necesario conocer el factor de potencia), se optó más bien por determinar el factor de potencia del alimentador por debajo del cual no resulta económico usar dichos condensadores. Se consideró que esta información, además de ser de utilidad para las empresas una vez que ellas obtengan datos de factor de potencia, permitiría hacer algún tipo de diagnóstico y recomendaciones.

Además, se calculó para cada alimentador estudiado, el tamaño óptimo del banco de condensadores y los ahorros monetarios correspondientes suponiendo un factor de potencia igual a 0.9. Este análisis se hizo para dos situaciones. En un caso se consideró que no se efectúa ningún otro cambio en el alimentador y en el otro se tuvieron en cuenta los cambios de sección de conductor dictados por el diseño "óptimo".

El análisis se efectuó sobre la base de representar los alimentadores por su modelo equivalente de pérdidas y es, por consiguiente, tan solo aproximado.

Se consideró que dicho análisis daría de todos modos una idea de la magnitud del ahorro que se puede esperar mediante la utilización de condensadores.

El Apéndice 4.3 presenta las fórmulas para encontrar el factor de potencia de equilibrio y los ahorros correspondientes a los dos casos descritos arriba.

4.5.3 Manejo de la Carga de los Transformadores

Los beneficios, desde el punto de vista de pérdidas de implantar un sistema racional de manejo de la carga de los transformadores de distribución se estudiaron ya en la sección 4.4.2, en donde se dan las fórmulas para los ahorros máximos posibles por redistribución "óptima" de la carga y por mejor utilización de la capacidad instalada. Existen, como es bien sabido, muchas otras ventajas de implantar dicho sistema de manejo de la carga, relacionadas con el planeamiento y la operación de los sistemas de distribución, las cuales no es del caso estudiar exhaustivamente aquí. El manejo de la carga de los transformadores requiere de una infraestructura que es importante analizar ya que ella determina en gran parte los costos de la implantación. Dicha infraestructura tiene varias componentes:

- Una base de datos con la descripción completa del sistema de distribución, incluyendo:
 - ° Información de subestaciones, su diagrama de

conexión, interruptores, seccionalizadores, localización, etc.

- ° Información de alimentadores de distribución primaria, su topología, datos por segmento de tipo de conductor, localización, etc.
 - ° Información sobre interruptores y seccionalizadores su localización y estado normal.
 - ° Información sobre transformadores incluyendo tipo, localización, carga, etc.
 - ° Información sobre circuitos secundarios, y sobre suscriptores y contadores conectados a ellos.
- Programas que, con base en la información anterior, en los archivos de facturación y consumo de los suscriptores y en ciertos parámetros típicos del sistema, determinen la demanda de potencia en los transformadores y lleven estadísticas actualizadas de carga y de distribución de carga de ellos.
 - Programas, que con base en la información de carga de los transformadores; de su capacidad y tipo, establezcan finalmente planes de reubicación de los transformadores existentes y den pautas sobre reposición y adquisición de nuevos transformadores.
 - Facilidades y recursos humanos para planear y efectuar la reubicación de los transformadores.

De los ítems anteriores, el más costoso es, sin duda, la implementación de la base de datos. Ello requiere de:

- El levantamiento completo de los sistemas de distribución primaria y secundaria, de su ubicación geográfica dentro de un sistema de coordenadas, y de la asociación de suscriptores con circuitos secundarios.
- La estructuración y organización funcional de la base de datos con el fin de poder, por ejemplo, asociar a un transformador los suscriptores que alimenta.
- Codificación y verificación de los datos del levantamiento y montaje y depuración de la base de datos en el computador.

Los costos de implantación de esta base de datos no se pueden, desde luego, estimar en forma precisa sin un examen detallado de la situación actual en cuanto a información y recursos disponibles en cada empresa. Como estimativo típico se menciona una cifra de 15 millones de pesos estimados en 1975 para realizar el levantamiento y la estructuración y creación de los archivos en el caso de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá. (Referencia 2-530-601-9). Esta cifra equivale aproximadamente a \$ 2300 por cada transformador de distribución. Ella se ha tomado entonces como base de comparación con los ahorros máximos alcanzables.

Para concluir, debe tenerse en cuenta que la implantación de la base de datos y del sistema de información en la distribución, además de permitir el manejo más racional de la carga de los transformadores y obtener así reducciones en las pérdidas y en los costos de capacidad instalada, elimina también la limitante más crítica en la información actual para efectos de llevar a cabo una estimación más precisa y mejor discriminada de las pérdidas, y para poder identificar en cuantía y ubicación las pérdidas negras.

4.5.4 Medidas Remediales para Pérdidas Negras

Las medidas remediales estudiadas para disminuir las pérdidas negras son:

◦ Revisión de contadores de energía

La factibilidad económica de aplicar esta medida en cada Empresa se basó en lo siguiente:

- El uso del modelo de descalibración descrito en los Apéndices 4.4.1 y 4.4.2 con los resultados del muestreo de contadores.
- La utilización de una política de revisión cíclica de contadores, la cual se demuestra que es más efectiva en el Apéndice 4.4.3.
- Los datos de costos de revisión y de pérdidas suministrados por las Empresas

- La optimización del ciclo de revisión de acuerdo con el Apéndice 4.4.5.

◦ Supervisión de la facturación

Se consideran las siguientes medidas:

- Verificar la forma de comparar consumos leídos consecutivos con el fin de detectar el caso de "contador parado" ya sea por daño o por fraude. Esto permite recuperar pérdidas debidas a esta causa según se explicó en la parte relativa a la metodología aplicada en el estudio.
- Llevar estadísticas de varianza del consumo además del promedio con el fin de tener un indicador de la variabilidad del consumo.
- Ejecutar la crítica de lectura de cada consumidor de acuerdo con sus propias estadísticas de consumo y no con rangos globales para cada tipo de consumo. Por ejemplo, el consumo del usuario debería estar dentro de más o menos una desviación standard alrededor de su propio promedio.
- Estudiar procedimientos de filtraje para actualizar las estadísticas (promedio y varianza) sin perder información histórica, disminuyendo así la incidencia de casos particulares como casa cerrada, daño contador, etc. Adicionalmente

efectuar un análisis de la tendencia del promedio y de la varianza lo cual permite detectar casos de fraude continuado, por ejemplo.

- Utilizar efectivamente la información adicional a la lectura, v.g. casos de anomalía reportados por los lectores.
- Con base en la crítica de la lectura según estadísticas propias de cada usuario y anomalías reportadas establecer una lista ordenada con prioridades de revisión de la instalación.
- Rotación de lectores con el fin de evitar posible fraude.

° Detección, identificación y corrección de contadores dañados

- Mejorar la detección de estos casos mediante los siguientes mecanismos: crítica de la lectura según se explicó en las medidas remediales para facturación, detección de anomalías por parte de los usuarios ("disco parado"), muestreo de contadores.
- Disminuir pérdidas por facturación inapropiada de estos contadores con base en: promedio filtrado (promedio móvil por ejemplo) actualizado según la tendencia y establecimiento de multas en caso de ser fraude según los procedimientos de revisión óptima explicados anteriormente.

- Normalización pronta de estos casos por reemplazo del contador o por cambio temporal del contrato e.g. a tarifa fija.

° Supervisión y estimación de consumos con tarifa fija

- Incorporar los usuarios de tarifa fija al archivo general de usuarios y en particular al de facturación con el fin de poder establecer un seguimiento adecuado de los mismos con base en estadísticas de carga, facturación, etc.
- Aplicar las metodologías de estimación del consumo probable desarrollados en este estudio. Esto se podría efectuar por computador si se incluyen estos usuarios en el archivo general de la empresa.
- Establecer una crítica del consumo de usuarios a tarifa fija con base en el consumo probable calculado y en reglamentaciones vigentes.
- Revisión periódica de estos usuarios con el fin de: reafirmar periódicamente la carga, cambio de contrato a contador en lo posible.
- Establecer una política de multas por aumento de carga no reportado.
- Establecer una crítica de usuarios temporales a tarifa fija contra tiempo contratado de servicio con el fin de detectar situaciones que

ameriten establecer un contrato permanente.

- Establecer una política de financiamiento por parte de la empresa de contadores para usuarios de bajos ingresos, el costo de estos con tadores se podría amortizar en cuotas mensuales incluidas en la facturación misma.

° Tratamiento, supervisión y estimación de bajos consumos

- Agregación de usuarios de forma que se les fac ture globalmente y se requiera un solo contador por ejemplo a la salida de un transformador.
- Establecer una crítica del consumo semejante al resto de usuarios con contador con base en la tendencia con el fin de detectar necesidades de efectuar contratos independientes para los usuarios agregados.

° Supervisión y recuperación de consumo ilegal

La factibilidad económica de aplicar esta medida en cada Empresa se basó en lo siguiente:

- La estimación de la fracción de usuarios nuevos que son ilegales se hizo con base en el resultado de las pérdidas negras asimilables al con sumo ilegal.

- Los costos de revisión de circuitos se estimaron con base en los costos de lectura de contadores.
- La optimización del esfuerzo de revisión se hizo de acuerdo a lo descrito en la sección 4.4.3.2.

5.0 RESULTADOS DEL ESTUDIO

5.1 INTRODUCCION

En este capítulo se presentan los resultados más importantes de la estimación y evaluación de las pérdidas de energía para el sistema eléctrico colombiano y para cada una de las empresas consideradas en el estudio. En los capítulos 7 y 8 se presentan en más detalle y por empresa los resultados y el análisis de los sistemas correspondientes.

Los resultados se han resumido en la siguiente forma:

- Una tabla por sistema en la cual se muestran las pérdidas de energía, en MWh y en porcentaje del total de la energía disponible, para los años 1976, 1977 y 1978 y para el primer semestre de 1979. Se incluye además el desglose por clase de pérdidas.
- Una tabla por sistema en la cual se muestran las medidas remediales consideradas para reducir cada clase de pérdidas y los ahorros estimados que se pueden lograr al aplicarlas. Se incluyen además las pérdidas correspondientes al año de 1978 para facilidad de referencia y dos columnas con indicadores de la confiabilidad lograda en la estimación de las pérdidas y de la clase de evaluación económica realizada.
- Una figura por sistema en la cual se muestra la evolución de los porcentajes de pérdidas físicas

y pérdidas negras en los últimos cuatro años.

En la siguiente sección se dan guías más detalladas sobre el significado preciso y los supuestos correspondientes a algunos items en dichas tablas.

5.2 TIPOS DE ESTIMACION Y EVALUACION DE LAS PERDIDAS

El examen de los resultados del estudio es preciso hacerlo dentro del contexto de los alcances propuestos y de las limitaciones de la información disponible, mencionados en capítulos anteriores. Con el fin de facilitar dicha tarea se estableció una clasificación de los tipos de información utilizada en la estimación de las pérdidas y de los distintos tipos de evaluación económica de las medidas remediales.

5.2.1 Clase de Información Utilizada en Estimación de las Pérdidas

El grado de confianza estadística que se puede tener en la estimación de las pérdidas depende esencialmente de la adecuación, suficiencia y extensión de la información.

La información puede corresponder al sistema estudiado o, al no estar disponible, ser inferida de características similares de otros sistemas.

La información puede ser completa para estimar las pérdidas en un subsistema dado o puede ser insuficiente, en cuyo caso es preciso estimar, en alguna forma, la información faltante.

La información puede extenderse a todo el sistema estudiado o solamente abarcar una parte de él, en cuyo caso se requiere extrapolar los resultados parciales al resto del sistema.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se estableció la siguiente clasificación, la cual se considera que da una idea objetiva de la confiabilidad de la estimación:

- A. Información propia y completa de todo el sistema, o información de una muestra representativa del sistema, o información incompleta donde los datos faltantes no tienen impacto grande en la estimación.
- B. Información propia y completa solamente para una muestra que no es suficientemente representativa, o información de todo el sistema pero incompleta.
- C. Información propia pero incompleta y correspondiente a una muestra que no es suficientemente representativa.
- D. Estadísticas similares de otros sistemas.

5.2.2 Clases de Evaluación Económica de las Pérdidas.

La clase de evaluación económica de las pérdidas depende esencialmente del detalle con que se consideren las posibles medidas remediales y de la facilitación.

dad y precisión con que se puedan evaluar los benefi cios y los costos correspondientes.

Dentro del estudio fué posible analizar algunas medi das remediales con el detalle suficiente para llegar prácticamente a un diseño "óptimo" de su aplicación. Otras, por el contrario, no se pudieron evaluar cu titativamente.

Teniendo en cuenta la variedad de medidas consi dera das, se estableció la siguiente clasificación de su evaluación:

- A. Ahorro correspondiente al diseño "óptimo" econó mico dictado por el tipo de medida remedial. Se tienen en cuenta los costos de la medida remedial.
- B. Ahorro correspondiente al diseño "óptimo" econó mico, pero se han hecho suposiciones por falta de información (por ejemplo, al considerar el uso de condensadores se asumió un factor de potencia de 0.9 en los alimentadores). Se tienen en cu en ta los costos de la medida remedial.
- C. Ahorro máximo teórico utilizando la medida reme dial específica. No se tiene en cuenta el costo de la medida remedial.
- D. Ahorro máximo posible asumiendo que las pé rdidas se pueden reducir a cero. No se tiene en cuenta el costo de medidas remediales para lograrlo.

5.3 RESULTADOS PARA EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

De acuerdo con los términos de referencia, el estudio de pé rdidas contempla en análisis detallado de los sis temas eléctricos de distribución de 9 ciudades (Bogo tá, Medellín, Cali, Barranquilla, Cúcuta, Bucaramanga, Manizales, Cartagena y Pasto) y todos los sistemas de transmisión a 220 KV y 110 KV. En consecuencia, só la mente se estudiaron en detalle las pé rdidas en las em presas relacionadas con el suministro de energía en las ciudades mencionadas. Los resultados encontrados para estos sistemas se presentan en la sección 5.4.

Los sistemas considerados cubren a nivel de distri bu - ción un consumo agregado de aproximadamente 10396335 MWH, lo cual representa el 81% del consumo total del país para 1978 (12760356 MWH según informe de ICEL 1978-1979). Para estimar las pé rdidas en todo el siste ma se asumieron los mismos porcentajes por nivel de voltaje y por sector que se encontraron para los siste mas estudiados en detalle. Las tablas 5.3-1 y 5.3-2 y las Figuras 5.3-1 y 5.3-2 resumen los resultados del estudio para el sistema eléctrico colombiano.

TABLA 5.3-1
 PERDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO PARA
 EL AÑO DE 1978

PERDIDAS FISICAS	MWH	%
Líneas de Transmisión	311368	1.98
Líneas de Subtransmisión	176950	1.12
Transformadores de Sub-estaciones	146483	0.93
Alimentadores Primarios	425788	2.70
Transformadores de Distribución	295083	1.87
Alimentadores secundarios	633345	4.02
Pérdidas Físicas Totales	1989017	12.62
PERDIDAS NEGRAS *		
Contador Adulterado	146927	0.93
Contador Descalibrado	161013	1.03
Contador Dañado	100012	0.63
Tarifa Fija	146117	0.92
Conexiones Ilegales, otras	459224	2.92
Pérdidas Negras Totales	1013293	6.43
Facturación	12760946	80.95
Generación Total	15763256	100.00

* Desglose basado en resultados del muestreo de contadores efectuado en 1.980.

TABLA 5.3-2

RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES
 - SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO -

Nivel	1978		Confiab Estimac. Pérdidas	Medidas Remediales	Ahorros* (Millones \$)	Clase Evaluac.	Observaciones	
	MWH	%						
TRANSMISIÓN Y SUBESTACIÓN	Transmisión	311368	1.98	A	Mejor Operación	86.18	C	Corto-Mediano Plazo Sin Inv. de Capital
	Subtransm.	176950	1.12	A		-	-	-
	Trafos	146483	0.93	A	Redistribución Carga	41.58	C	Mediano-Largo Plazo Sin Inv. de Capital
	Subestación				Mejor Utiliz. de Capacidad	347.40	Desahorro Actual	Ahorro Futuro en Capacidad Instalada
DISTRIBUCION	Alimentadores Primarios	425788	2.70	A-B	Cambio Conductor	154.35	A	Corto-Mediano Plazo Con Inv. de Capital
					Reestructuración	1054.53	A	Mediano Plazo Con Inv. de Capital
					Condensadores	355.91	B	Corto Plazo Con Inv. de Capital
	Trafos Distribución	295083	1.87	B-D-A	Redistribuc. Carga	153.72	C	Corto Plazo Sin Inv. de Capital
					Mejor Utili. Capacidad	2083.77	Desahorro Actual	Ahorro Futuro en Capacidad Instalada
	Alimentadores Secundarios	633345	4.02	D-A	Cambio Conductor	699.80	A	Corto-Mediano Plazo Con Inv. de Capital
Reestructuración					742.91	A	Mediano Plazo Con Inv. de Capital	

* Valor presente con una tasa de retorno del 11% y un horizonte de 10 años.

FIGURA 5.3-1

DESCOMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE
AÑO 1.978

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

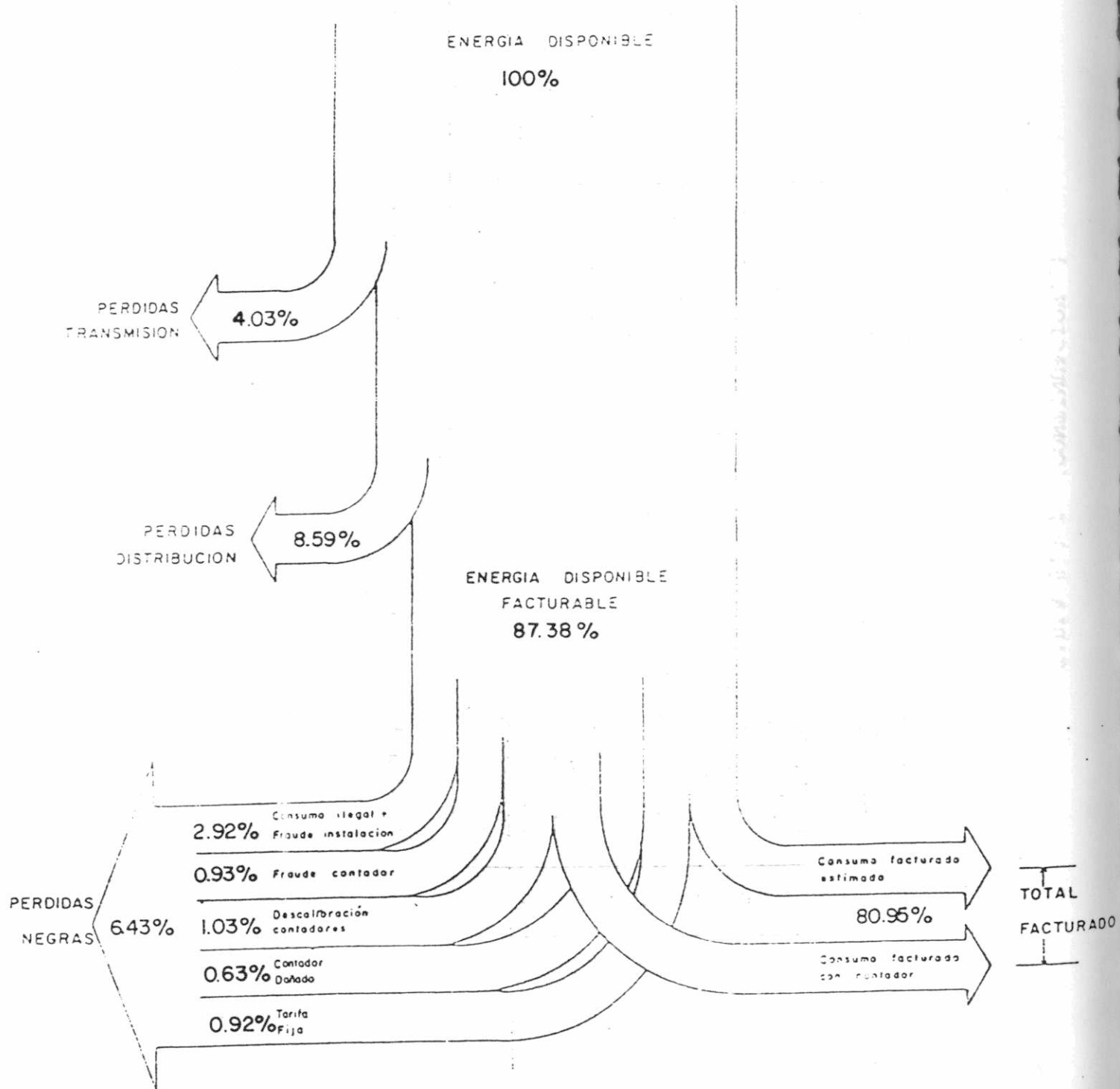
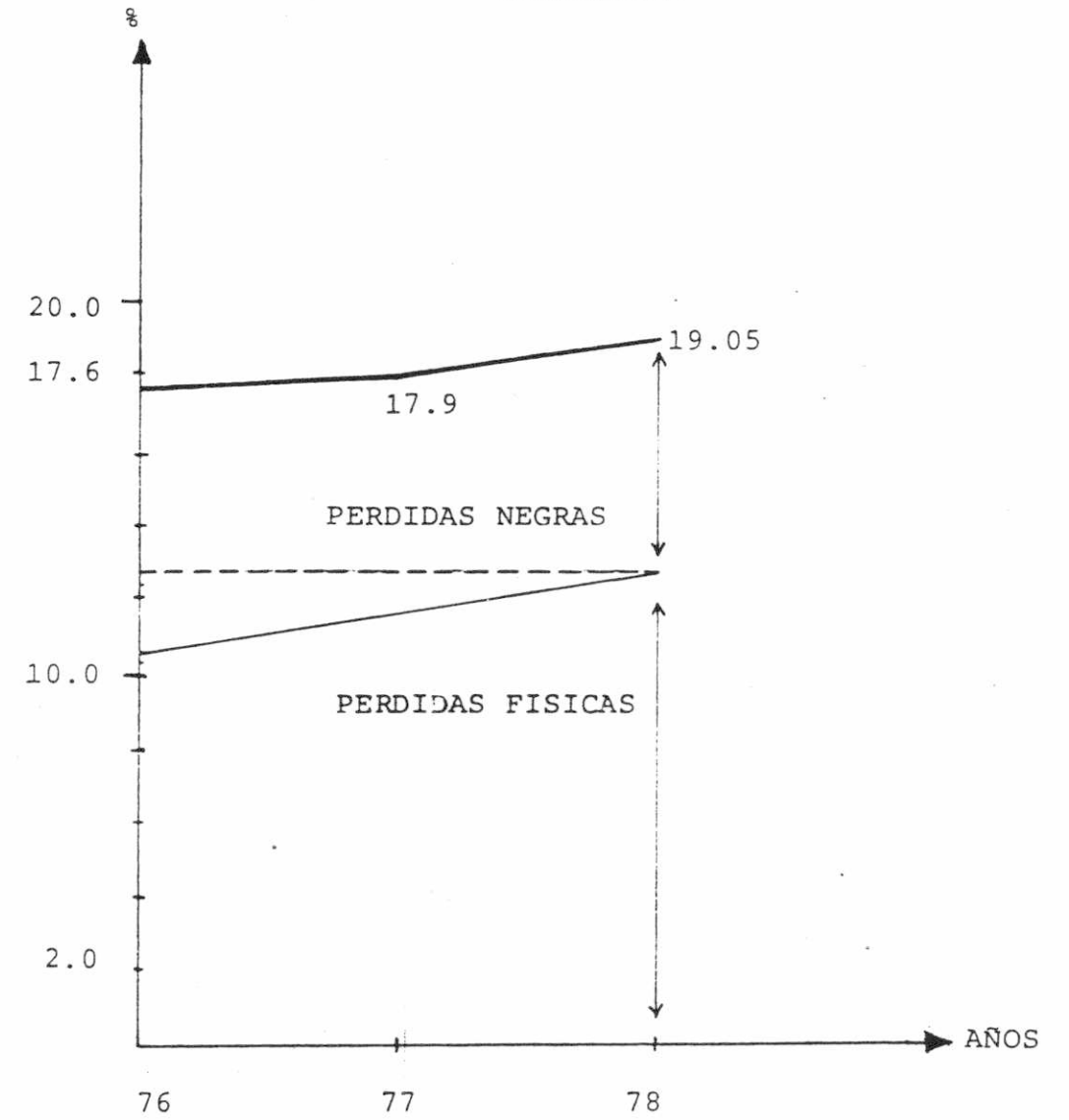


FIGURA 5.3-2

PORCENTAJE ANUAL DE PERDIDAS GLOBALES EN EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO



- PERDIDAS FISICAS + PERDIDAS NEGRAS.
- - - - PERDIDAS FISICAS CONSTANTES (TENDENCIA PESIMISTA)
- PERDIDAS FISICAS EN CRECIMIENTO DEL 10% ANUAL (TENDENCIA OPTIMISTA)

5.4 RESULTADOS POR EMPRESA

5.4.1 Interconexión Eléctrica S.A.

A continuación se resumen los resultados del estudio de pérdidas para Interconexión Eléctrica S.A., ISA. Para el año 1978 se obtuvo el desglose siguiente de las pérdidas totales del sistema (informe de operación del año 1978):

	<u>GWh</u>	<u>%</u>
Pérdidas por Efecto Corona	24.3	0.78
Pérdidas en Hierro:	5.9	0.18
Pérdidas I^2R y Cobre:	92.4	2.70
Pérdidas Totales:	122.6	3.60

donde los porcentajes se tomaron con respecto a las transferencias efectuadas a través de las líneas de interconexión.

El examen de las pérdidas de potencia en el sistema de transmisión muestra una variación de alrededor de 1.5 MW para una misma potencia total entregada. Esta variación se debe en parte a la variación en los programas de despacho de generación y en parte al manejo de los reactivos. El ahorro en valor presente a diez años, correspondiente a disminuir continuamente las pérdidas en 0.75 MW sería de 25.31 millones de pesos. En vista de dicho ahorro, se considera conveniente estudiar con mayor profundidad la operación del sistema y la posibilidad de mejorarla.

5.4.2 Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá

Las tablas 5.4-1a, 5.4-1b, 5.4-2a, 5.4-2b y 5.4-2c y las figuras 5.4-1 y 5.4-2 resumen los resultados del estudio para la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, EEEB.

(1) Primer semestre
(2) No hay datos

		1.975 (2)		1.976		1.977		1.978		1.979 (1)	
		MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%
ENERGIA DISPONIBLE		3482495	100.0	3735688	100.0	3482495	100.0	4128732	100.0	2214300	100.0
VENTAS EN BLOQUE											
ENERGIA FACTURADA		2928058	84.08	3121116	83.55	3403938	82.44	1775217	80.17		
LINEAS TRANSMISION		54675	1.57	58650	1.57	64821	1.57	34765	1.57		
LINEAS SUBTRANSMISION		7661	0.22	8218	0.22	9083	0.22	4872	0.22		
TRANSFORMADORES		17412	0.50	18678	0.50	20644	0.50	11072	0.50		
SUBTRANSMISION											
TRANSFORMADORES PRIMARIOS		50361	1.45	54022	1.45	59706	1.45	32021	1.45		
TRANSFORMADORES DISTRIBUCION		54104	1.55	58037	1.55	64143	1.55	34401	1.55		
ALIMENTADORES SECUNDARIOS		219666	6.31	235636	6.31	260428	6.31	139671	6.31		
TOTAL PERDIDAS FISICAS		403879	11.60	433241	11.60	478825	11.60	256802	11.60		
PERDIDAS NEGRAS		150558	4.32	181331	4.85	245969	5.96	182281	8.23		

5-14

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS FISICAS

TABLA 5.4-1a

EMPRESA EEEB

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS NEGRAS

TABLA 5.4-1b

EMPRESA EEEB

		1.975 (2)		1.976		1.977		1.978		1.979 (1)	
		MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%
ENERGIA DISPONIBLE				5642843	100.0	8895373	100.0	4128732	100.0	2214300	100.0
VENTAS EN BLOQUE											
ENERGIA FACTURADA				808262	80.48	9111213	55.38	8366043	44.28	1775217	41.08
PERDIDAS NEGRAS	TARIFA FIJA			55634	1.60	206302	1.55	174671	1.57	33729	1.52
	DESCALIBRACION CONTADOR			8538	0.27	79101	0.27	88011	0.27	3875	0.26
	ADULTERACION CONTADOR			76306	2.19	81338	2.18	10788	2.15	46262	2.09
	CONTADOR DAÑADO			1631	0.22	4134	0.21	8870	0.21	4626	0.21
	FRAUDE INST. + CONTRABANDO			1453	0.40	22390	0.60	63927	1.76	91881	4.14
	TOTAL PERDIDAS NEGRAS			150551	4.32	181318	4.85	245969	5.96	182281	8.23
PERDIDAS FISICAS				403879	11.60	433241	11.60	478825	11.60	256802	11.60

(1) PRIMER SEMESTRE
(2) NO HAY DATOS

5-15

* VALOR PRESENTE CON UNA TASA DE RETORNO DEL 11% Y UN HORIZONTE DE 10 AÑOS.

PERDIDAS	NIVEL	1978		CONFIBILIDAD EN LA ESTIMACION	MEDIDAS REMEDIALES	AHORROS * (Millones de \$)	CLASE EVALUACION	OBSERVACIONES	
		MWH	%						
TRANSMISION	TRANSMISION	64821	1.57	A	Mejor Operación	23.04	C	Corto-Mediano Plazo Sin Inv. de Capital	
	SUBTRANSMISION	9083	1.22	A		-	-	-	
	TRANSFORMADORES	TRANSFORMADORES	20644	0.50	V	Redistribución Carga	11.88	C	Mediano-Largo Plazo Sin Inv. de Capital
		SUBESTACION				Mejor Utiliza- de Capacidad	61.25	Desahorro Actual	Ahorro Futuro en Capa- cidad Instalada
ALIMENTADORES PRIMARIOS	ALIMENTADORES PRIMARIOS	59706	1.45	V	Cambio Conductor	39.78	A	Corto-Mediano Plazo Con Inv. de Capital	
					Reestructura- ción	211.28	A	Mediano Plazo Con Inv. de Capital	
	CONDENADORES					CONDENADORES	68.85	B	Corto Plazo Con Inv. de Capital
						Redistribuc. Carga	55.89	C	Corto Plazo Sin Inv. de Capital
TRANSFORMADORES DISTRIBUCION	TRANSFORMADORES DISTRIBUCION	61143	1.55	A	Mejor Utiliz. Capacidad	1351.80	Desahorro Actual	Ahorro Futuro en Capa- cidad Instalada	
					Cambio Conductor	322.83	A	Corto-Mediano Plazo Con Inv. de Capital	
	ALIMENTADORES SECUNDARIOS		260128	6.31	C	Reestructura- ción	469.85	A	Mediano Plazo Con Inv. de Capital

RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

EMPRESA EEEB

TABLA 5.4-2a

RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

TABLA 5.4-2b

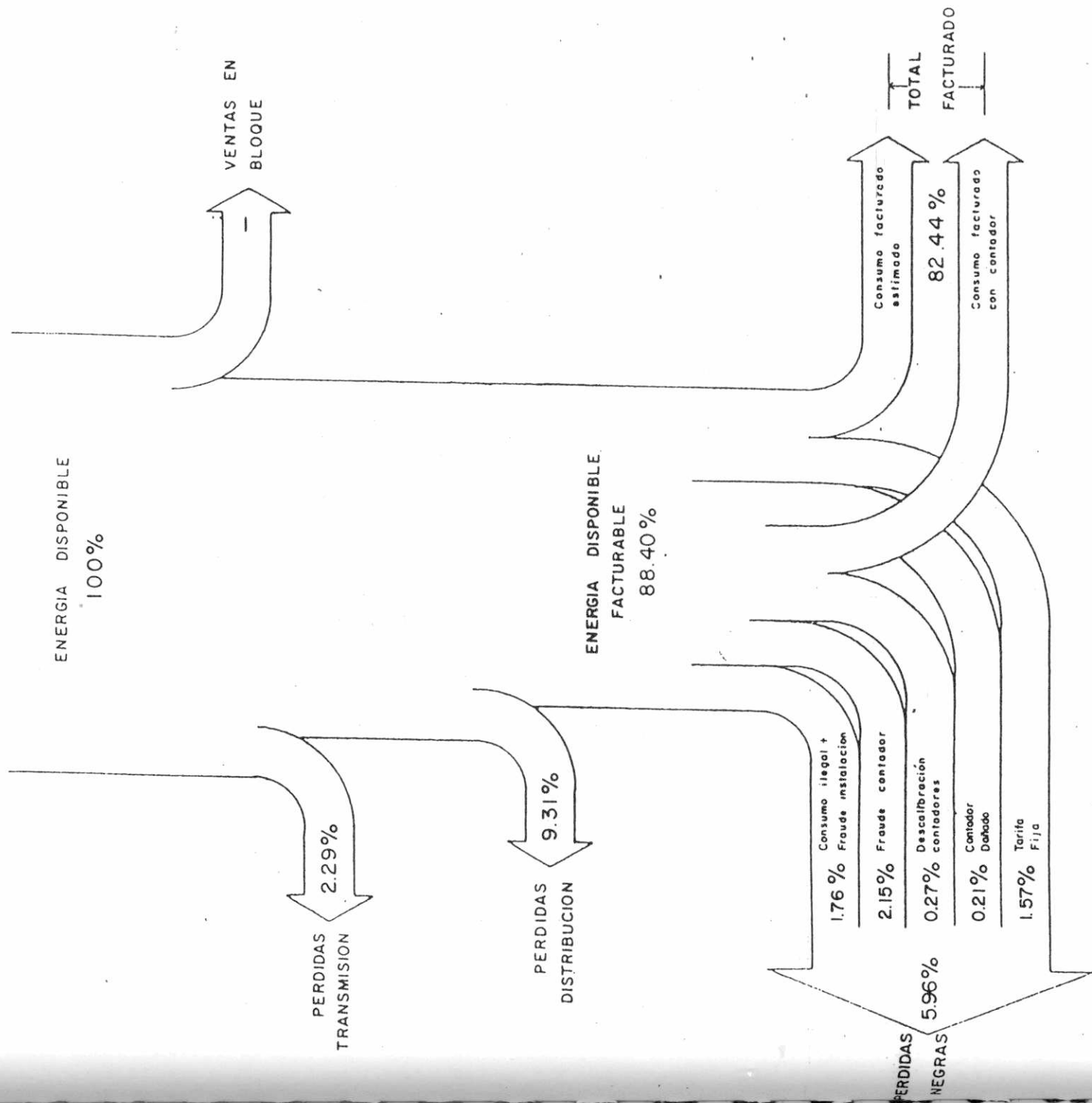
EMPRESA EEEB

CLASE	1978		CONFIBILIDAD EN LA ESTIMACION
	MWH	%	
CONTADOR ADULTERADO	88701	2.15	B
CONTADOR DESCALIBRADO	11088	0.27	A
CONTADOR DAÑADO	8870	0.21	C
TARIFA FIJA	64671	1.57	A
CONEXIONES ILEGALES, OTROS	72639	1.76	C

FIGURA 5.4-1

DESCOMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE
AÑO 1.978

EMPRESA: EEEB



RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

TABLA 5.4-2c

EMPRESA EEEB

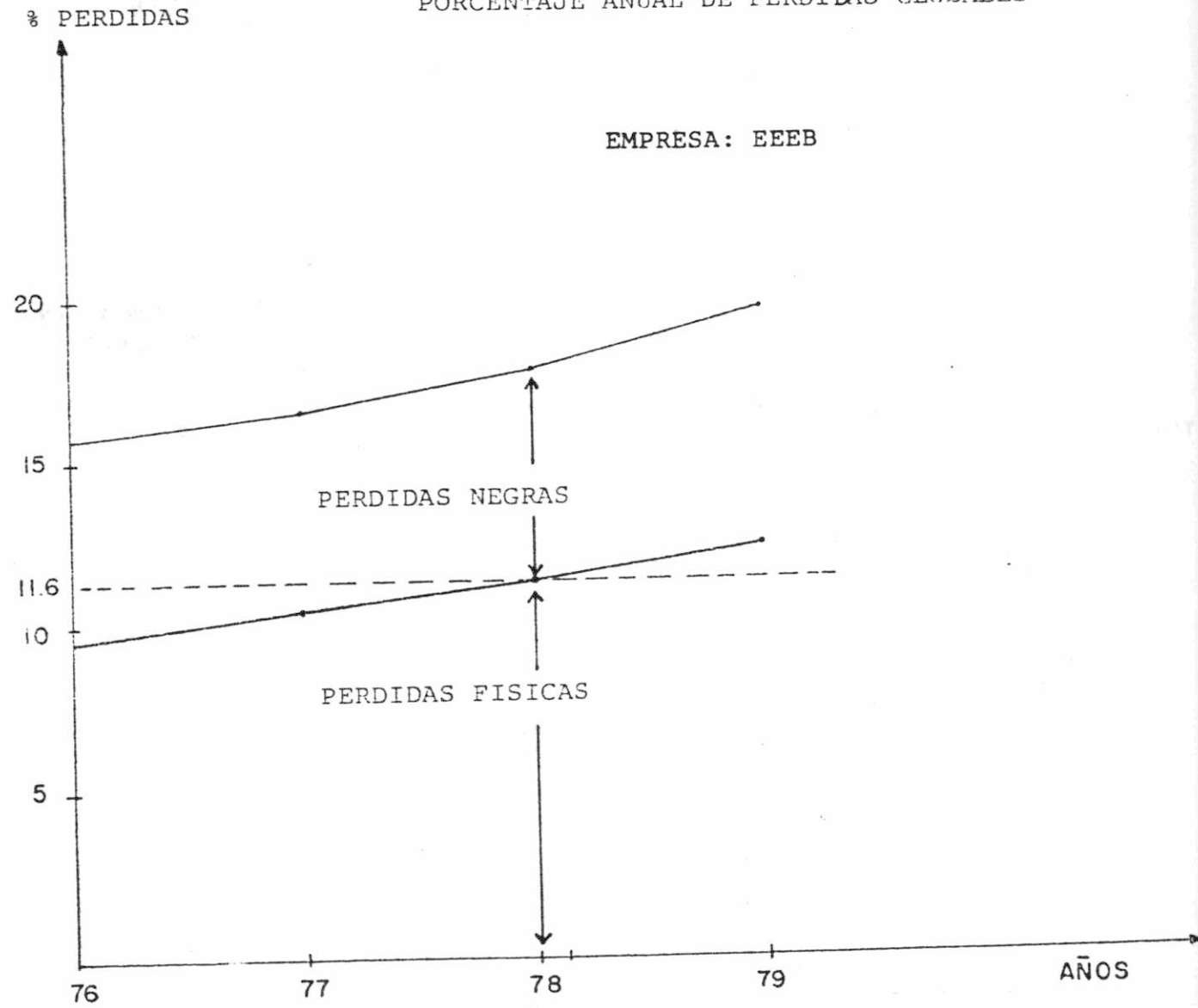
MEDIDAS REMEDIALES	AHORRO ANUAL (MILLONES \$)	CLASE DE EVALUACION
REVISION CICLICA DE CONTADORES	13.70	B
CALIBRACION A CORRIENTE DE FUNCIONAMIENTO	122.20	A
MEJOR ESTIMACION TARIFA FIJA	54.00	A
CORRECCION DE CONSUMO ILEGAL *	70.14	B-C
DETECCION DE CONTADOR DAÑADO Y REFACTURACION	9.56	A

* CON 100% DE INCREMENTO DE USUARIOS ILEGALES Y 50% DE EFECTIVIDAD DE LOCALIZACION

FIGURA 5.4-2

PORCENTAJE ANUAL DE PERDIDAS GLOBALES

EMPRESA: EEEB



- Pérdidas Físicas constantes (tendencia pesimista)
 ————— Pérdidas Físicas en crecimiento del 10% anual (tendencia optimista)
 ————— Pérdidas (Generación Neta + Compras - Ventas).

5.4.3 Empresas Públicas de Medellín

Las tablas 5.4-3a, 5.4-3b, 5.4-4a, 5.4-4b y 5.4-4c y las figuras 5.4-3 y 5.4-4 resumen los resultados del estudio para las Empresas Públicas de Medellín, EPM.

PERDIDAS FISICAS		PERDIDAS NEGRAS		TOTAL PERDIDAS NEGRAS	
303226	9.37	298932	9.37	253470	8.31
174153	5.38	159512	5.00	142379	3.92
26263	0.81	26004	0.81	29972	0.82
3601	0.11	3566	0.11	4111	0.11
61293	1.89	60695	1.90	69983	1.93
3730	0.12	3693	0.12	4259	0.12
2664189	82.32	2638214	82.69	3041920	83.73
3236455	100.0	3190616	100.0	3633003	100.0
1.975 (2)		1.976		1.978	
1.979 (1)					

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS NEGRAS

TABLA 5.4-3b

EMPRESA EPM

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS FISICAS.

TABLA 5.4-3a

EMPRESA E.P.M.

	1.975 (2)		1.976		1.977		1.978		1.979 (1)	
	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%
ENERGIA DISPONIBLE			3236455	100.0	3190616	100.0	3633003	100.0	377856	100.0
VENTAS EN BLOQUE										
ENERGIA FACTURADA			2664189	82.32	2638214	82.70	3041920	83.73	808273	84.30
PERDIDAS FISICAS	LINEAS TRANSMISION		7120	0.22	7019	0.22	7993	0.22	2109	0.22
	LINEAS SUBTRANSMISION		51460	1.59	50730	1.59	57764	1.59	15244	1.59
	TRANSFORMADORES SUBTRANSMISION.		18771	0.58	18506	0.58	21071	0.58	5561	0.58
	ALIMENTADORES PRIMARIOS		72659	2.24	71630	2.24	81562	2.24	21524	2.24
	TRANSFORMADORES DISTRIBUCION		58443	1.81	57616	1.81	65604	1.81	17313	1.81
	ALIMENTADORES SECUNDARIOS		94773	2.93	93431	2.93	106385	2.93	28076	2.93
	TOTAL PERDIDAS FISICAS		923203	2.86	936862	2.93	106385	2.93	28076	2.93
PERDIDAS NEGRAS			269040	8.31	253470	7.94	250704	6.90	60673	6.33

(1) Primer trimestre

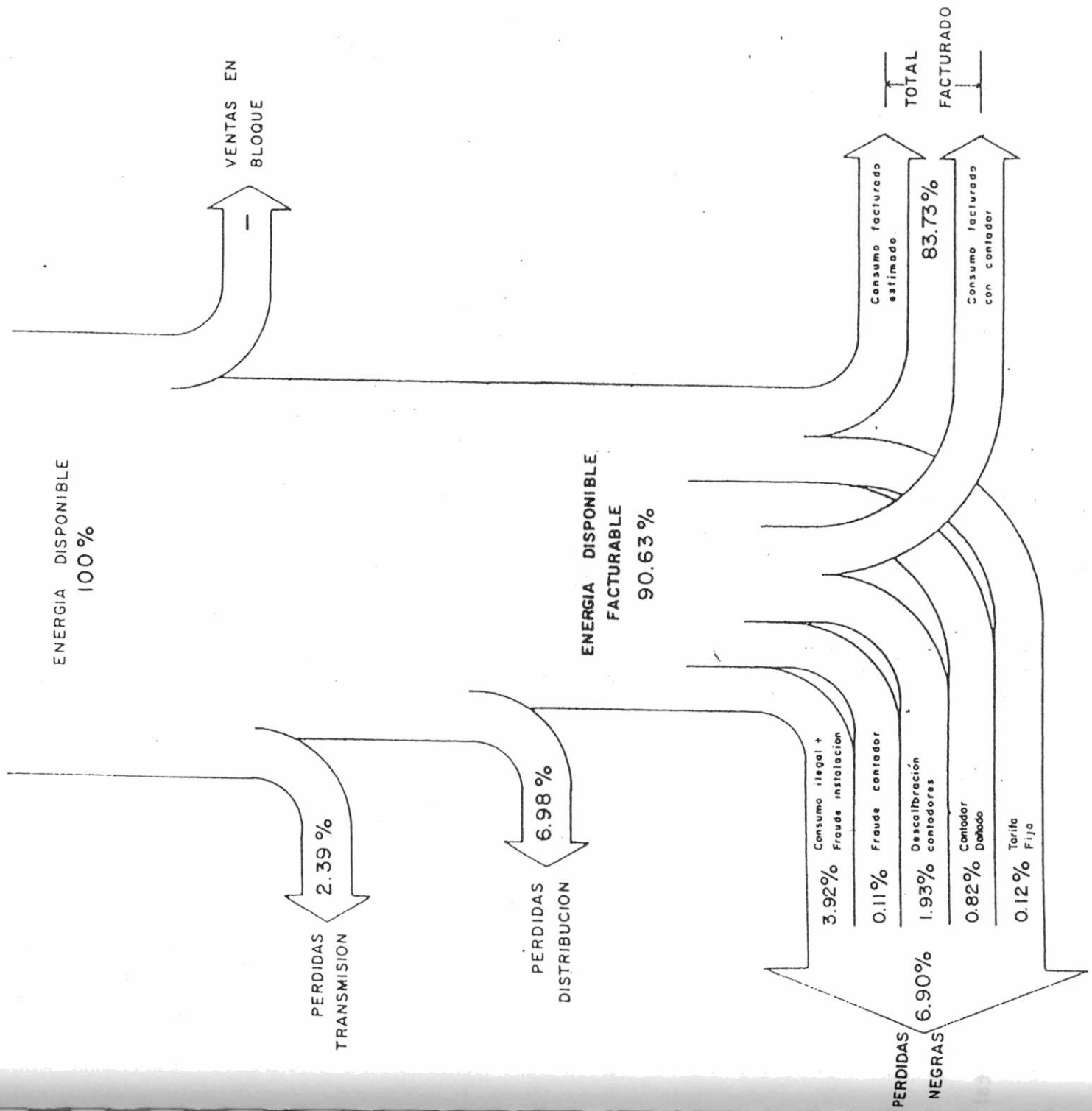
(2) No hay datos

FIGURA 5.4-3

DESCOMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE

AÑO 1.978

EMPRESA: EPM



RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

TABLA 5.4-4c

EMPRESA EPM

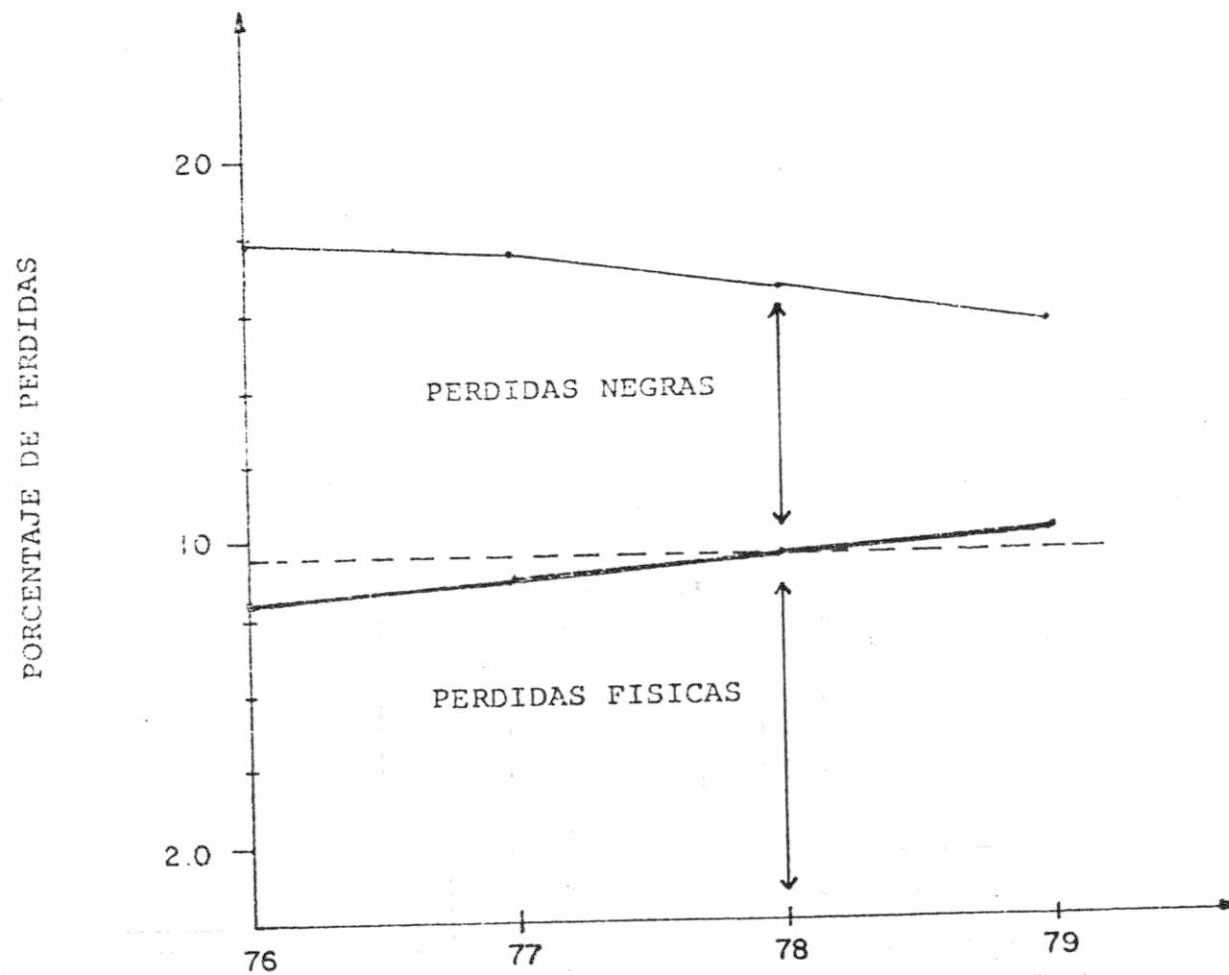
MEDIDAS REMEDIALES	AHORRO ANUAL (MILLONES \$)	CLASE DE EVALUACION
REVISION CICLICA DE CONTADORES	11.08	B
CALIBRACION A CORRIENTE DE FUNCIONAMIENTO	57.10	A
MEJOR ESTIMACION TARIFA FIJA	4.57	A
CORRECCION DE CONSUMO ILEGAL *	54.09	B-C
DETECCION DE CONTADOR DAÑADO Y REFACTURACION	26.58	A

* CON 100% DE INCREMENTO DE USUARIOS ILEGALES Y 50% DE EFECTIVIDAD DE LOCALIZACION

FIGURA 5.4-4

PORCENTAJE ANUAL DE PERDIDAS GLOBALES

EMPRESA: EPM



- Pérdidas Físicas Constantes (tendencia pesimista)
- Pérdidas Físicas en Crecimiento del 6% anual (tendencia optimista).
- Pérdidas (Generación Neta + Compras - Ventas)

5.4.4 Empresas Municipales de Cali

Las tablas 5.4-5a, 5.4-6a y 5.4-6b y las figuras 5.4-5 y 5.4-6 resumen los resultados del estudio para las Empresas Municipales de Cali, EMCALI.

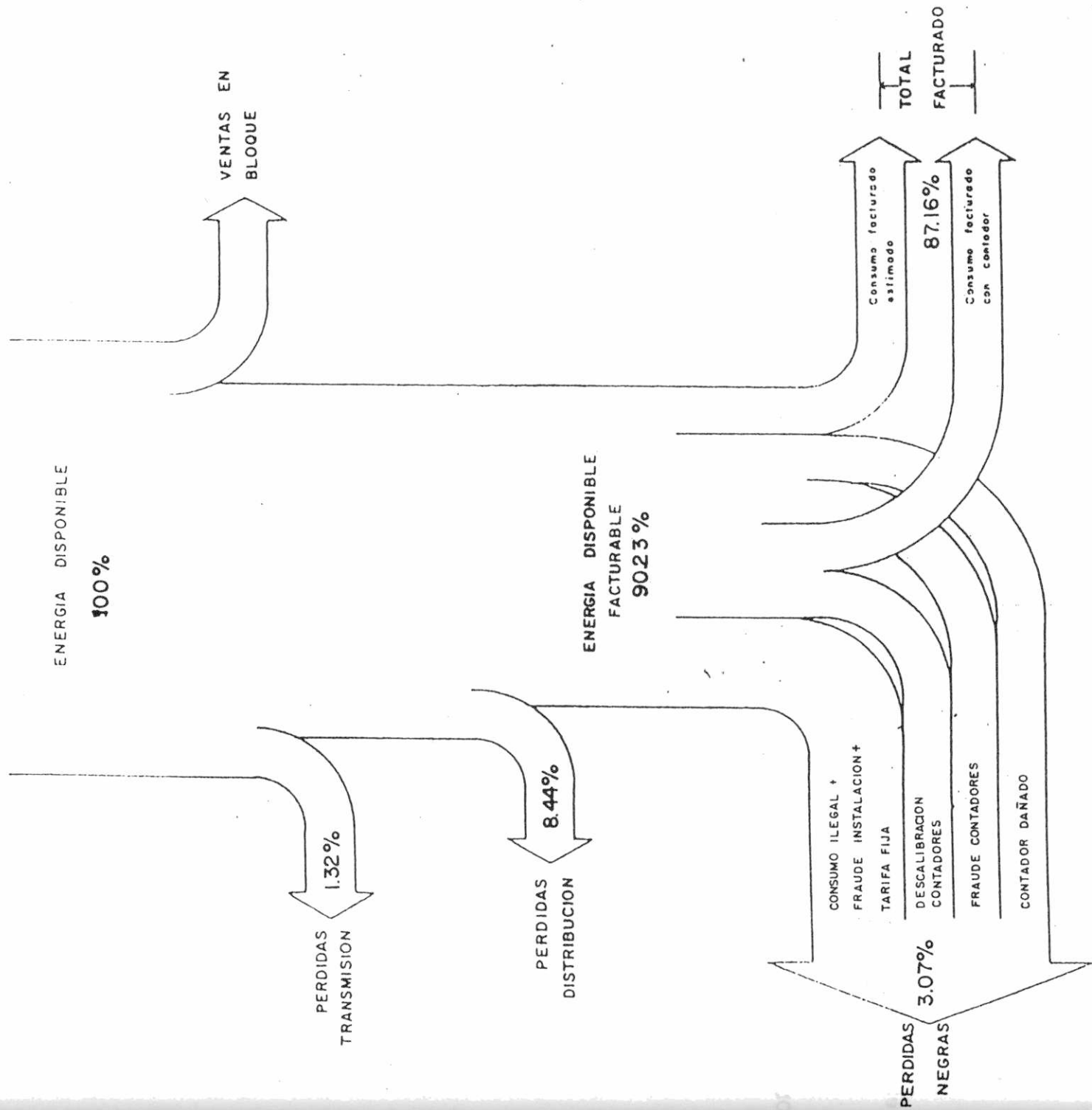
Cabe anotar que en el caso de EMCALI no se efectuó la extrapolación de las pérdidas negras por sus diferentes causas debido a que el porcentaje total de las pérdidas negras es muy reducido (1.73% con respecto a la energía disponible) implicando que el error en los cálculos de extrapolación sea mucho más representativo. Este margen de error en el cálculo de las pérdidas es debido a:

- ° Tamaño de la muestra
- ° Inconsistencias y errores de la información suministrada por la empresa .

FIGURA 5.4-5

DESCOMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE
AÑO 1.978

EMPRESA : EMCALI



RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

TABLA 5.4-6b

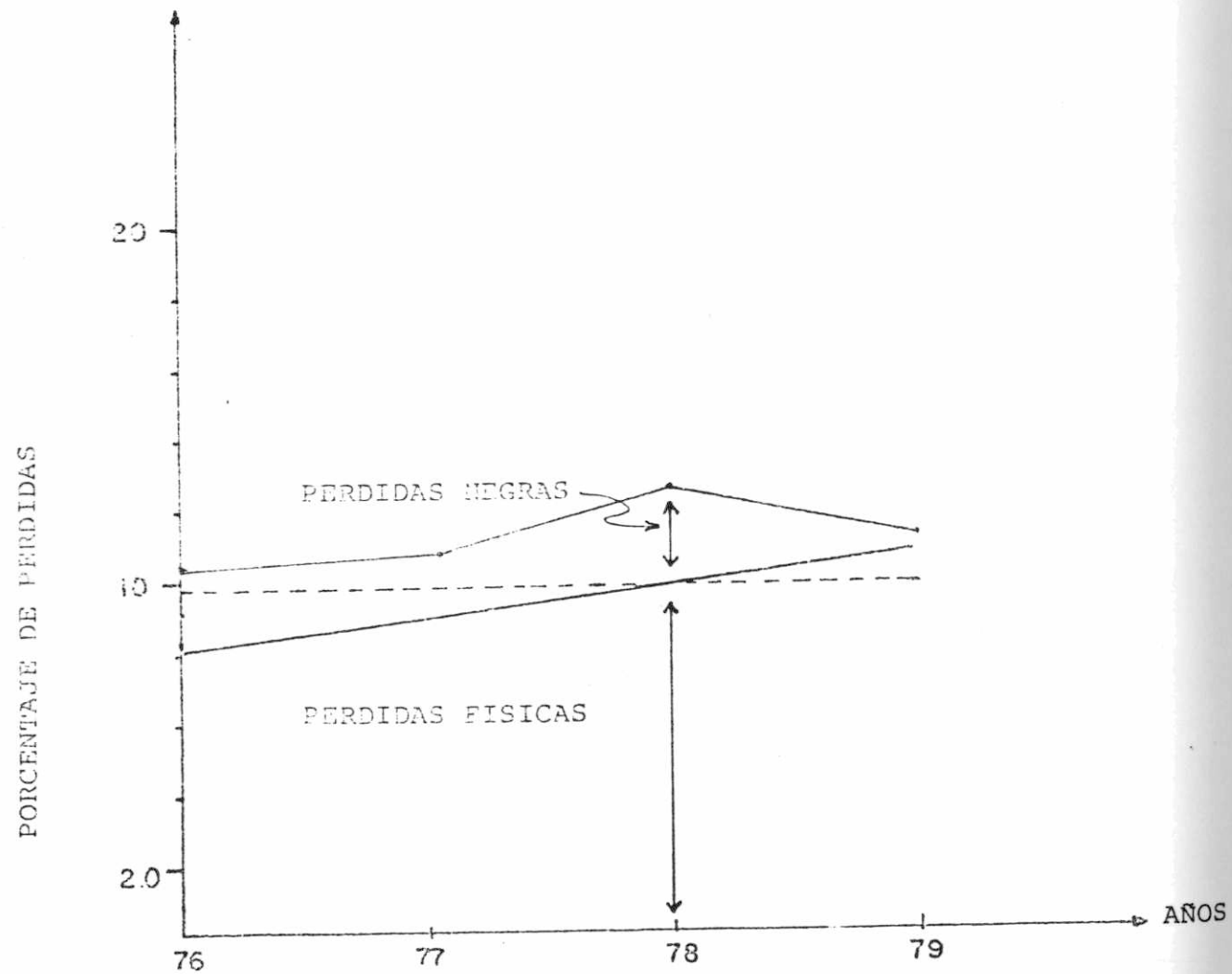
EMPRESA EMCALI

MEDIDAS REMEDIALES	AHORRO ANUAL (MILLONES \$)	CLASE DE EVALUACION
REVISION CICLICA DE CONTADORES	0	C-D
CALIBRACION A CORRIENTE DE FUNCIONAMIENTO	7.15	C
MEJOR ESTIMACION TARIFA FIJA	7.44	B
CORRECCION DE CONSUMO ILEGAL *	22.08	C-D
DETECCION DE CONTADOR DAÑADO Y REFACTURACION	32.65	A

* CON 100% DE INCREMENTO DE USUARIOS ILEGALES Y 50% DE EFECTIVIDAD DE LOCALIZACION

FIGURA 5.4-6

PORCENTAJE ANUAL DE PERDIDAS GLOBALES



----- Pérdidas Físicas Constantes (Tendencia pesimista)

————— Pérdidas Físicas en Crecimiento del 10% Anual.
(Tendencia optimista).

————— Pérdidas (Generación + Compras - Ventas)

5.4.5 Central Hidroeléctrica de Caldas S.A.

Las tablas 5.4-7a, 5.4-7b, 5.4-8a, 5.4-8b y 5.4-8c y las figuras 5.4-7 y 5.4-8 resumen los resultados del estudio para la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A., CHEC.

PERDIDAS NEGRAS	1975		1976		1977		1978		1979 (1)		
	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	
ENERGIA DISPONIBLE	658812	100.0	809150	100.0	992238	100.0	1069884	100.0	331412	100.0	
VENTAS EN BLOQUE	271560	41.22	375091	46.36	519802	52.39	492852	46.07	129157	38.97	
ENERGIA FACTURADA	264291	40.12	315755	39.02	334345	33.70	396835	37.09	153786	46.40	
PERDIDAS FISICAS	LINEAS TRANSMISION	16339	2.48	20067	2.48	24607	2.48	26533	2.48	8219	2.48
	LINEAS SUBTRANSMISION	18908	2.87	23222	2.87	28477	2.87	30706	2.87	9512	2.87
	TRANSFORMADORES SUBTRANSMISION	3030	0.46	3722	0.46	4564	0.46	4921	0.46	1525	0.46
	ALIMENTADORES PRIMARIOS	14769	2.24	18139	2.24	22243	2.24	23984	2.24	7429	2.24
	TRANSFORMADORES DISTRIBUCION	14024	2.13	17224	2.13	21122	2.13	22775	2.13	7055	2.13
	ALIMENTADORES SECUNDARIOS	24074	3.11	25146	3.11	30836	3.11	33249	3.11	10299	3.11
	TOTAL PERDIDAS FISICAS	87544	13.29	107520	13.29	131849	13.29	142168	13.29	44039	13.29
PERDIDAS NEGRAS	35417	5.37	10784	1.33	6242	0.62	38029	3.55	4430	1.34	

EMPRESA CHDC

TABLA 5.4-7 a

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS FISICAS

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS NEGRAS

TABLA 5.4-7b

EMPRESA CHEC

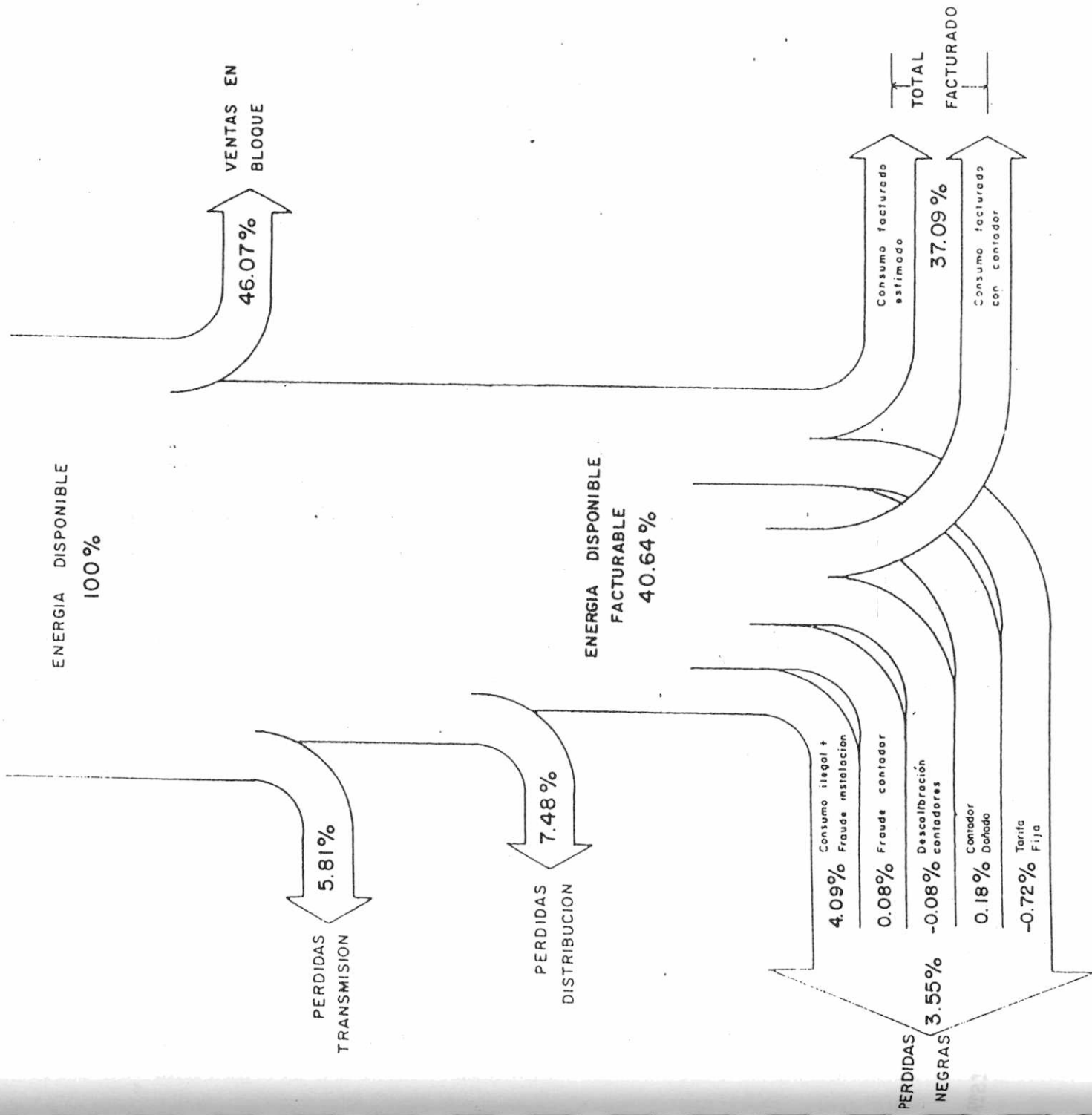
	1975		1976		1977		1978		(1) 1979		
	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	
ENERGIA DISPONIBLE	658812	100.0	809150	100.0	992238	100.0	1069884	100.0	331412	100.0	
VENTAS EN BLOQUE	271560	41.22	375091	46.36	519802	52.39	492852	46.07	129157	38.97	
ENERGIA FACTURADA	264291	40.12	315755	39.02	334345	33.70	396835	37.09	153786	46.40	
PERDIDAS NEGRAS	TARIFA FIJA	-5604	-0.77	-9809	-1.21	-4449	-0.45	-7650	-0.72	-4962	-1.49
	DESCALIBRACION CONTADOR	-77	-0.01	-69	-0.01	-730	-0.07	-798	-0.08	-933	-0.28
	ADULTERACION CONTADOR	605	0.09	723	0.09	795	0.08	806	0.08	352	0.11
	CONTADOR DAÑADO	9921	1.51	1513	0.19	1692	0.17	1661	0.16	737	0.22
	FRAUDE INST. + CONTRABANDO	39217	5.95	42351	5.23	64011	6.35	73374	6.86	1499	4.52
	TOTAL PERDIDAS NEGRAS	35417	5.37	10784	1.33	6242	0.62	38029	3.55	4430	1.34
PERDIDAS FISICAS	87544	13.29	107520	13.29	131849	13.29	142168	13.29	44039	13.29	

(1) PRIMER TRIMESTRE

DESCOMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE

AÑO 1.978

EMPRESA: CHEC



RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

TABLA 5.4-8c

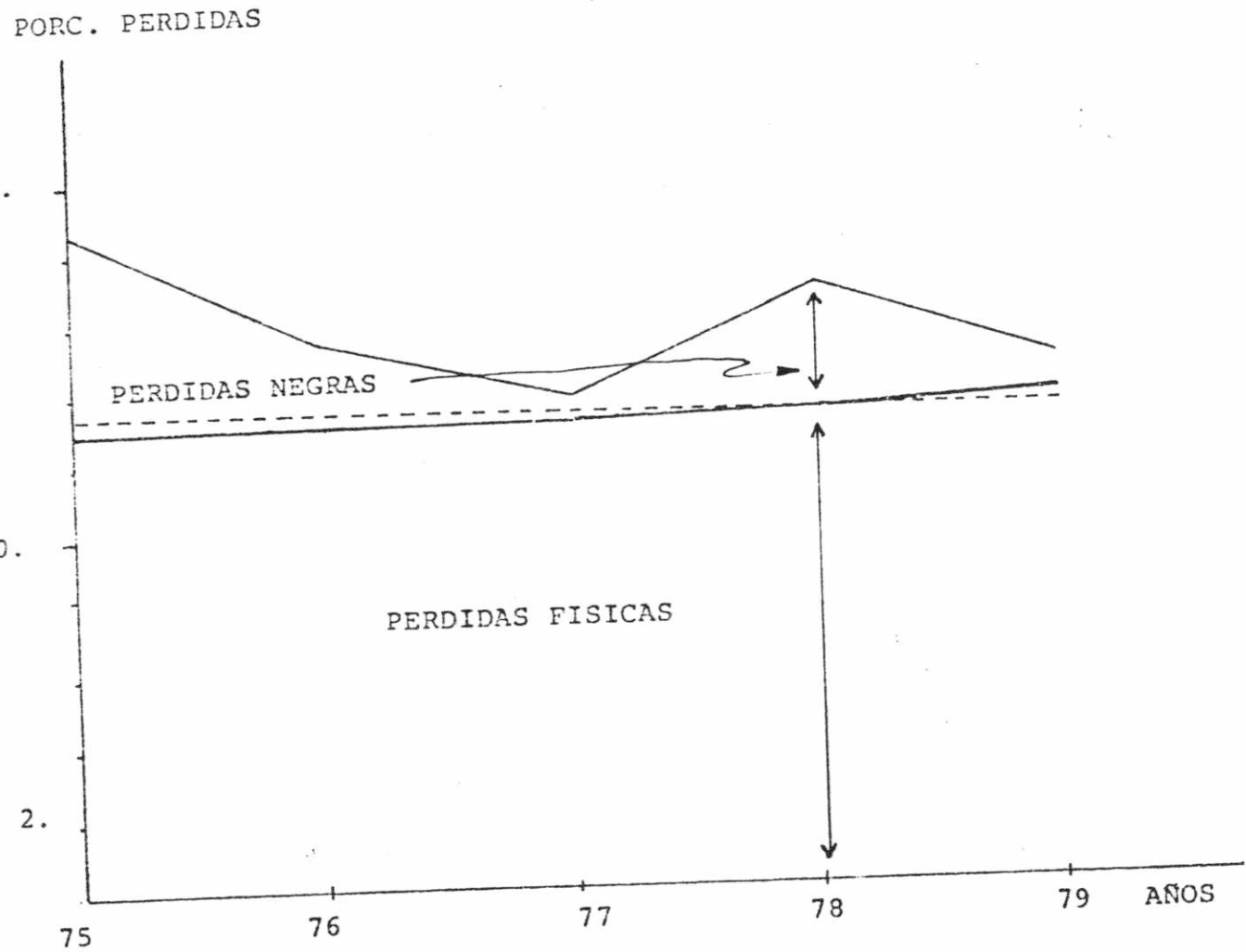
EMPRESA CHEC

MEDIDAS REMEDIALES	AHORRO ANUAL (MILLONES \$)	CLASE DE EVALUACION
REVISION CICLICA DE CONTADORES	0	C
CALIBRACION A CORRIENTE DE FUNCIONAMIENTO	0	C
MEJOR ESTIMACION TARIFA FIJA	0	C
CORRECCION DE CONSUMO ILEGAL *	7.4	C
DETECCION DE CONTADOR DAÑADO Y REFACTURACION	1.5	A

* CON 100% DE INCREMENTO DE USUARIOS ILEGALES Y 50% DE EFECTIVIDAD DE LOCALIZACION

FIGURA 5.4-8

PORCENTAJE ANUAL DE PERDIDAS GLOBALES
EMPRESA: CHEC



----- PERDIDAS FISICAS CONSTANTES (TENDENCIA PESIMISTA)
 _____ PERDIDAS FISICAS EN CRECIMIENTO 7% ANUAL (TENDENCIA OPTIMISTA)
 _____ PERDIDAS (GENERACION NETA + COMPRAS - VENTAS)

5.4.6 Centrales Eléctricas de Nariño S.A.

Las tablas 5.4-9a, 5.4-9b, 5.4-10a, 5.4-10b y 5.4-10c y las figuras 5.4-9 y 5.4-10 resumen los resultados del estudio para las Centrales Eléctricas de Nariño S.A., CEDENAR

(1) No hay datos.

PERDIDAS NEGRAS	1.975		1.976		1.977		1.978		1.979 (1)		
	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	
ENERGIA DISPONIBLE	1064918	100.0	184029	100.0	184973	100.0	228331	100.0			
VENTAS EN BLOQUE	2185	1.32	1519	0.83	2212	1.19	5281	2.31			
ENERGIA FACTURADA	111445	67.58	122992	66.83	125186	67.68	144907	63.47			
PERDIDAS FISICAS	LINEAS TRANSMISION	5772	3.50	6441	3.50	6474	3.50	7992	3.50		
	LINEAS SUBTRANSMISION	165	0.10	184	0.10	185	0.10	228	0.10		
	TRANSFORMADORES SUBTRANSMISION	99	0.06	110	0.06	111	0.06	137	0.06		
	ALIMENTADORES PRIMARIOS	1398	0.85	1560	0.85	1568	0.85	1936	0.85		
	TRANSFORMADORES DISTRIBUCION	3336	2.02	3723	2.02	3742	2.02	4619	2.02		
	ALIMENTADORES SECUNDARIOS	4501	2.73	5022	2.73	5048	2.73	6232	2.73		
	TOTAL PERDIDAS FISICAS	15271	9.26	17040	9.26	17128	9.26	21144	9.26		
	PERDIDAS NEGRAS	36017	21.84	42478	23.08	40447	21.87	56999	24.96		
		1.975	1.976		1.977		1.978		1.979 (1)		
		MWH	MWH		MWH		MWH		MWH		
		%	%		%		%		%		

EMPRESA CEDENAR

TABLA 5.4-9 a

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS FISICAS

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS NEGRAS

TABLA 5.4-9b

EMPRESA CEDENAR

PERDIDAS NEGRAS	1.975		1.976		1.977		1.978		1.979 (1)		
	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	
ENERGIA DISPONIBLE	164918	100.0	184029	100.0	184973	100.0	228331	100.0			
VENTAS EN BLOQUE	2185	1.32	1519	0.83	2212	1.19	5281	2.31			
ENERGIA FACTURADA	111445	67.58	122992	66.83	125186	67.68	144907	63.47			
PERDIDAS NEGRAS	TARIFA FIJA	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00		
	DESCALIBRACION CONTADOR	1401	3.66	6667	3.62	6785	3.67	5855	3.44		
	ADULTERACION CONTADOR	2148	1.30	1432	0.78	2413	1.30	2763	1.22		
	CONTADOR DAÑADO	12035	7.30	13282	7.22	13519	7.31	15648	6.85		
	FRAUDE INST. + CONTRABANDO	15793	9.58	20158	10.95	17730	9.59	30703	13.45		
	TOTAL PERDIDAS NEGRAS	17093	10.34	18424	10.01	18447	10.02	21144	9.26		
PERDIDAS FISICAS	15271	9.26	17040	9.26	17128	9.26	21144	9.26			

(1) NO HAY DATOS

PERDIDAS	NIVEL	MWH	%	CONFIBILIDAD ESTIMACION PERDIDAS	MEDIDAS REMEDIALES	AHORROS * (Millones de \$)	CLASE EVALUACION	OBSERVACIONES	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	TRANSFORMADORES SUBESTACION	ALIMENTADORES PRIMARIOS	TRANSFORMADORES DISTRIBUCION	ALIMENTADORES SECUNDARIOS	REESTRUCTURACION	
															Mejor Operación	Mejor Utiliz. de Capacidad
		7992	3.50	A	Mejor Operación	1.08	C	Corto-Mediano Plazo Sin Inv. de Capital	TRANSMISION							
		208	0.10	A		-	-	-	SUBTRANSMISION							
		137	0.06	A	Redistribución de Capacidad	4.59	D	Ahorro Futuro en Capacidad Instalada	TRANSFORMADORES SUBESTACION							
					Redistribución de Capacidad	-	C	Mediano-Largo Plazo Sin Inv. de Capital								
					Mejor Utiliz. de Capacidad	4.59	D	Ahorro Futuro en Capacidad Instalada								
					Mejor Utiliz. de Capacidad	4.59	D	Ahorro Futuro en Capacidad Instalada								
		1936	0.85	A	Reestructuración	1.44	A	Mediano Plazo Sin Inv. de Capital	ALIMENTADORES PRIMARIOS							
					Reestructuración	1.44	A	Mediano Plazo Sin Inv. de Capital								
					Condensadores	1.40	B	Corto Plazo Sin Inv. de Capital								
					Redistribución de Capacidad	1.17	C	Corto Plazo Sin Inv. de Capital	TRANSFORMADORES DISTRIBUCION							
					Redistribución de Capacidad	1.17	C	Corto Plazo Sin Inv. de Capital								
		4619	2.02	B	Mejor Utiliz. de Capacidad	3.74	D	Ahorro Futuro en Capacidad Instalada								
					Mejor Utiliz. de Capacidad	3.74	D	Ahorro Futuro en Capacidad Instalada								
		6232	2.73	D	Cambio Conductor	1.08	A	Corto-Mediano Plazo Sin Inv. de Capital	ALIMENTADORES SECUNDARIOS							
					Cambio Conductor	1.08	A	Corto-Mediano Plazo Sin Inv. de Capital								
					Reestructuración	0.81	A	Mediano-Largo Plazo Sin Inv. de Capital								
					Reestructuración	0.81	A	Mediano-Largo Plazo Sin Inv. de Capital								

* VALOR PRESENTE CON UNA TASA DE RETORNO DEL 11% Y UN HORIZONTE DE 10 AÑOS

RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

EMPRESA CEDENAR

TABLA 5.4-10a

RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

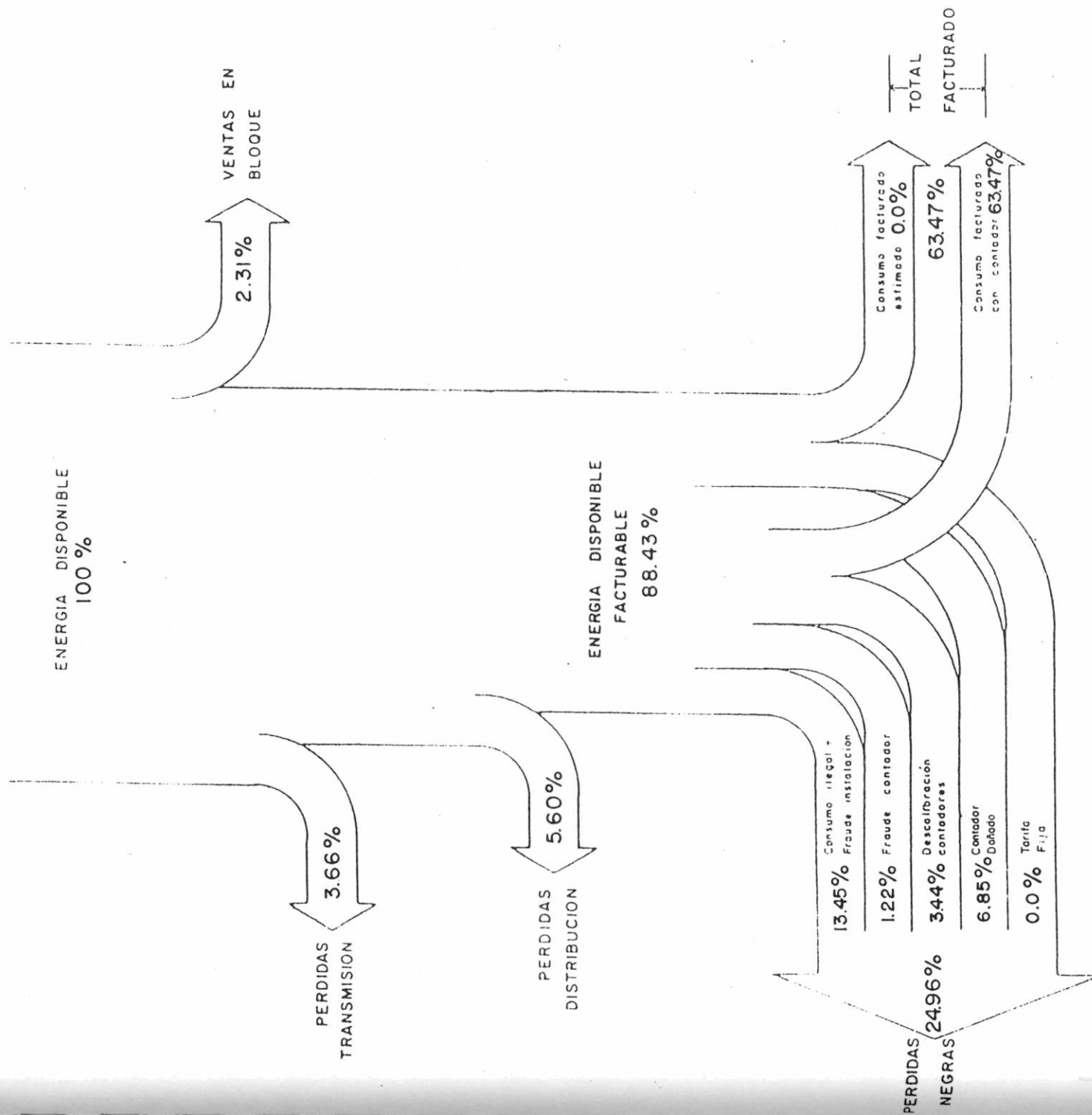
TABLA 5.4-10b

EMPRESA CEDENAR

CLASE	1978		CONFIBILIDAD EN LA ESTIMACION
	MWH	%	
CONTADOR ADULTERADO	2793	1.22	B
CONTADOR DESCALIBRADO	7855	3.44	A
CONTADOR DAÑADO	15648	6.85	C
TARIFA FIJA	0	0.00	A
CONEXIONES ILEGALES, OTROS	30703	13.45	C

DESCOMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE
AÑO 1.978

EMPRESA: CEDENAR



RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

TABLA 5.4-10c

EMPRESA CEDENAR

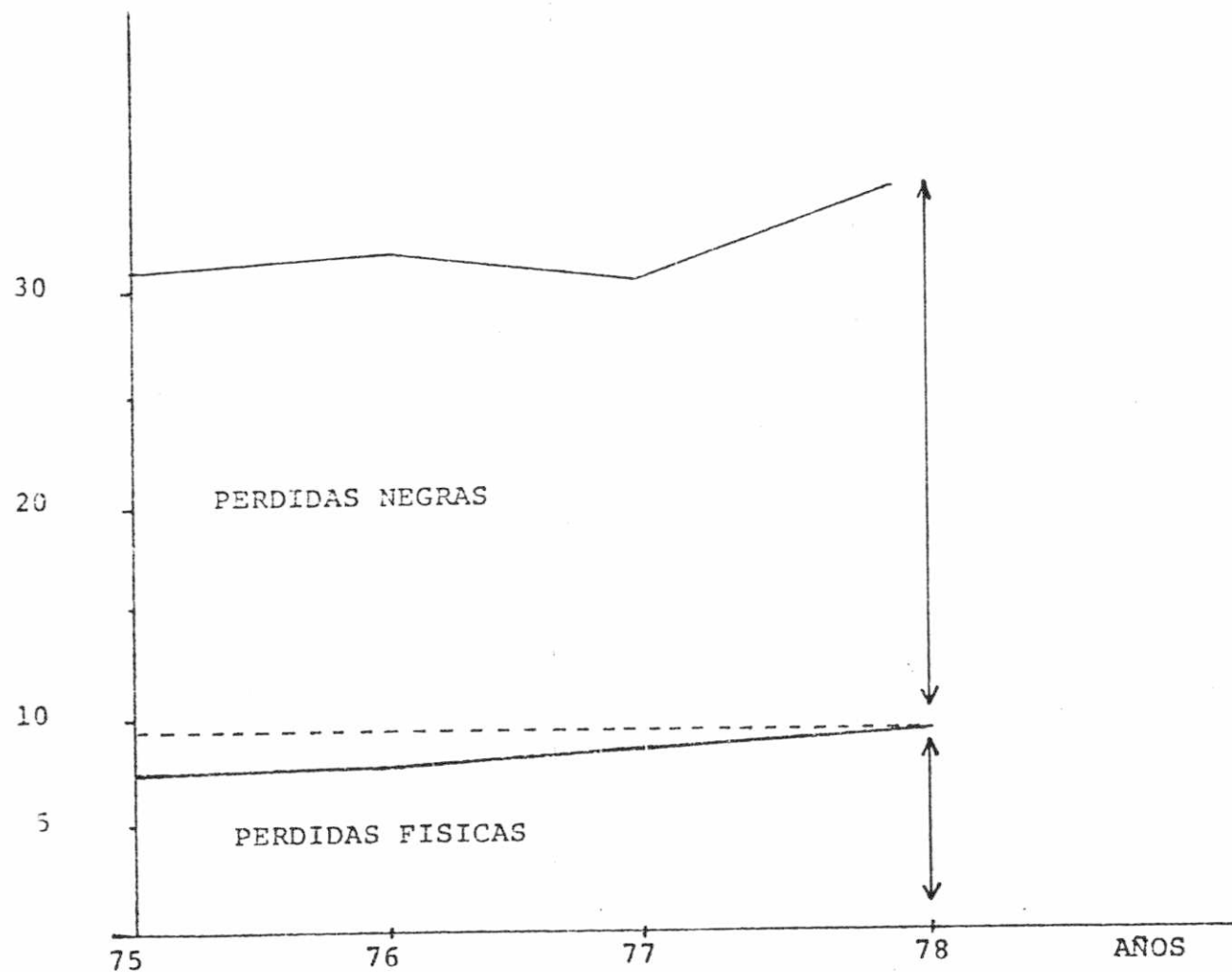
MEDIDAS REMEDIALES	AHORRO ANUAL (MILLONES \$)	CLASE DE EVALUACION
REVISION CICLICA DE CONTADORES	1.06	B
CALIBRACION A CORRIENTE DE FUNCIONAMIENTO	4.74	A
MEJOR ESTIMACION TARIFA FIJA	0.00	-
CORRECCION DE CONSUMO ILEGAL *	6.52	B-C
DETECCION DE CONTADOR DAÑADO Y REFACTURACION	11.16	A

* CON 100% DE INCREMENTO DE USUARIOS ILEGALES Y 50% DE EFECTIVIDAD DE LOCALIZACION

FIGURA 5.4-10

PORCENTAJE ANUAL DE PERDIDAS GLOBALES

EMPRESA: CEDENAR



- PERDIDAS FISICAS CONSTANTES (TENDENCIA PESIMISTA)
- PERDIDAS FISICAS EN CRECIMIENTO 10% (TENDENCIA OPTIMISTA)
- PERDIDAS (GENERACION NETA + COMPRAS - VENTAS)

5.4.7 Electrificadora de Bolívar S.A.

Las tablas 5.4-11a, 5.4-11b, 5.4-12a, 5.4-12b, y 5.4-12c y las figuras 5.4-11 y 5.4-12 resumen los resultados del estudio para Electrificadora de Bolívar S.A., ELECTRIBOL.

(1) NO HAY DATOS (2) INCLUYE PERDIDAS POR TRANSFORMACION

		1.975		1.976		1.977		1.978		1.979 (1)	
		MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%
ENERGIA DISPONIBLE		436950	100.0	525299	100.0	513651	100.0	560847	100.0		
VENTAS EN BLOQUE											
ENERGIA FACTURADA		363703	83.24	447526	85.20	418403	81.46	435133	77.59		
PERDIDAS FISICAS	LINEAS TRANSMISION										
	LINEAS SUBTRANSMISION	5069	1.16	6093	1.16	5958	1.16	6506	1.16		
	TRANSFORMADORES SUBTRANSMISION	1794	0.41	2157	0.41	2109	0.41	2303	0.41		
	ALIMENTADORES PRIMARIOS	3973	0.91	4777	0.91	4671	0.91	5100	0.91		
	TRANSFORMADORES DISTRIBUCION	7909	1.81	9508	1.81	9297	1.81	10151	1.81		
	ALIMENTADORES SECUNDARIOS	11554	2.64	13890	2.64	13582	2.64	14830	2.64		
	TOTAL PERDIDAS FISICAS	30299	6.93	36425	6.93	35617	6.93	38890	6.93		
PERDIDAS NEGRAS (2)	42948	9.83	41348	7.87	59631	11.61	86824	15.48			
		1.975		1.976		1.977		1.978		1.979 (1)	
		MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%

EMPRESA ELECTRIBOL

TABLA 5.4-11a

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS FISICAS

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS NEGRAS

TABLA 5.4-11b

EMPRESA ELECTRIBOL

		1.975		1.976		1.977		1.978		1.979 (1)	
		MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%
ENERGIA DISPONIBLE		436950	100.0	525299	100.0	513651	100.0	560847	100.0		
VENTAS EN BLOQUE											
ENERGIA FACTURADA		363703	83.24	447526	85.20	418403	81.46	435133	77.59		
PERDIDAS NEGRAS	TARIFA FIJA (3)										
	DESCALIBRACION CONTADOR	17755	4.06	21848	4.16	20426	3.98	21243	3.79		
	ADULTERACION CONTADOR	3705	0.85	4558	0.87	4262	0.83	4432	0.79		
	CONTADOR DANADO	7687	1.76	9459	1.80	8844	1.72	9197	1.64		
	FRAUDE INST(2) + CONTRABANDO	10831	3.16	5483	1.04	6099	1.19	5195	0.92		
	TOTAL PERDIDAS NEGRAS	42948	9.83	41348	7.87	59631	11.61	86824	15.48		
PERDIDAS FISICAS		66203	6.93	52625	6.93	47195	6.93	38883	6.93		

- (1) NO HAY DATOS
- (2) INCLUYE ADEMÁS PERDIDAS POR TARIFA FIJA Y POR TRANSFORMACION
- (3) NO HAY DATOS

** Información correspondiente a estudio realizado en 1972

* VALOR PRESENTE CON UNA TASA DE RETORNO DEL 11% Y UN HORIZONTE DE 10 AÑOS

PERDIDAS	NIVEL	CONFIBILIDAD EN LA ESTIMACION PERDIDAS		MEDIDAS REMEDIALES	AHORROS * (Millones de \$)	CLASE EVALUACION	OBSERVACIONES
		MWH	%				
		1.978					
TRANSMISION		-	-	Mejor Operación	1.71	C	Corto-Mediano Plazo Sin Inv. de Capital
SUBTRANSMISION		6506	1.16		-	-	-
TRANSFORMADORES		2303	0.41	Mejor Utiliz. de Capacidad	26.87	A	Desahorro Ahorro Futuro en Capacidad Instalada
				Redistribución Carga	3.47	C	Mediano-Largo Plazo Sin Inv. de Capital
ALIMENTADORES PRIMARIOS		5100	1.91	Cambio Conductor	17.87	A	Corto-Mediano Plazo Con Inv. de Capital
				Reestructura-ción	59.81	A	Mediano Plazo Con Inv. de Capital
TRANSFORMADORES DISTRIBUCION		10151	1.81	Mejor Utiliz. de Capacidad	46.94	D	Desahorro Ahorro Futuro en Capacidad Instalada
				Redistribución Carga	9.14	C	Corto Plazo Sin Inv. de Capital
ALIMENTADORES SECUNDARIOS		14830	2.64	Cambio Conductor	22.86	A	Corto-Mediano Plazo Con Inv. de Capital
				Reestructura-ción	16.56	A	Mediano Plazo Con Inv. de Capital

RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

EMPRESA ELECTRIBOL

TABLA 5.4-12a

RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

TABLA 5.4-12b

EMPRESA ELECTRIBOL

CLASE	1978		CONFIBILIDAD EN LA ESTIMACION
	MWH	%	
CONTADOR ADULTERADO	4432	0.79	B
CONTADOR DESCALIBRADO	21242	3.79	A
CONTADOR DAÑADO	9197	1.64	C
TARIFA FIJA (1)			
CONEXIONES (2) ILEGALES, OTROS	51952	9.26	C

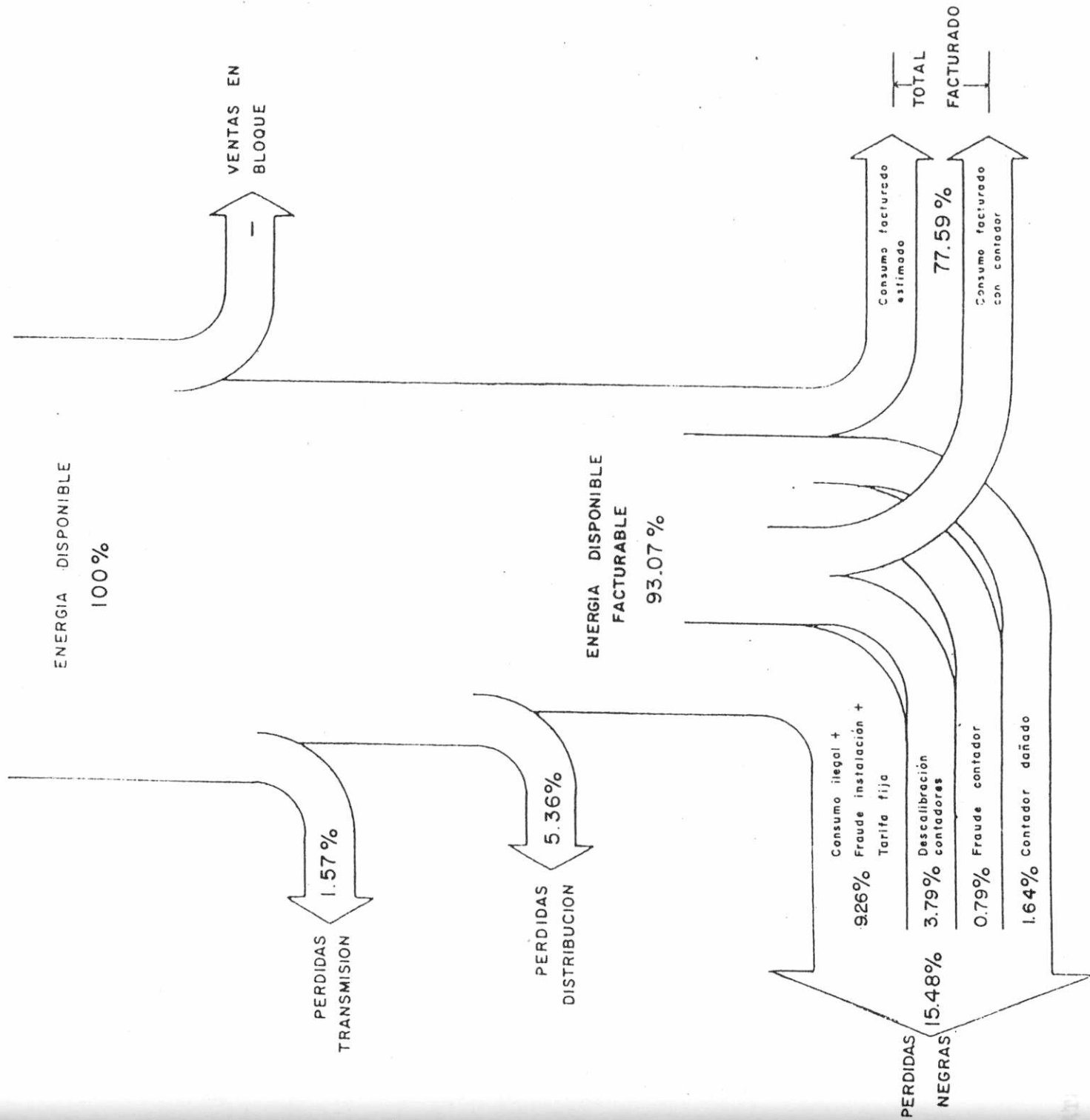
(1) No hay datos

(2) Incluye pérdidas por tarifa fija y por transformación.

DESCOMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE

AÑO 1.978

EMPRESA: ELECTRIBOL



RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

TABLA 5.4-12c

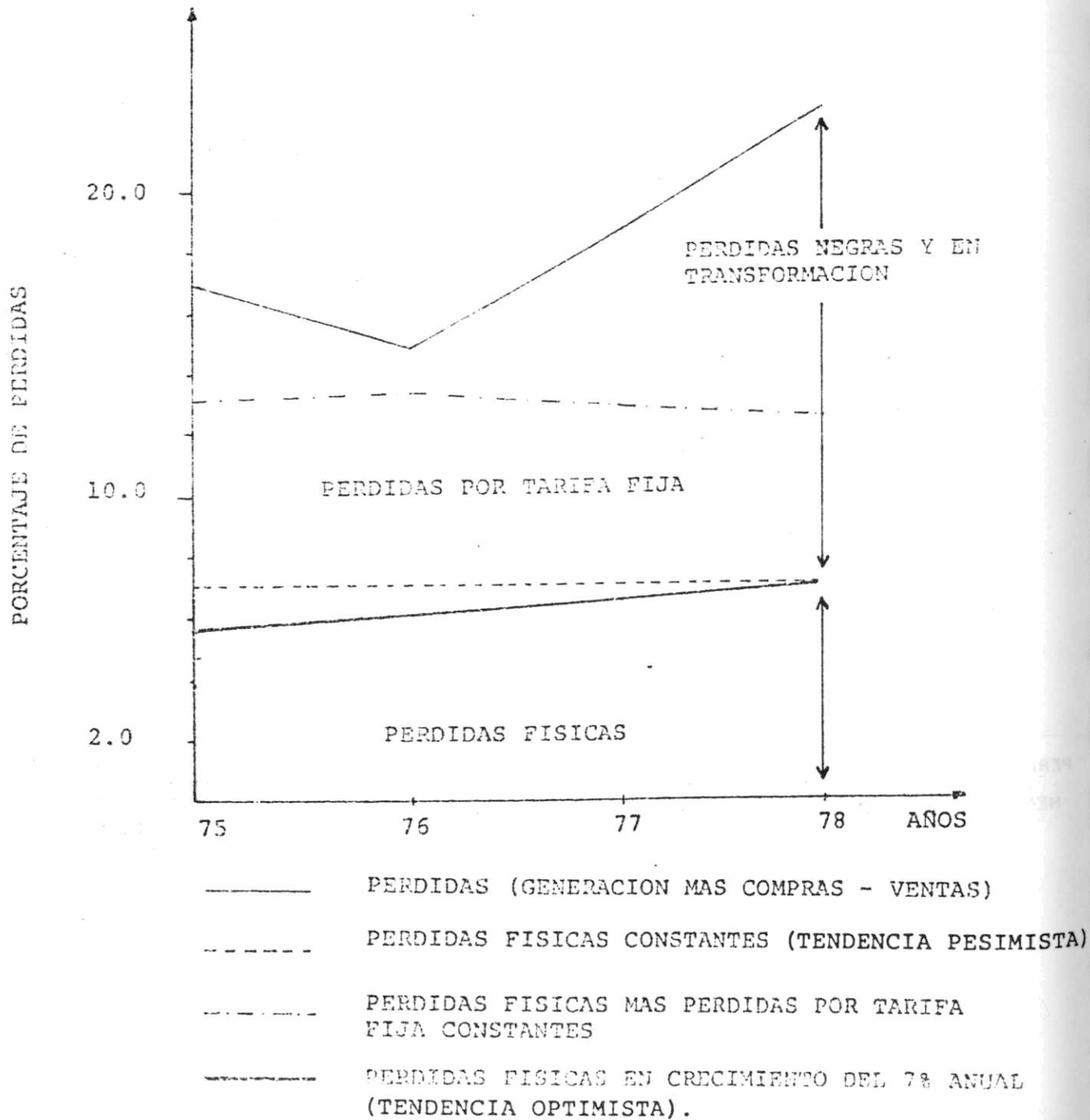
EMPRESA ELECTRIBOL

MEDIDAS REMEDIALES	AHORRO ANUAL (MILLONES \$)	CLASE DE EVALUACION
REVISION CICLICA DE CONTADORES	119.50	C-D
CALIBRACION A CORRIENTE DE FUNCIONAMIENTO	32.49	B
MEJOR ESTIMACION TARIFA FIJA		
CORRECCION DE CONSUMO ILEGAL *	9.23	D
DETECCION DE CONTADOR DAÑADO Y REFACTURACION	16.17	A

* CON 100% DE INCREMENTO DE USUARIOS ILEGALES Y 50% DE EFECTIVIDAD DE LOCALIZACION

FIGURA 5.4-12

PORCENTAJE ANUAL DE PERDIDAS GLOBALES
EMPRESA: ELECTRIBOL



5.4.8 Electrificadora del Atlántico S.A.

Las tablas 5.4-13a, 5.4-13b, 5.4-14a, 5.4-14b y 5.4-14c y las figuras 5.4-13 y 5.4-14 resumen los resultados del estudio para la Electrificadora del Atlántico S.A., ELECTRANTA.

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS NEGRAS

5-60

DESCRIPCION	1975		1976		1977		1978		UNIDAD
	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	
ENERGIA DISPONIBLE	879249	100.0	1009132	100.0	1062827	100.0	1219038	100.0	%
VENTAS EN BLOQUE	30459	3.46	29954	2.97	41086	3.87	44260	3.63	%
ENERGIA FACTURADA	733695	83.45	817941	81.05	855817	80.52	962171	78.93	%
PERDIDAS FISICAS	LINEAS TRANSMISION								
	LINEAS SUBTRANSMISION								
	TRANSFORMADORES	3605	0.41	4137	0.41	4358	0.41	4998	0.41
	SUBTRANSMISION								
	ALIMENTADORES PRIMARIOS	60419	6.87	69345	6.87	73034	6.87	83769	6.87
	TRANSFORMADORES	15762	1.79	18090	1.79	19052	1.79	21853	1.79
	DISTRIBUCION	21586	2.46	24774	2.46	26092	2.46	29927	2.46
	TOTAL PERDIDAS FISICAS	101372	11.53	116346	11.53	122536	11.53	140547	11.53
PERDIDAS NEGRAS (2)	13723	1.56	44891	4.45	43388	4.08	72060	5.91	
TOTAL		1975	1976	1977	1978	1979 (1)			

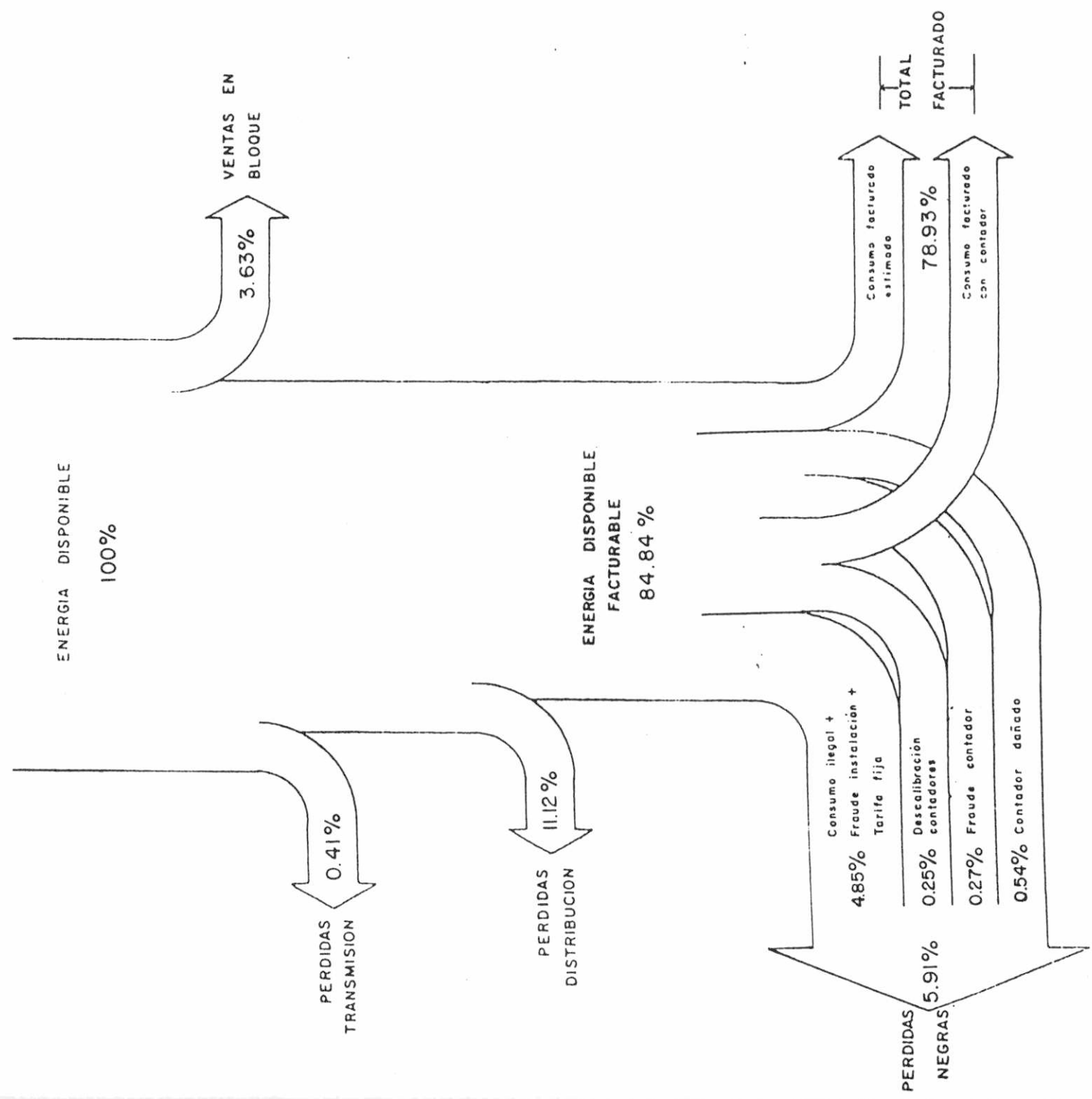
(1) NO HAY DATOS
(2) INCLUYE PERDIDAS EN LA RED A 34.5 KV

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS FISICAS

DESCOMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE

AÑO 1.978

EMPRESA: ELECTRANTA



RESUMEN DE LA EVALUACION DE PERDIDAS Y MEDIDAS REMEDIALES

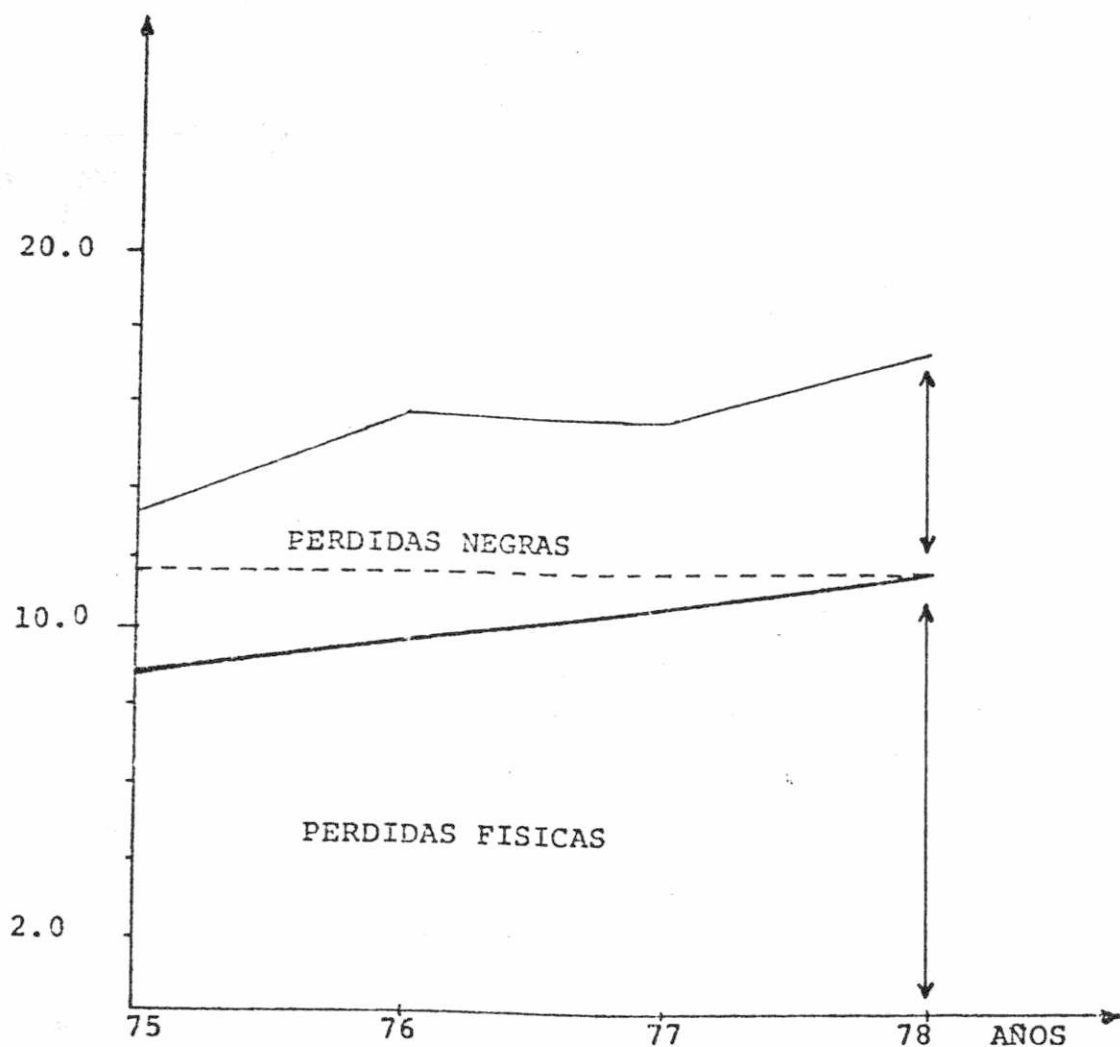
TABLA 5.4-14c

EMPRESA ELECTRANTA

FIGURA 5.4-14

PORCENTAJE ANUAL DE PERDIDAS GLOBALES

EMPRESA: ELECTRANTA



----- PERDIDAS FISICAS CONSTANTES (TENDENCIA PESIMISTA)

———— PERDIDAS FISICAS EN CRECIMIENTO DEL 10% ANUAL (TENDENCIA OPTIMISTA).

———— PERDIDAS (GENERACION + COMPRAS - VENTAS)

5.4.9 Centrales Eléctricas del Norte de Santander

Las tablas 5.4-15a y 5.4-16a y las figuras 5.4-15 y 5.4-16 resumen los resultados del estudio para las Centrales Eléctricas del Norte de Santander, CENS.

Cabe anotar que en el caso de CENS no se pudo efectuar el cálculo ni la extrapolación de las pérdidas negras por sus diferentes causas debido a que CENS no suministró la información solicitada en la Fase II del proyecto.

FIGURA 5.4-15

DESCOMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE
AÑO 1978

EMPRESA: CENS

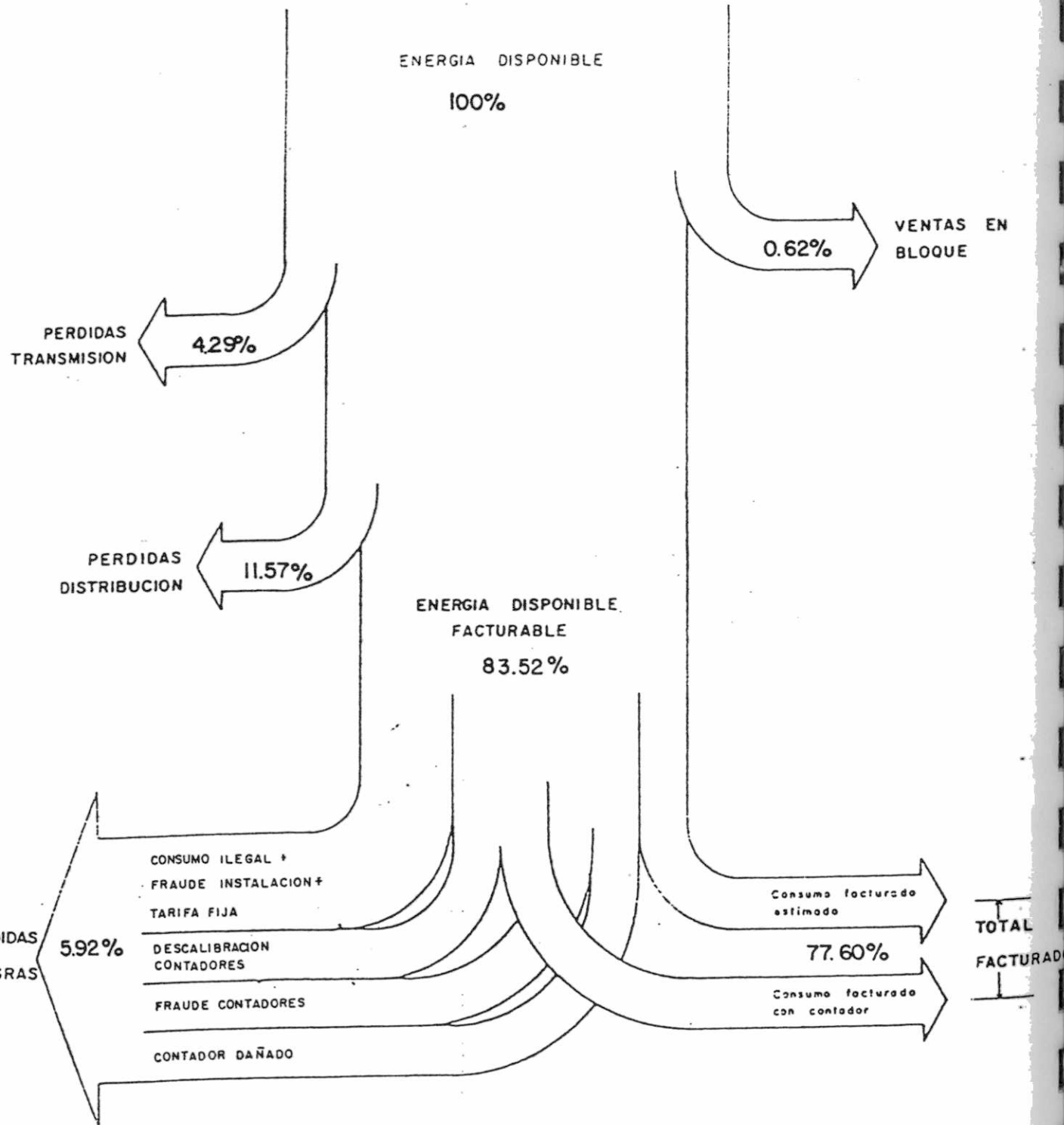
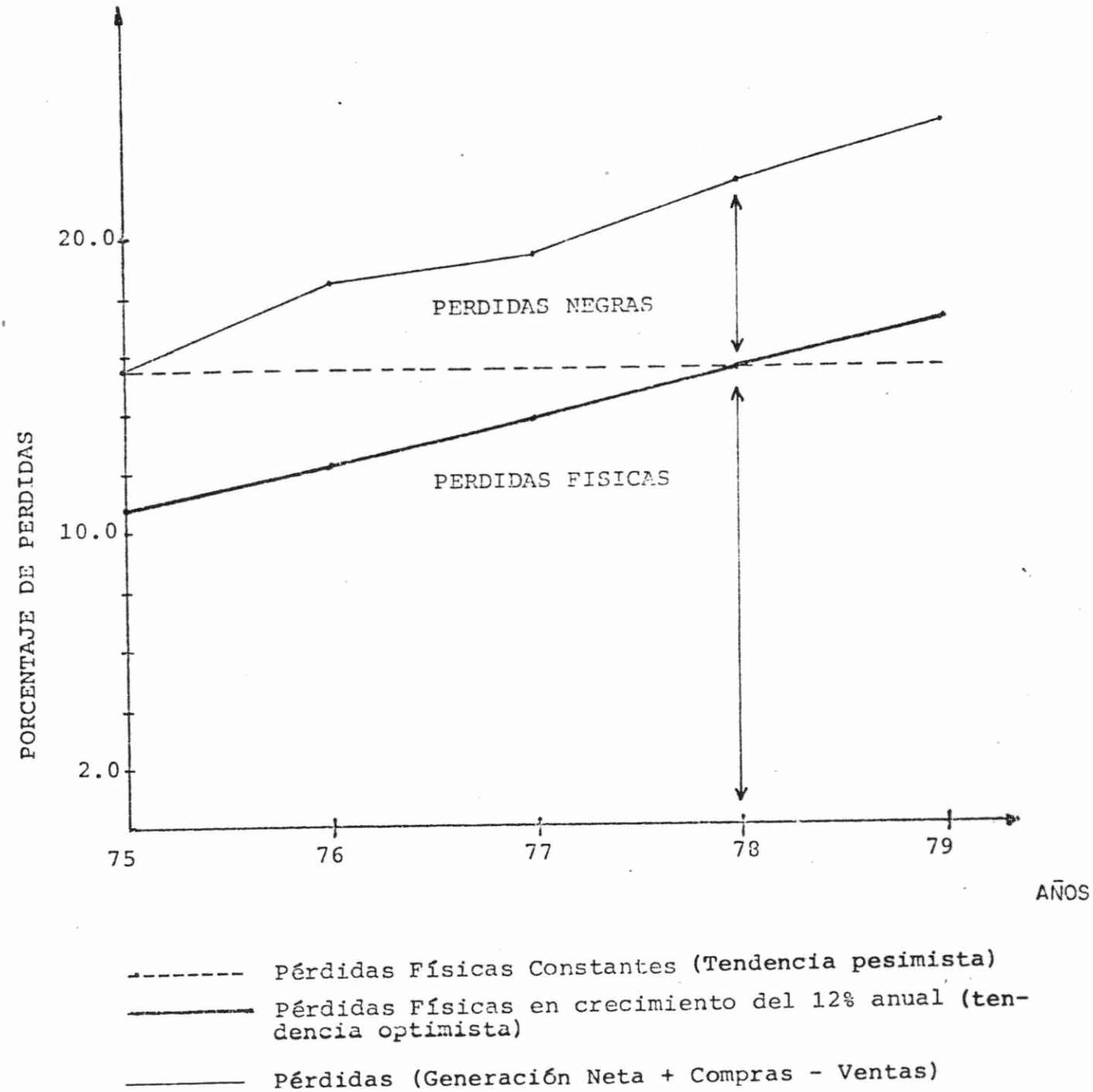


FIGURA 5.4-16

PORCENTAJE ANUAL DE PERDIDAS GLOBALES

EMPRESA: CENS



5.4.10 Electrificadora de Santander S.A.

Las tablas 5.4-17a, 5.4.18a, y 5.4-18b y las figuras 5.4-17 y 5.4-18 resumen los resultados del estudio para la Electrificadora de Santander S.A., ESSA.

Cabe anotar que en el caso de ESSA no se efectuó la extrapolación de las pérdidas negras por sus diferentes causas debido a que el porcentaje total de las pérdidas negras es muy reducido (1.37% con respecto a la energía disponible) implicando que el error en los cálculos de extrapolación sea mucho más representativo. Este margen de error en el cálculo de las pérdidas es debido a :

- Tamaño de la muestra
- Inconsistencias y errores de la información suministrada por la empresa.

DESCOMPOSICION DE LAS PERDIDAS FISICAS.

TABLA 5.4-17a

	1.975		1.976		1.977		1.978		1.979 (1)	
	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%
ENERGIA DISPONIBLE	333889	100.0	381384	100.0	447525	100.0	498833	100.0	246050	100.0
VENTAS EN BLOQUE	6112	1.83	21368	5.60	52478	11.73	77646	15.57	445	0.18
ENERGIA FACTURADA	293717	87.97	313360	82.17	241245	76.25	379144	76.01	223673	90.91
LINEAS TRANSMISION										
LINEAS SUBTRANSMISION										
TRANSFORMADORES SUBTRANSMISION										
ALIMENTADORES PRIMARIOS	7529	2.27	8657	2.27	10159	2.27	11324	2.27	5585	2.27
TRANSFORMADORES DISTRIBUCION	6396	1.92	7305	1.92	8572	1.92	9555	1.92	4713	1.92
ALIMENTADORES SECUNDARIOS	9597	2.88	10963	2.88	12864	2.88	14339	2.88	7073	2.88
TOTAL PERDIDAS FISICAS	23572	7.06	26925	7.06	31595	7.06	35218	7.06	17371	7.06
PERDIDAS NEGRAS	10488	3.14	19731	5.17	22207	4.96	6825	1.37	4561	1.85

EMPRESA ESSA

(1) PRIMER SEMESTRE

FIGURA 5.4-17
DESCOMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE
AÑO 1.978

EMPRESA: ESSA

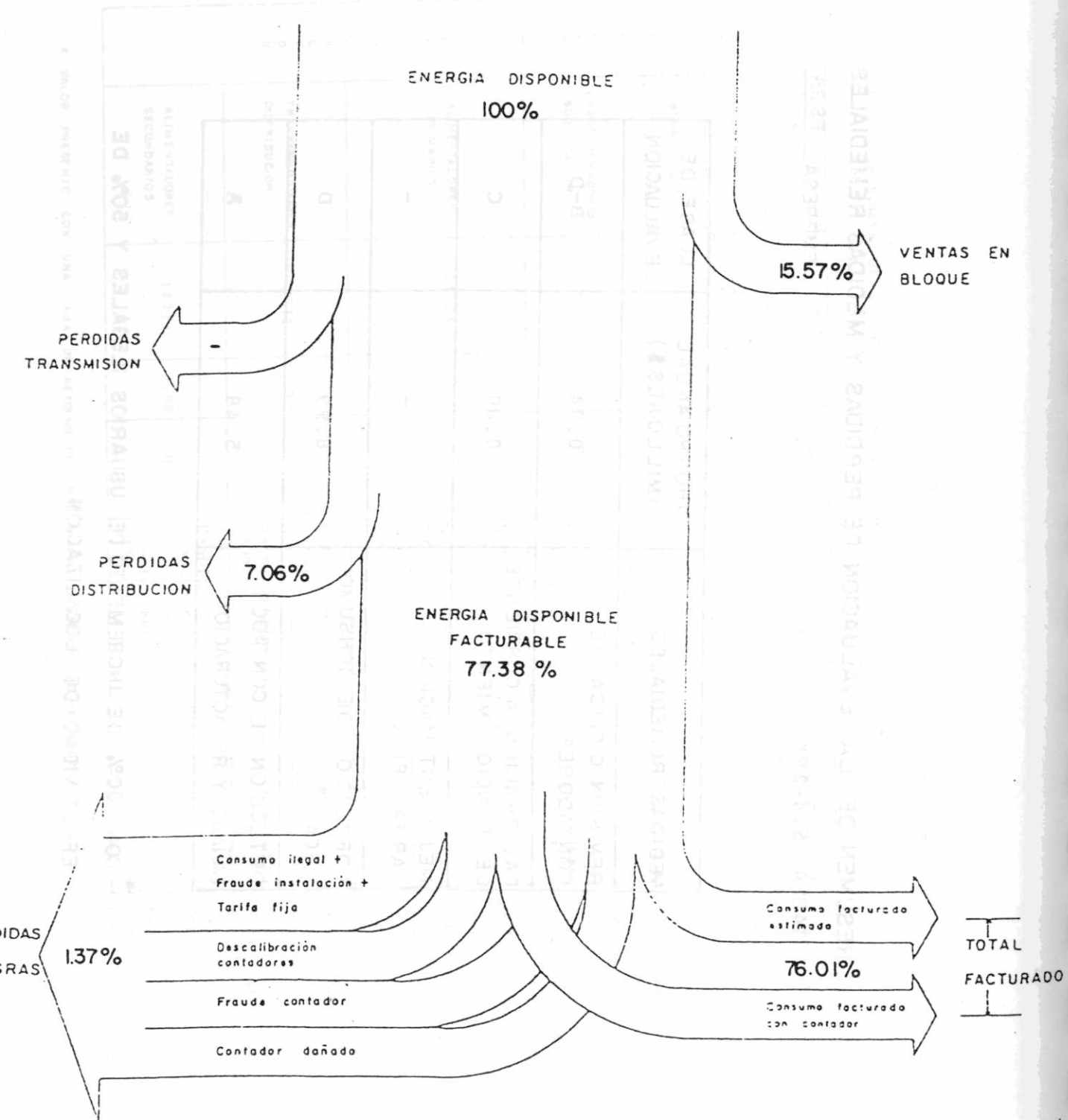
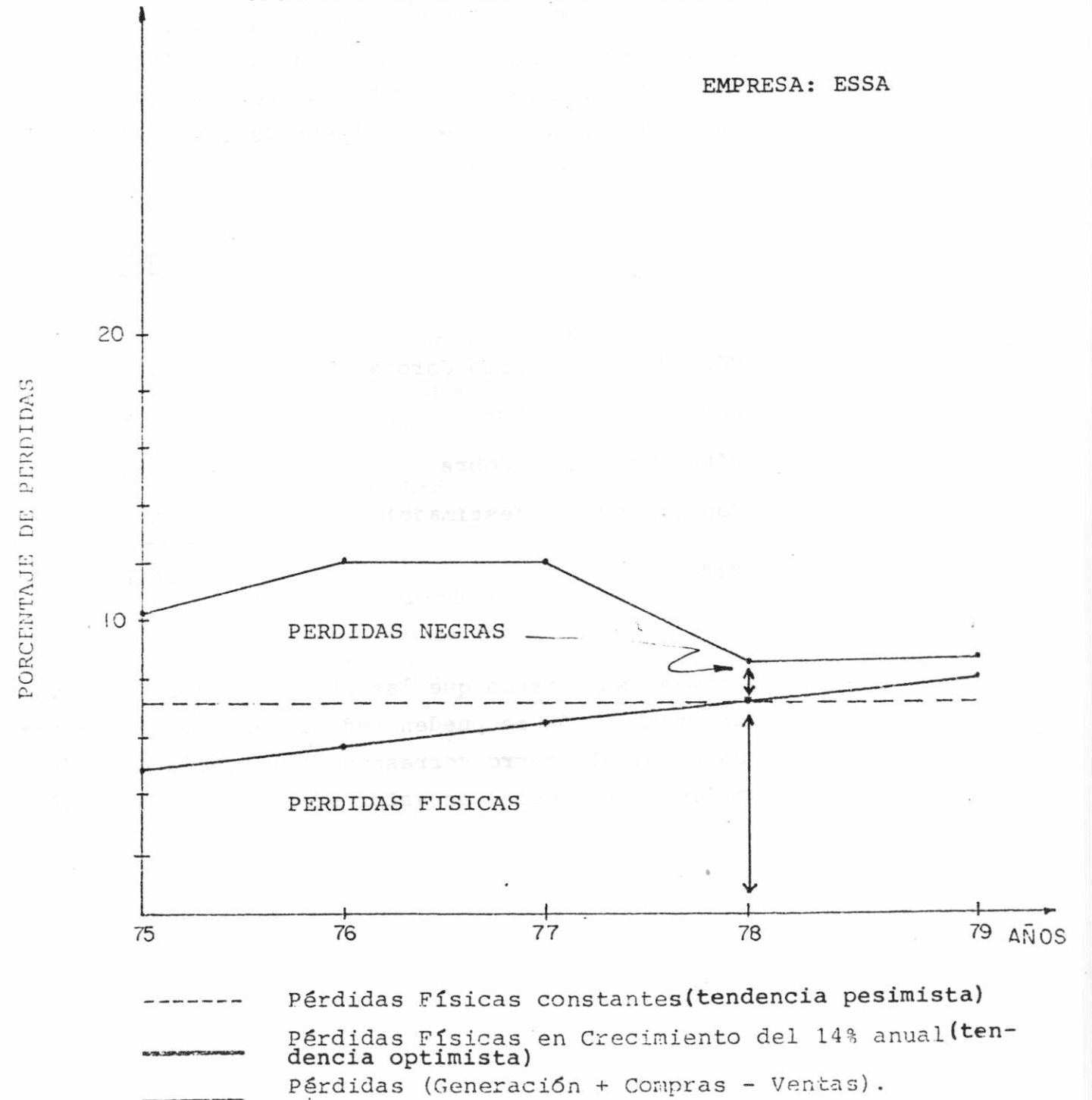


FIGURA 5.4-18

PORCENTAJE ANUAL DE PERDIDAS GLOBALES

EMPRESA: ESSA



5.4.11 Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica - CORELCA

A continuación se resumen los resultados del estudio de pérdidas para la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, CORELCA. Para el año 1978 se obtuvo el desglose siguiente de las pérdidas totales del sistema:

	<u>GWH</u>
Pérdidas por Efecto Corona	5.3
Pérdidas en Hierro	7.8
Pérdidas I^2R y Cobre	80.6
Consumo propio (estimado)	66.9
TOTAL :	<u>160.6</u>

Además, suponiendo que las pérdidas en el sistema de transmisión se pueden reducir en 0.1% de la carga pico, el ahorro correspondiente sería de 5.76 millones de pesos, en valor presente y a diez años.

5.4.12 Interconexión del Nordeste

A continuación se resumen los resultados del estudio de pérdidas para Interconexión del Nordeste. Para el año 1978 se obtuvo el desglose siguiente de las pérdidas del sistema:

	<u>MWH</u>
Pérdidas en Transmisión	10652
Pérdidas en Subtransmisión	1809
Pérdidas en transformadores de subestación	1909
PERDIDAS TOTALES :	<u>14370</u>

Además, suponiendo que las pérdidas en el sistema de transmisión se puedan reducir en 0.1% de la carga pico, el ahorro correspondiente sería de 1.84 millones de pesos, en valor presente y a diez años.

5.4.13 Electrificadora del Tolima - ELECTROLIMA

A continuación se resumen los resultados del estudio de pérdidas para la Electrificadora del Tolima. Para la semana muestra del 22 al 28 de Abril de 1979 se obtuvieron las siguientes pérdidas:

	<u>MWH</u>	<u>%</u>
Líneas de Transmisión	494	0.61
Transformadores de Subestación	562	0.69

donde los porcentajes se tomaron con respecto a la generación más compras del sistema.

Además, suponiendo que las pérdidas en transmisión se puedan reducir en 0.1% de la carga pico, el ahorro correspondiente sería de 1.44 millones de pesos, en valor presente y a diez años.

5.4.14 Corporación Autónoma Regional del Cauca - CVC, Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá Limitada - CHIDRAL

A continuación se resumen los resultados del estudio de pérdidas para CVC y CHIDRAL. Para el año 1978 se obtuvo el desglose siguiente de las pérdidas de este sistema:

<u>CVC</u>	<u>MWH</u>	<u>%</u>
Pérdidas por Efecto Corona	3959	0.22
Pérdidas de Hierro	7920	0.43
Pérdidas I^2R y Cobre	18676	1.01
PERDIDAS TOTALES:	30555	1.66

CHIDRAL

Pérdidas I^2R	27315	1.23
-----------------	-------	------

Además, suponiendo que las pérdidas en el sistema de transmisión se puedan reducir en 0.1% de la carga pico de CVC, el ahorro correspondiente sería de 3.10 millones de pesos, en valor presente y a diez años.

5.5

RESUMEN DE PERDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

Un resumen de las pérdidas de energía en el Sistema Eléctrico Colombiano para el año 1978 se muestra en la tabla 5.5-1. Se excluyen de la tabla las columnas correspondientes a los sistemas de transmisión a 220 KV y 100 KV de ISA, INTERCONEXION DEL NORDESTE y CORELCA. Se excluye además el sistema de CVC en donde se realizó el estudio con alto grado de detalle, pero debido a falta de información no se pudo efectuar la extrapolación de las pérdidas según sus diferentes causas. Sin embargo, estas Empresas se tuvieron en cuenta en el cálculo de la extrapolación de las pérdidas de la totalidad del sistema.

Un desglose completo y detallado de las pérdidas físicas y negras se realizó para EEEB, EPM, CHEC y CEDENAR.

Para ELECTRANTA y ELECTRIBOL se efectuó el desglose de las pérdidas en forma parcial. Las pérdidas por transformación y por tarifas fijas en el caso de ELECTRIBOL y las ocasionadas en la red a 34.5 KV y por tarifa fija en el caso de ELECTRANTA no se pudieron estimar debido a falta de información.

En ESSA y EMCALI se efectuó en forma detallada el desglose de las pérdidas físicas. Sin embargo, debido a inconsistencia en la información suministrada por esas Empresas, no se pudo efectuar la extrapolación de las pérdidas negras según sus diferentes causas.

TABLA 5.5-1
RESUMEN DE PERDIDAS
EN EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
AÑO 1978

	EEEB		EPM		EMCALI		CHEC		CEDENAR		ESSA		CENS		ELECTRANTA		ELECTRIBOL		TOTAL SISTEMA COLOMBIANO		
	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	MWH	%	
ENERGIA DISPONIBLE	4128732	100	3633003	100	1574497	100	1069884	100	228331	100	498833	100	334954	100	1219038	100	560847	100	15763256	100	
VENTAS EN BLOQUE							492852	46.1	5281	2.3	77646	15.6	2083	0.6	44260	3.7					
ENERGIA FACTURADA	3403938	82.4	3041920	83.7	1372368	87.2	396835	37.1	144907	63.5	379144	76.0	259920	77.6	962171	78.9	435133	77.6	12760946	81.0	
PERDIDAS FISICAS	LINEAS TRANSMISION	64821	1.6	7993	0.2		26533	2.5	7992	3.5			10652	3.2					311368	2.0	
	LINEAS SUBTRANSMISION	9083	0.2	57764	1.6	11651	0.7	30706	2.9	228	0.1			1809	0.5			6506	1.2	176950	1.1
	TRANSFORMACION SUBTRANSMISION	20644	0.5	21071	0.6	9132	0.6	4921	0.5	137	0.1			1909	0.6	4998	0.4	2303	0.4	146483	0.9
	ALIMENTADORES PRIMARIOS	59706	1.5	81562	2.3	54856	3.5	23984	2.2	1936	0.9	11324	2.3	24652	7.4	83769	6.9	5100	0.9	425788	2.7
	TRANSFORMADORES DISTRIBUCION	64143	1.5	65604	1.8	36258	2.3	22775	2.1	4619	2.0	9555	1.9	5846	1.6	21853	1.8	10151	1.8	295083	1.9
	ALIMENTADORES SECUNDARIOS	260428	6.3	106385	2.9	41944	2.6	33249	3.1	6232	2.7	14339	2.9	8652	2.6	29927	2.4	14830	2.6	633345	4.0
	TOTAL PERDIDAS FISICAS	478825	11.6	340379	9.4	153841	9.7	142168	13.3	21144	9.3	35218	7.1	53120	15.9	140547	11.5	38890	6.9	1989017	12.6
	TARIFA FIJA	64671	1.6	4259	0.2			-7650	-0.7	0	0.0									146117	0.9
	DESCALIBRACION CONTADOR	11088	0.3	69983	1.9			-867	-0.1	7855	3.4					3054	0.3	21243	3.8	161013	1.1
	ADULTERACION CONTADOR	88701	2.1	4111	0.1			908	0.1	2793	1.2					3285	0.3	4432	0.8	146927	0.9
CONTADOR DANADO	8870	0.2	29972	0.8			1901	0.2	15648	6.8					6630	0.5	9197	1.6	100012	0.6	
FRAUDE INSTALACION + CONTRABANDO	72639	1.8	142379	3.9			43737	4.0	30703	13.5					59091	4.8	51952	9.3	459224	2.9	
TOTAL PERDIDAS NEGRAS	245969	6.0	250704	6.9	48288	3.1	38029	3.5	56999	24.9	6825	1.3	19831	5.9	72060	5.9	86824	15.5	1013293	6.4	
PERDIDAS TOTALES	724794	17.6	591083	16.3	202129	12.8	180197	16.8	78143	34.2	42043	8.4	72951	21.8	212607	17.4	125714	22.4	3002310	19.0	

En el caso de CENS solamente se efectuó el desglose y extrapolación de las pérdidas físicas. Debido a que CENS no suministró información sobre el muestreo de contadores, no se pudo efectuar el cálculo y desglose de las pérdidas negras.

Para estimar las pérdidas en todo el Sistema Eléctrico Colombiano se asumieron los mismos porcentajes por nivel de voltaje y por sector que se encontraron para los sistemas estudiados en detalle.

6.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ESTUDIO

6.1 INTRODUCCION

En este capítulo se presentan las conclusiones de carácter general y las recomendaciones principales y de aplicabilidad global que se derivan del estudio. Las conclusiones y recomendaciones específicas sobre cada empresa se encuentran en las secciones correspondientes de los capítulos 7 y 8.

6.2 CONCLUSIONES

6.2.1 Información Disponible

- ° La información es por lo general más completa, precisa y detallada en los sistemas cuyas pérdidas tienen un menor impacto económico.
- ° A nivel de sistemas de transmisión la información es en general adecuada.
- ° A nivel de alimentadores primarios, en algunos sistemas o partes de ellos, la información permite estimar las pérdidas y evaluar la factibilidad económica de medidas remediales por alimentador. En el resto se puede llegar tan solo a una estimación y a un diagnóstico globales.
- ° A nivel de alimentadores secundarios la información solo permite estimar las pérdidas globalmente , y

con base en muestras pequeñas que no son necesariamente representativas de todos los sistemas.

- ° A nivel de pérdidas negras, la información permite estimar su valor total con una confiabilidad estadística no mayor que la correspondiente a las pérdidas físicas.
- ° A nivel de pérdidas por contadores de energía se efectuó un muestreo de usuarios y contadores que permitió establecer una base estadística suficiente para su estimación.
- ° A nivel de pérdidas por consumos con tarifa fija, la información disponible en algunas empresas permite su estimación.

6.2.2 Nivel e Importancia de las Pérdidas

- ° De acuerdo con su incidencia económica las pérdidas se ordenan así:
 - Pérdidas Negras
 - Pérdidas en los Sistemas de Distribución
 - Pérdidas en los Sistemas de Transmisión.
- ° Las pérdidas negras tienden a ser mayores en los sistemas que presentan consumos altos de suscriptores sin contador.
- ° Las pérdidas por descalibración de contadores se deben en un alto porcentaje a que ellos se calibran

al 100% de su corriente nominal, en tanto que la corriente promedio de los usuarios es más cercana al 10%, nivel de corriente a la cual los contadores muestreados mostraron descalibraciones significativamente más altas que al 100%.

6.2.3 Diseño y Operación de los Sistemas

- ° Desde el punto de vista de pérdidas la operación de los sistemas de transmisión es en general adecuada. Aun cuando se considera que un programa de manejo y control de reactivos es conveniente por otras razones adicionales, los ahorros logrables por disminución en las pérdidas son en general pequeños.
- ° El diseño actual de los sistemas de transmisión es adecuado desde el punto de vista de pérdidas. En algunos sistemas existen algunas líneas de transmisión que presentan niveles de pérdidas relativamente altos. En la mayoría de los casos, sin embargo, se espera que tales situaciones desaparezcan en el futuro al poner en práctica los planes actuales de expansión de las redes de transmisión.
- ° El diseño de los alimentadores de distribución muestra una tendencia a volverse obsoleto desde un punto de vista económico. Esto se debe en parte a que el valor monetario de las pérdidas, el cual depende primordialmente del costo de la capacidad instalada de generación, ha aumentado en los últimos años más rápidamente que el costo del conductor.

- ° A nivel de transformadores de distribución se observan en algunos sistemas factores bajos de utilización de la capacidad instalada. El desaprovechamiento de dicha capacidad no es económico ya que su valor monetario está lejos de ser compensado por los ahorros en pérdidas.
- ° Las pérdidas de energía se pueden reducir mediante un mejor manejo de la carga de los transformadores de distribución. Esto requiere sin embargo, de un banco adecuado de datos de transformadores y de consumos de energía de los suscriptores.
- ° Las pérdidas de potencia y de energía, como criterio de planeamiento y diseño de los sistemas eléctricos, tienden a hacerse cada vez más importantes, debido al rápido crecimiento de su valor económico.

6.2.4 Efectividad de las Medidas Remediales

De acuerdo a su efectividad las medidas remediales para reducir las pérdidas físicas se ordenan así:

- ° Reestructuración de alimentadores primarios con el fin de permitir una mayor sección de los conductores.
- ° Reestructuración de alimentadores secundarios con el fin de permitir una mayor sección de los conductores.
- ° Cambio de conductor en alimentadores secundarios.

- ° Utilización de condensadores en alimentadores primarios.
- ° Cambio de conductor en alimentadores primarios
- ° Manejo de la carga de los transformadores de distribución tendiente a lograr una distribución más uniforme de la misma.
- ° Mejor operación de los sistemas de transmisión mediante el manejo de los reactivos.
- ° Manejo de la carga de los transformadores de subestaciones.

De acuerdo a su efectividad las medidas remediales para reducir las pérdidas negras se ordenan así:

- ° Calibración de contadores a corriente de funcionamiento en lugar de corriente nominal.
- ° Detección y corrección del consumo ilegal
- ° Revisión cíclica y recalibración de contadores
- ° Mejor estimación de consumos con tarifa fija
- ° Detección y refacturación de consumos con contador dañado.

6.3 RECOMENDACIONES

6.3.1 BASES DE DATOS Y SISTEMAS DE INFORMACION

- ° Con el fin de remover las limitantes actuales de la información y permitir una mejor estimación y control de las pérdidas en el futuro se recomienda implantar en las empresas bases de datos y sistemas adecuados de manejo de la información relacionada con:

a) Los sistemas de distribución:

- Información de subestaciones, su diagrama de conexión, interruptores, seccionadores, localización, etc.
- Información de alimentadores de distribución primaria, su topología, datos por segmento, tipo de conductor, localización, etc.
- Información sobre interruptores y seccionadores, su localización y estado normal.
- Información sobre transformadores incluyendo tipo, localización, carga, etc.
- Información sobre circuitos secundarios.

b) Los sistemas y procesos de facturación y cobro de la energía:

- Información sobre lectura de contadores y estadísticas de anomalías detectadas.
- Información sobre verificación y crítica de la lectura de contadores, márgenes tolerables, y estadísticas correspondientes.
- Información sobre suscriptores y estadísticas sectorizadas por clase y tipo de consumo.
- Información sobre facturación, tarifas, consumos sin contador, estimación de ellos, y estadisticas correspondientes.

c) Los sistemas y procesos de vigilancia y control del fraude y contrabando de energía:

- Información sobre cuadrillas de vigilancia, procedimientos de inspección, estadísticas de anomalías encontradas.
- Información sobre detección de fraude en la lectura de contadores.
- Información sobre el procesamiento de los casos detectados de fraude y contrabando, frecuencia, cuantía, etc.
- Información sobre multas y sanciones impuestas por fraude y contrabando y sobre las bases legales para imponer otros tipos de castigos.

d) Los sistemas y procesos relacionados con los contadores de energía.

- Información sobre características, tipo, precisión, etc., de los contadores.
- Información sobre la historia de cada contador incluyendo los resultados de pruebas de calibración, revisión y recalibración.
- Información sobre suscriptores correspondientes a cada contador.

° Con el fin de permitir una implantación de las bases de datos que sea factible dentro de los recursos de las empresas, se recomienda que ella se haga en forma gradual. Al establecer las prioridades de levantamiento de información se debe tener en cuenta su importancia y su facilidad de recolección.

° En cuanto a la base de datos de los sistemas de distribución se recomienda estudiar la factibilidad de hacer primero únicamente el levantamiento de la información para establecer el cruce entre suscriptores y transformadores de distribución, y como una segunda etapa, llevar a cabo el levantamiento detallado de los circuitos secundarios. Este plan permite más rápidamente lograr:

- La utilización más eficiente de los transformadores de distribución.

- La estimación local (por transformador de distribución), aún cuando, sea aproximada, de las pérdidas negras.

La implantación de la base completa de datos requiere de:

- El levantamiento completo de los sistemas de distribución primaria y secundaria, de su ubicación geográfica dentro de un sistema de coordenadas y de la asociación de suscriptores con circuitos secundarios.

- La estructuración y diseño funcional de la base de datos.

- Codificación y verificación de los datos del levantamiento y montaje y depuración de la base de datos en el computador.

° En cuanto a la base de datos de contadores de energía, se recomienda efectuar una revisión cíclica y prueba de descalibración de contadores con el fin de contar con una base estadística que permita continuar estimando las pérdidas por este concepto y actualizar las políticas sobre revisión, recalibración y reposición de dichos contadores. Dicho muestreo debe incluir, entre otros:

- Carga contratada
- Consumo promedio del suscriptor
- Tipo y marca del contador

- Precisión
- Fecha de compra
- Fecha de la última revisión
- Corriente y tensión nominales
- Zona, de acuerdo con nivel de ingreso y/o nivel de fraude si se conoce.
- Resultado de la prueba de descalibración, efectuada antes de cualquier revisión del contador, para tres niveles de carga: 10%, 100% y 200% de la corriente nominal.

6.3.2 Medidas Remediales para las Pérdidas Físicas

Se recomienda estudiar la factibilidad económica y técnica de las siguientes medidas remediales, en orden de su importancia, y teniendo en cuenta la implantación en etapas de la base de datos:

- a) Manejo de la carga de los transformadores. Esto requiere de:
- Programas que lleven estadísticas actualizadas de carga y de distribución de carga de los transformadores de distribución.
 - Programas que establezcan planes de reubicación de los transformadores existentes y den pautas sobre reposición y adquisición de nuevos transformadores.
 - Facilidades y recursos humanos para planear y efectuar la reubicación de los transformadores.

- b) Reestructuración y cambio de conductor en alimentadores primarios y secundarios. Esto requiere de:
- Programas que encuentren la sección óptima de conductor por tramo de alimentador, teniendo en cuenta, además del de pérdidas, otros criterios y restricciones en el diseño de los alimentadores.
 - Estudio de posibles maneras de reestructurar los alimentadores, añadiendo circuitos en paralelo, buscando suplencias alternas, transfiriendo carga a otros alimentadores, etc.
 - Análisis detallado de la factibilidad económica de los rediseños encontrados.
 - Planeamiento de la implantación de los cambios requeridos.
- c) Utilización de Condensadores. Debe tenerse en cuenta que el uso de condensadores es atractivo económicamente, con excepción de algunos casos que deben analizarse en detalle, solo si no se lleva a cabo la reestructuración y cambio de conductor en los alimentadores. La implantación de esta medida requiere de:
- Medición del factor de potencia en los alimentadores.
 - Programas que encuentren la localización y el

tamaño óptimo de los bancos de condensadores teniendo en cuenta criterios y restricciones de diseño.

- Planeamiento de la instalación de los condensadores.

- d) Manejo y control de reactivos. En general esta medida es tal vez más importante para otros fines, tales como el control de voltaje, que con el objeto de reducir las pérdidas. Además, su implantación, para ser efectiva, requiere de información en tiempo real. Por lo tanto, se recomienda que sea considerada como parte integral de los programas de aplicación de los Centros de Control de las empresas.

6.3.3 Medidas Remediales para las Pérdidas Negras

Se recomienda estudiar la factibilidad económica y técnica en forma detallada y para cada Empresa de las siguientes medidas remediales, en orden de su importancia, y teniendo en cuenta los impactos específicos de tipo social y legal:

- a) Revisión de contadores de energía.
Se recomienda utilizar una política de revisión cíclica en la cual cada contador se revisa periódicamente. Esta política es más efectiva que tomar muestras aleatorias de contadores sin considerar la fecha en que fueron revisados por

última vez. El ciclo óptimo de revisión depende críticamente de los costos de revisión de la instalación y de los contadores, así como del modelo de descalibración con el tiempo. La validez de este último, a su vez, depende de la confiabilidad de los datos de descalibración de los contadores revisados. Con el fin de aumentar la validez de los ciclos de revisión estimados en el presente estudio para las distintas Empresas, se recomienda que se continúe haciendo la revisión y medición de descalibración periódica de contadores de energía.

- b) Calibración de los contadores al nivel de la corriente promedio del usuario.

Se recomienda estudiar la posibilidad de calibrar los contadores a niveles distintos del 100% de su corriente nominal, en particular a niveles más cercanos a la corriente promedio de los usuarios (10% por ejemplo).

- c) Proceso de facturación de consumos con contador.

Se recomienda adoptar las siguientes medidas, particularmente en aquellas empresas que tienen sistematizado su proceso de facturación:

- Comparación de consumos leídos consecutivos con el fin de detectar más eficazmente el caso de "contador parado".

- Adición de estadísticas, dentro de los archivos de facturación, de la varianza del consumo de cada usuario.
- Crítica de la lectura de cada usuario con hase en sus propias estadísticas (media y varianza) más bien que con base en rangos glo**ba**les para toda la población.
- Adición en los archivos de información sobre casos anómalos reportados por los lectores.
- Lista ordenada por prioridades de revisión basada en la crítica de lectura y en los reportes de casos anómalos.
- Rotación de los lectores con el fin de minimizar la posibilidad de fraude.
- Refacturación de consumos con contador dañado o parado, con base en el promedio del usuario, y al período de lectura dentro del cual ocurrió el evento.

d) Estimación y Facturación de consumos con Tarifa Fija.

Se recomienda estudiar la factibilidad de aplicar las siguientes medidas:

- Incorporación de los usuarios con tarifa fija al archivo general de facturación. Esto

permite estimar mejor el consumo de estos usuarios con base en estadísticas de consumos con contador que tengan características similares.

- Crítica del consumo de usuarios con tarifa fija.
- Revisión de usuarios con tarifa fija con base en la crítica de su consumo.
- Establecimiento de políticas para pasar a consumo con contador usuarios con tarifa fija que sobrepasen determinados márgenes de consumo.

e) Tratamiento de usuarios de bajo consumo.

Se recomienda estudiar la factibilidad de implantar las siguientes medidas:

- Agregación de usuarios de bajo consumo, facturación global correspondiente con base en un solo contador, y responsabilización del pago a la Empresa y del cobro a los usuarios particulares, a un ente jurídico representante de los usuarios agregados.
- Procesamiento, crítica y seguimiento de este tipo de consumo similares al resto de los consumos con contador.

f) Detección y corrección del consumo ilegal.

Se recomienda adoptar las siguientes prácticas de control del consumo ilegal:

- Revisión periódica de los circuitos con el fin de detectar y localizar el consumo ilegal. De acuerdo con los resultados del estudio, el esfuerzo requerido en esta revisión es del orden del diez al veinte por ciento del esfuerzo dedicado a lectura de contadores.
- Estudio detallado de los costos y de la efectividad de la legalización de este tipo de consumo, y de sus impactos sociales. El presente estudio arroja un margen bastante alto en el costo de legalización dentro del cual resulta económicamente atractivo efectuarla.

6.3.4

Diseño de los Sistemas

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. Se considera que muchos diseños, que hace algunos años se determinaban sólo por regulación, en la actualidad quedarían determinados por un criterio económico de pérdidas.

6.3.5

Seguimiento del Estudio

Se recomienda adoptar las siguientes medidas con el

fin de efectuar un seguimiento adecuado del presente estudio:

- Mantener el intercambio de información entre las Empresas sobre aspectos de pérdidas de energía; continuar el Comité ad-hoc que se formó para el presente estudio y coordinar sus actividades con las del estudio del Plan Maestro de Distribución.
- Crear Comités Regionales a nivel de entidades como CORELCA e ICEL con el fin de promover estudios similares al presente que tengan un cubrimiento más exhaustivo en las poblaciones menores y el sector rural.

333.7932 | ING | T.4 ej.1

Estudio de pérdidas de energía en el sector
eléctrico colombiano informe final Interconexión
Eléctrica

333.7932 I611e T.1 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
RECIBIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO