

**Estudio Integral de Tarifas Eléctricas
para México**

Tarea 1.1.2 – Informe N°5

**Análisis de las pérdidas técnicas y
no técnicas por etapa de suministro
resultante de las evaluaciones
realizadas por CFE**

Preparada para:

TAREA 1.1.2 – INFORME N°5 ANÁLISIS DE LA PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS POR ETAPA DE SUMINISTRO RESULTANTE DE LAS EVALUACIONES REALIZADAS POR CFE

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	4
1. INTRODUCCIÓN.....	7
2. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS POR ETAPA DE SUMINISTRO.....	7
2.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS	7
2.2. BALANCE DE ENERGÍA	8
2.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	12
2.3.1. Pérdidas en el Subsistema de AT	12
2.3.2. Pérdidas en MT	12
2.3.3. Pérdidas en BT	13
2.4. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	13
3. TRATAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.....	15
3.1. CRITERIOS GENERALES PARA EL TRATAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.....	15
3.1.1. Pérdidas en la red de distribución	15
3.1.2. Pérdidas administrativas	17
3.2. TIPIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN CFE.....	18
3.2.1. Asentamientos irregulares.....	19
3.2.2. Usos ilícitos	19
3.2.3. Administración.....	19
3.3. CÁLCULO DE CONTRIBUCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS POR CATEGORÍA	20
4. ANÁLISIS DEL PLAN ACCIÓN PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS	21
4.1. CONCEPTOS GENERALES	22
4.1.1. Reducción de pérdidas técnicas	23
4.1.2. Reducción de pérdidas no técnicas	23
5. PLAN DE ACCIÓN DE CFE.....	24
5.1. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS	24
5.2. EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS	27
6. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS	28

GLOSARIO

LFC: Luz y Fuerza del Centro

CRE: Comisión Reguladora de Energía

SENER: Secretaria de Energía

TdR: Términos de referencia

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

AT: Alta Tensión

MT: Media Tensión

BT: Baja Tensión

Transformador AT/MT: Transformador reductor de Alta Tensión a Media Tensión

Transformador MT/BT: Transformador reductor de Media Tensión a Baja Tensión

TAREA 1.1.2 – INFORME N°5

ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS POR ETAPA DE SUMINISTRO RESULTANTE DE LAS EVALUACIONES REALIZADAS POR CFE

RESUMEN EJECUTIVO

Para el desarrollo del proyecto Estudio de Tarifas será necesario llevar a cabo, primero, la actualización de costos marginales de largo plazo de acuerdo con las proyecciones de crecimiento del sistema eléctrico nacional. Posteriormente, se requerirá actualizar el estudio para la determinación de los niveles de eficiencia comparada actuales y los objetivos de eficiencia que debe alcanzar el sector eléctrico mexicano. De manera paralela a éste último se incluirá la actualización de las proyecciones financieras.

Con base en los costos marginales de largo plazo, los objetivos de eficiencia y las proyecciones financieras actualizadas, se deberán establecer los ingresos requeridos para el sector eléctrico mexicano, que serán asignados a los diferentes tipos de usuarios por nivel de tensión y región, con lo cual se identificará la tarifa objetivo, la cual garantizará un desarrollo sustentable y más eficiente de la industria eléctrica mexicana.

El presente informe corresponde a la Tareas 1.1.2 “Actualización de costos marginales – Análisis de las pérdidas técnicas y no técnicas por etapa de suministro resultante de las evaluaciones realizadas por CFE” para las etapas de Transmisión y Distribución.

En función de la información disponible se logró reproducir el balance de energía, asignando pérdidas por etapas de Subtransmisión en AT, Distribución MT y Distribución BT. En la siguiente tabla se resumen los valores de energía y porcentaje de pérdidas para el año 2007.

Etapa del proceso	Energía [GWh]	Pérdidas [%]
Ingresos a Subtransmisión	202,788.71	
Consumos en Subtransmisión	68,600.07	
Pérdidas en Transmisión	1,441.80	0.71%
Totales	1,441.80	0.71%
<i>Líneas AT</i>	-	0.00%
<i>No técnicas</i>	-	0.00%
Ingresos a Distribución MT desde Transmisión	132,746.84	
Otros ingresos a Distribución MT	13,004.20	
Ingresos a Distribución MT	145,751.04	
Consumos en Distribución MT	70,738.11	
Pérdidas en Distribución MT	3,564.15	2.45%
Totales	660.65	0.45%
<i>Transformadores AT/MT</i>	2,834.07	1.94%
<i>Líneas MT</i>	69.43	0.05%
<i>Medidores y Acometidas</i>	-	0.00%
<i>No técnicas</i>	-	0.00%
Ingresos a Distribución BT	71,448.78	
Consumos en Distribución BT	53,868.39	
Pérdidas en Distribución BT	17,580.39	24.61%
Totales	2,464.25	3.45%
<i>Transformadores MT/BT</i>	3,851.29	5.39%
<i>Líneas BT</i>	678.31	0.95%
<i>Medidores y Acometidas</i>	10,586.54	14.82%
<i>No técnicas</i>	-	-

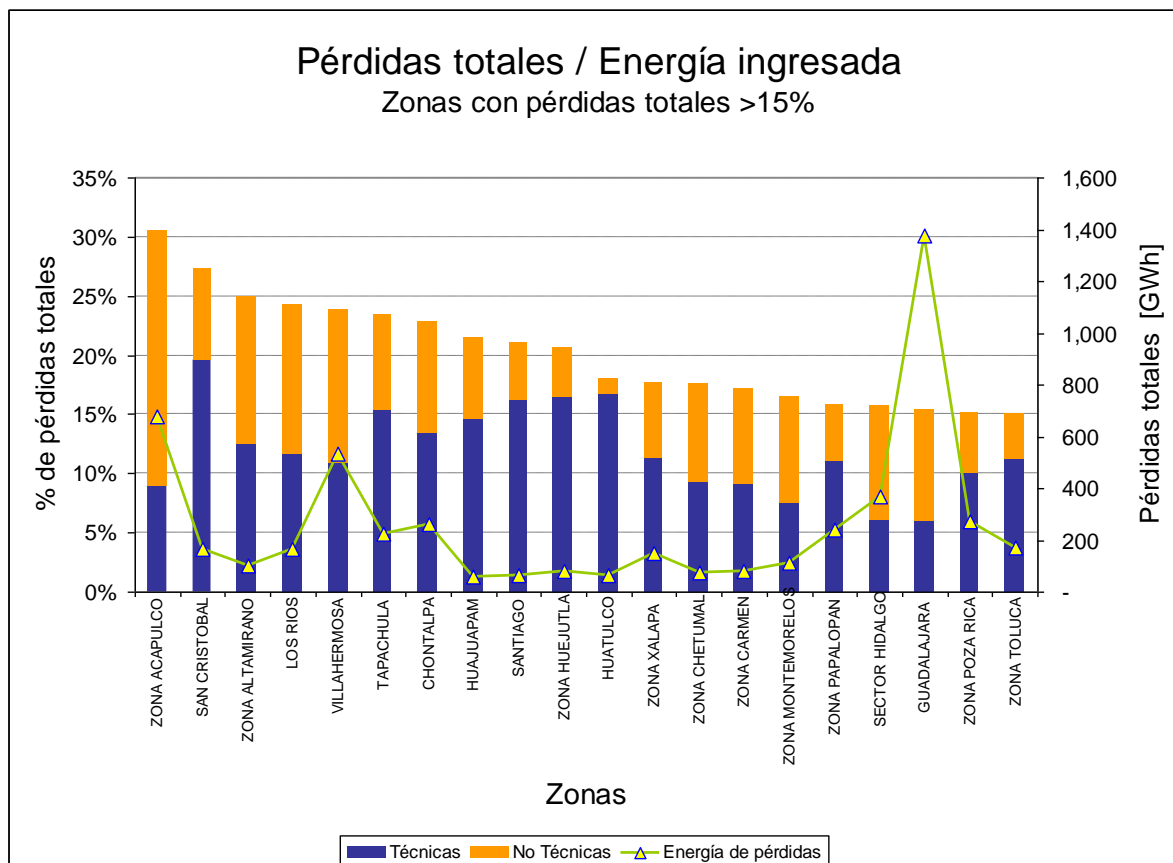
Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

Las pérdidas técnicas y no técnicas totales en función de la energía ingresada al sistema resultan:

Etapa del proceso	Energía [GWh]	Pérdidas [%]
Total de energía ingresada	215,792.91	
Pérdidas totales respecto a la energía ingresada	22,586.33	10.47%
<i>Técnicas</i>	11,999.79	5.56%
<i>No Técnicas</i>	10,586.54	4.91%

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

Las zonas con mayores porcentajes de pérdidas respecto de la energía total ingresada se muestra en la siguiente figura:



De los valores obtenidos se evidencia que los niveles de pérdidas totales (10.47%) de CFE se encuentran en niveles adecuados respecto de la referencia internacional a los fines del estudio tarifario (entre 7% y 10% para pérdidas técnicas y 2% y 4% para pérdidas no técnicas respecto de la energía ingresada al sistema) si se comparan con la energía ingresada al sistema de distribución considerando los subsistemas de AT, MT y BT, siendo las pérdidas técnicas del 5.56% y las pérdidas no técnicas del 4.91%.

Sin embargo, dado que el mercado de CFE posee una fuerte participación en el consumo en AT (33%) es necesario realizar el ejercicio de calcular los porcentajes de pérdidas no técnicas respecto de la energía ingresada en MT, dado que la mayor cantidad de esta energía se pierde en MT y BT, y si es comparada con el ingreso total se pueden distorsionar los resultados y por lo tanto las conclusiones.

Realizando este ejercicio, las pérdidas técnicas resultan del 7.24% y las no técnicas resultan del 7.26%. Visto de esta manera las pérdidas técnicas se mantienen dentro del rango

aceptable, pero se evidencia que las pérdidas no técnicas resultan algo elevadas respecto de la referencia internacional mencionada anteriormente.

CONFIDENTIAL

1. INTRODUCCIÓN

En México, el esquema actual de tarifas se fundamenta en un estudio realizado durante 1995 basado en costos marginales. Estos son, en esencia, los costos de electricidad en función del nivel de demanda requerido por los usuarios. En el corto plazo, los costos marginales expresan el costo de la unidad de energía eléctrica adicional por producir y por suministrar, mientras que, en el largo plazo, representan el costo adicional de capacidad de generación, transmisión y distribución. El cálculo de los costos marginales de energía y de capacidad se realiza a partir de proyecciones de la demanda y de los programas de inversión en equipamientos y operación que resultan del proceso de planeación de la expansión del sistema eléctrico.

Para el desarrollo del proyecto Estudio de Tarifas será necesario llevar a cabo, primero, la actualización de costos marginales de largo plazo de acuerdo con las proyecciones de crecimiento del sistema eléctrico nacional. Posteriormente, se requerirá actualizar el estudio para la determinación de los niveles de eficiencia comparada actuales y los objetivos de eficiencia que debe alcanzar el sector eléctrico mexicano. De manera paralela a éste último se incluirá la actualización de las proyecciones financieras.

Con base en los costos marginales de largo plazo, los objetivos de eficiencia y las proyecciones financieras actualizadas, se deberán establecer los ingresos requeridos para el sector eléctrico mexicano, que serán asignados a los diferentes tipos de usuarios por nivel de tensión y región, con lo cual se identificará la tarifa objetivo, la cual garantizará un desarrollo sustentable y más eficiente de la industria eléctrica mexicana.

El presente informe corresponde a las Tareas 1.1.2 “Actualización de costos marginales – Análisis de las pérdidas técnicas y no técnicas por etapa de suministro resultante de las evaluaciones realizadas por CFE” para las etapas de Transmisión y Distribución.

Dentro del informe se desarrollaron los siguientes puntos:

- Análisis de los resultados por etapa de suministro
- Tratamiento de las pérdidas no técnicas
- Análisis del plan de acción para la reducción de pérdidas
- Conclusiones

En los siguientes puntos se detallan los puntos mencionados.

2. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS POR ETAPA DE SUMINISTRO

De acuerdo a la información presentada por CFE en lo que respecta a la metodología para la elaboración del balance de energía y el cálculo de las pérdidas técnicas y no técnicas, se ha logrado determinar el nivel de pérdidas por etapa de suministro.

En los siguientes puntos se muestran los resultados por etapa de suministro para CFE y un análisis de los valores obtenidos de la aplicación de la metodología.

2.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS

En CFE, las pérdidas de energía en el sistema de distribución y los subsistemas de AT, MT y BT que lo componen se determinan aplicando los procedimientos PESED y MED7001.

El procedimiento PESED es una guía metodológica de aplicación en todas las divisiones de CFE, mediante la cual se desarrolla el procedimiento a seguir para la determinación de las

pérdidas técnicas por etapa del sistema de distribución y las pérdidas no técnicas asociadas a distintos conceptos que determinan la causa que las generan.

Por otro lado el procedimiento MED7001 presenta los lineamientos generales para la elaboración del balance de energía de manera de integrar los ingresos y egresos del sistema, la energía consumida por los usuarios finales y las pérdidas por etapa de suministro.

Considerando como antecedente la información presentada en el Informe N°4 del presente estudio de tarifas, donde se describe y analiza la metodología utilizada para la elaboración del balance de energía y el cálculo de las pérdidas técnicas y no técnicas, se presentan a continuación los aspectos más destacados del análisis realizado con el objetivo de evaluar la razonabilidad de dichos resultados.

2.2. BALANCE DE ENERGÍA

En función de la información disponible se logró reproducir el balance de energía para 122 zonas que componen las 12 divisiones definidas por CFE, asignando pérdidas técnicas y no técnicas para los subsistemas de AT, MT y BT. En la siguiente tabla se resumen los valores de energía y porcentaje de pérdidas para CFE y a nivel de división correspondientes al año 2007.

Etapa del proceso	Energía [GWh]	Pérdidas [%]
Ingresos a Subtransmisión	202,788.71	
Consumos en Subtransmisión	68,600.07	
Pérdidas en Transmisión		
Totales	1,441.80	0.71%
Líneas AT	1,441.80	0.71%
No técnicas	-	0.00%
Ingresos a Distribución MT desde Transmisión	132,746.84	
Otros ingresos a Distribución MT	13,004.20	
Ingresos a Distribución MT	145,751.04	
Consumos en Distribución MT	70,738.11	
Pérdidas en Distribución MT		
Totales	3,564.15	2.45%
Transformadores AT/MT	660.65	
Líneas MT	2,834.07	1.94%
Medidores y Acometidas	69.43	
No técnicas	-	0.00%
Ingresos a Distribución BT	71,448.78	
Consumos en Distribución BT	53,868.39	
Pérdidas en Distribución BT		
Totales	17,580.39	24.61%
Transformadores MT/BT	2,464.25	3.45%
Líneas BT	3,851.29	5.39%
Medidores y Acometidas	678.31	0.95%
No técnicas	10,586.54	14.82%

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

División		Subsistema de AT			Subsistema de MT			Subsistema de BT			
		Energía recibida	Pérdidas técnicas AT	Energía entregada en AT	Energía recibida en MT	Pérdidas técnicas MT	Energía entregada en MT	Energía recibida en BT	Pérdidas técnicas BT	Pérdidas no Técnicas	Energía entregada en BT
DIVISION BAJA CALIFORNIA	MWh	6,673,257	27,191	1,803,943	6,320,143	269,517	5,055,892	2,798,677	216,113	527,745	5,092,998
DIVISION BAJIO	MWh	22,989,666	127,101	7,575,828	566,480	525,332	9,010,238	(1,393,261)	971,811	730,086	4,615,751
DIVISION CENTRO OCCIDENTE	MWh	11,446,530	52,979	6,414,010	167,581	118,465	2,127,492	4,335,634	233,383	139,999	2,527,783
DIVISION CENTRO SUR	MWh	21,265,683	206,089	8,148,983	653,071	365,255	6,130,603	2,306,196	640,346	1,291,636	5,135,841
DIVISION GOLFO CENTRO	MWh	10,552,149	47,802	4,650,280	307,163	103,298	2,903,931	1,950,213	394,913	138,913	2,620,175
DIVISION GOLFO NORTE	MWh	34,179,552	81,006	11,285,041	252,173	455,673	13,134,675	(2,053,134)	850,402	1,688,256	6,936,672
GUADALAJARA	MWh	26,332,708	115,838	8,829,301	1,346,900	209,022	8,902,156	1,065,024	1,231,117	1,930,071	6,462,104
DIVISION NOROESTE	MWh	16,710,687	90,574	3,643,652	34,049	225,952	5,401,215	(1,949,467)	278,641	1,139,593	5,965,108
ZONA CHIHUAHUA	MWh	19,402,613	279,247	4,684,495	378,174	337,414	9,097,090	(4,371,836)	654,972	1,009,210	3,718,358
DIVISION ORIENTE	MWh	13,192,880	139,754	7,448,780	2,690,226	371,315	2,617,692	7,150,000	685,350	665,979	3,954,237
DIVISION PENINSULAR	MWh	9,689,380	94,354	2,088,888	129,486	198,917	3,782,097	(1,762,639)	242,007	529,104	2,883,499
DIVISION SURESTE	MWh	10,353,608	179,865	2,026,870	158,751	383,986	2,575,035	(773,399)	594,791	795,949	3,955,863
TOTAL CFE	MWh	202,788,713	1,441,802	68,600,071	13,004,197	3,564,146	70,738,115	7,302,007	6,993,847	10,586,540	53,868,388

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

División		Energía total recibida	Pérdidas técnicas		Pérdidas no técnicas	
DIVISION BAJA CALIFORNIA	MWh	12,993,399	512,822	3.95%	527,745	4.06%
DIVISION BAJIO	MWh	23,556,146	1,624,244	6.90%	730,086	3.10%
DIVISION CENTRO OCCIDENTE	MWh	11,614,111	404,827	3.49%	139,999	1.21%
DIVISION CENTRO SUR	MWh	21,918,754	1,211,690	5.53%	1,291,636	5.89%
DIVISION GOLFO CENTRO	MWh	10,859,312	546,013	5.03%	138,913	1.28%
DIVISION GOLFO NORTE	MWh	34,431,725	1,387,081	4.03%	1,688,256	4.90%
GUADALAJARA	MWh	27,679,609	1,555,977	5.62%	1,930,071	6.97%
DIVISION NOROESTE	MWh	16,744,735	595,168	3.55%	1,139,593	6.81%
ZONA CHIHUAHUA	MWh	19,780,787	1,271,634	6.43%	1,009,210	5.10%
DIVISION ORIENTE	MWh	15,883,107	1,196,419	7.53%	665,979	4.19%
DIVISION PENINSULAR	MWh	9,818,866	535,279	5.45%	529,104	5.39%
DIVISION SURESTE	MWh	10,512,359	1,158,642	11.02%	795,949	7.57%
TOTAL CFE	MWh	215,792,909	11,999,795	5.56%	10,586,540	4.91%

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

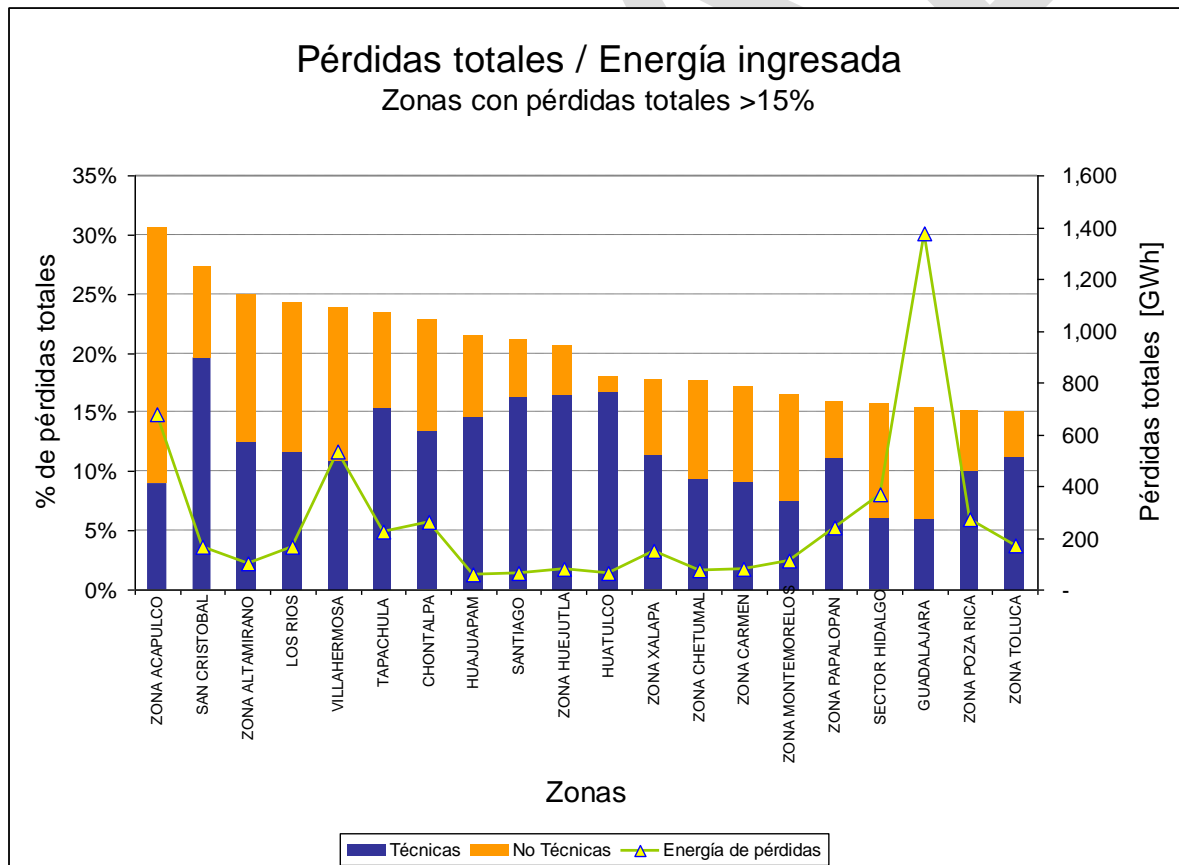
Cabe aclarar que para los fines tarifarios las instalaciones y las pérdidas asociadas a los transformadores AT/MBT se asignaron al nivel de MT. Asimismo, los transformadores MT/BT y sus pérdidas se asignaron al nivel de BT.

Como se evidencia en los valores mostrados en la siguiente tabla, las pérdidas promedio de CFE para el sistema de distribución (considerando las etapas de subtransmisión AT, MT y BT) para el año 2007 resultaron de 10.47%, las cuales se desagregan en pérdidas técnicas totales de 5.56% y en pérdidas no técnicas de 4.91% respecto de la totalidad de la energía ingresada al sistema de distribución.

Etapa del proceso	Energía [GWh]	Pérdidas [%]
Total de energía ingresada	215,792.91	
Pérdidas totales respecto a la energía ingresada	22,586.33	10.47%
<i>Técnicas</i>	11,999.79	5.56%
<i>No Técnicas</i>	10,586.54	4.91%

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

Las zonas con mayores porcentajes de pérdidas respecto de la energía total ingresada se muestra en la siguiente figura:



Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

Analizando los niveles de pérdidas de los subsistemas de AT, MT y BT por separado, como porcentaje de la entrada de cada uno de ellos, los mismos resultan de 0.71% para AT (Líneas de subtransmisión en AT), 2.45% para MT (subestaciones AT/MT, Líneas MT, acometidas y medidores MT) y desglosando las pérdidas en BT (transformadores MT/BT, líneas de BT, acometidas y medidores BT) se obtiene un valor de 9.79% para las técnicas y 14.82% para las no técnicas.

Pérdidas técnicas

Etapa de la red	Pérdidas [%]
Líneas de AT	0.71%
Subestaciones AT/MT	0.45%
Líneas MT	1.94%
Medidores y Acometidas MT	0.05%
Transformadores MT/BT	3.45%
Líneas BT	5.39%
Medidores y Acometidas BT	0.95%

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

Pérdidas no técnicas

Etapa de la red	Pérdidas [%]
Transmisión	0.00%
Distribución MT	0.00%
Distribución BT	14.82%

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

En general, los niveles de pérdidas técnicas analizados a nivel de CFE resultan adecuados, evidenciándose un nivel de pérdidas técnicas razonables para las instalaciones de subtransmisión en AT y distribución en MT y BT.

Dado que los usuarios abastecidos por CFE, tienen una fuerte presencia en AT (33%), esto puede distorsionar las conclusiones al momento de la comparación respecto de otras prestadoras de servicio de energía eléctrica. Por esta razón se han calculado los porcentajes referidos al ingreso a MT obteniéndose los siguientes valores.

Mercado CFE

Mercado	Pérdidas [%]
Consumos en AT	35.51%
Consumos en MT	36.61%
Consumos en BT	27.88%

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

Pérdidas referidas al ingreso a distribución MT

Etapa del proceso	Energía [GWh]	Pérdidas [%]
Total de energía ingresada	145,751.04	
Pérdidas totales respecto a la energía ingresada	21,144.53	14.51%
Técnicas	10,557.99	7.24%
No Técnicas	10,586.54	7.26%

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

Desde este punto, las pérdidas técnicas resultan adecuadas, sin embargo las pérdidas no técnicas resultan algo elevadas respecto de la referencia internacional, que para el nivel de pérdidas sistémicas no técnicas de las empresas que prestan servicio de distribución de la energía eléctrica puede variar entre el 2% y el 4% respecto de la energía ingresada.

2.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas son aquellas que están asociadas al tránsito físico de la energía en los sistemas de transmisión y distribución de la energía eléctrica. Su existencia por tanto está directamente vinculada con las características de estas instalaciones en las cuales se producen (tipo de instalación, topología, condiciones técnicas, etc.) y con la energía que es demandada por los clientes.

Las pérdidas técnicas totales de CFE resultan de 5.56% respecto de la energía total ingresada al sistema de distribución, las cuales fueron calculadas según los procedimientos mencionados anteriormente y responden a estudios técnicos de la red asociados a estados de carga determinados mediante los registros de mediciones con los que cuenta el sistema de distribución.

Los resultados a nivel total de CFE, para cada etapa de la red se muestran en los siguientes puntos. Los porcentajes de pérdidas presentados están referidos a la demanda de entrada de cada etapa.

2.3.1. PÉRDIDAS EN EL SUBSISTEMA DE AT

Las pérdidas del subsistema de AT comprenden las líneas de transmisión en AT y los equipos de medición. Según lo descrito en el procedimiento PESED las pérdidas en las líneas de transmisión de AT se determinan por diferencia entre las pérdidas calculadas en base a mediciones del subsistema de AT (frontera, permisionarios y usuarios) y las pérdidas técnicas en los bancos de transformadores AT/MT, las cuales serán incluidas en el subsistema de MT a los fines tarifarios.

Los resultados obtenidos para el año 2007 de pérdidas técnicas para cada división de CFE resultan:

División		Subsistema de AT	
		Líneas de AT	Medidores
DIVISION BAJA CALIFORNIA	MWh	27,167.6	23.8
DIVISION BAJIO	MWh	127,041.5	59.3
DIVISION CENTRO OCCIDENTE	MWh	52,979.3	-
DIVISION CENTRO SUR	MWh	206,068.1	21.1
DIVISION GOLFO CENTRO	MWh	47,623.0	179.0
DIVISION GOLFO NORTE	MWh	80,783.9	222.0
GUADALAJARA	MWh	115,793.4	44.8
DIVISION NOROESTE	MWh	90,574.4	-
ZONA CHIHUAHUA	MWh	279,242.0	5.4
DIVISION ORIENTE	MWh	139,413.0	341.0
DIVISION PENINSULAR	MWh	94,354.0	-
DIVISION SURESTE	MWh	179,838.7	26.2
TOTAL CFE	MWh	1,440,879.0	922.7
<i>Pérdidas / Ingreso al subsistema</i>	%	<i>0.71%</i>	<i>0.00%</i>

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

El porcentaje de pérdidas está referido a la energía ingresada al Subsistema de AT.

2.3.2. PÉRDIDAS EN MT

De acuerdo a la información presentada por CFE que refleja los resultados de la aplicación del procedimiento PESED, las pérdidas técnicas para el nivel de MT que incluyen las subestaciones AT/MT, las líneas de MT y las acometidas y medidores se resumen en la siguiente tabla:

Subsistema de MT					
División		Subestaciones AT/MT	Líneas de MT	Acometidas	Medidores
DIVISION BAJA CALIFORNIA	MWh	25,391.1	240,644.5	1,441.8	2,039.8
DIVISION BAJIO	MWh	117,285.7	405,862.7	-	2,183.6
DIVISION CENTRO OCCIDENTE	MWh	22,942.3	95,522.2	-	-
DIVISION CENTRO SUR	MWh	60,515.7	303,610.2	-	1,129.1
DIVISION GOLFO CENTRO	MWh	-	101,685.0	-	1,613.0
DIVISION GOLFO NORTE	MWh	106,486.0	343,163.6	-	6,023.5
GUADALAJARA	MWh	58,205.9	144,082.6	-	6,733.5
DIVISION NOROESTE	MWh	56,787.4	167,683.1	-	1,481.7
ZONA CHIHUAHUA	MWh	79,445.0	255,703.7	-	2,265.6
DIVISION ORIENTE	MWh	46,837.0	284,986.6	35,986.0	3,505.0
DIVISION PENINSULAR	MWh	43,670.8	150,975.1	3,239.6	1,031.6
DIVISION SURESTE	MWh	43,080.8	340,153.3	-	751.8
TOTAL CFE	MWh	660,647.6	2,834,072.7	40,667.4	28,758.1
<i>Pérdidas / Ingreso al subsistema</i>	<i>%</i>	<i>0.45%</i>	<i>1.94%</i>	<i>0.03%</i>	<i>0.02%</i>

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

2.3.3. PÉRDIDAS EN BT

Dentro de la información proporcionada por la empresa se presentan las hipótesis utilizadas para la determinación de las pérdidas técnicas en distribución BT las cuales se muestran a continuación.

Subsistema de BT						
División		Transformadores MT/BT	Líneas de BT	Acometidas	Medidores en BT	No Técnicas
DIVISION BAJA CALIFORNIA	MWh	97,458.2	28,438.5	75,183.0	15,033.6	527,745.2
DIVISION BAJIO	MWh	339,521.8	556,875.4	36,284.7	39,128.9	730,086.1
DIVISION CENTRO OCCIDENTE	MWh	118,751.9	73,906.8	8,468.6	32,256.0	139,998.6
DIVISION CENTRO SUR	MWh	225,068.9	364,376.0	16,200.5	34,700.4	1,291,636.3
DIVISION GOLFO CENTRO	MWh	229,420.0	147,260.0	1,770.0	16,463.0	138,913.4
DIVISION GOLFO NORTE	MWh	283,727.1	505,696.6	31,219.2	29,759.0	1,688,256.0
GUADALAJARA	MWh	326,568.8	851,312.5	9,034.2	44,201.5	1,930,070.8
DIVISION NOROESTE	MWh	104,008.8	89,999.4	64,531.9	20,101.3	1,139,592.7
ZONA CHIHUAHUA	MWh	336,559.5	271,655.5	26,602.0	20,155.0	1,009,209.5
DIVISION ORIENTE	MWh	153,889.0	491,093.0	17,830.0	22,538.0	665,979.0
DIVISION PENINSULAR	MWh	78,611.9	114,638.1	29,156.8	19,600.7	529,103.9
DIVISION SURESTE	MWh	170,665.1	356,035.3	38,394.9	29,695.9	795,948.8
TOTAL CFE	MWh	2,464,251.0	3,851,287.1	354,675.6	323,633.3	10,586,540.4
<i>Pérdidas / Ingreso al subsistema</i>	<i>%</i>	<i>3.45%</i>	<i>5.39%</i>	<i>0.50%</i>	<i>0.45%</i>	<i>14.82%</i>

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

2.4. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas, son de una naturaleza diferente de las pérdidas técnicas, por lo que su estudio también requiere el análisis de diversos factores, más allá de los técnicos, como pueden ser la situación socio-económica de la región, cultura de pago de la clientela, aspectos legales entre otros.

La evaluación de la magnitud del nivel de pérdidas no técnicas, a diferencia de las técnicas, sólo puede inferirse a través de un procedimiento indirecto, como diferencia entre las Pérdidas Totales y las Pérdidas Técnicas.

Las pérdidas no técnicas pueden definirse como energía no contabilizada en el balance, desde el punto de vista de las mediciones; es decir, energía que se pierde por ejemplo en conexiones en la red que no están siendo medidas ya sea que se trate de una conexión ilegal, un fraude o un error administrativo dentro de la empresa.

En el caso de CFE las pérdidas no técnicas totales resultan del 4.91%, las cuales se determinan por diferencia entre la energía ingresada y la entregada, la que es asignada sólo

al nivel de BT. Como se mencionó anteriormente, dada las particularidades del mercado abastecido por CFE, que posee un fuerte consumo en AT y MT (65% de la energía del sistema), es necesario calcular el porcentaje para el ingreso a distribución de MT para poder sacar alguna conclusión al respecto y obtener un valor comparable con otras prestadoras del servicio de energía eléctrica.

Considerando lo antedicho, las pérdidas no técnicas por división de CFE se muestran a continuación:

División		Pérdidas no técnicas	
DIVISION BAJA CALIFORNIA	MWh	527,745.2	4.73%
DIVISION BAJIO	MWh	730,086.1	4.61%
DIVISION CENTRO OCCIDENTE	MWh	139,998.6	2.72%
DIVISION CENTRO SUR	MWh	1,291,636.3	9.52%
DIVISION GOLFO CENTRO	MWh	138,913.4	2.25%
DIVISION GOLFO NORTE	MWh	1,688,256.0	7.32%
GUADALAJARA	MWh	1,930,070.8	10.30%
DIVISION NOROESTE	MWh	1,139,592.7	8.76%
ZONA CHIHUAHUA	MWh	1,009,209.5	6.81%
DIVISION ORIENTE	MWh	665,979.0	8.03%
DIVISION PENINSULAR	MWh	529,103.9	6.93%
DIVISION SURESTE	MWh	795,948.8	9.58%
TOTAL CFE	MWh	10,586,540.4	7.26%

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

En promedio para CFE las pérdidas no técnicas son del 7.26% respecto de la energía ingresada a MT, lo cual no es un número elevado, pero supera los estándares de referencia que se aplican en procesos de revisión tarifaria, que puede oscilar entre 2% y 4% de la energía ingresada al sistema de distribución.

A nivel de división de CFE se identifican las pérdidas no técnicas varían desde divisiones con niveles de pérdidas no técnicas de 2.25% para Golfo Centro, hasta 10.30% para la división Guadalajara.

3. TRATAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

El fenómeno de pérdidas en un sistema de distribución causadas por el accionar de los clientes ó las prácticas administrativas de la distribuidora, obedece a una multiplicidad de causas de diferente naturaleza (económicas, políticas, culturales, sociales, etc.). Se trata de un problema multidimensional en el que las distintas dimensiones interaccionan entre sí, sean éstas físicas e inherentes de las instalaciones, producto de comportamientos dolosos por parte de los usuarios, consecuencia de errores en la metodología administrativa, o deficiencias de los funcionarios de la distribuidora.

Un plan de control de las Pérdidas No Técnicas, tiene necesariamente que basarse en una concepción del problema que considere como una característica central esa multiplicidad de orígenes que interaccionan entre si. Por ello a continuación se introduce una discriminación de las pérdidas que considera su origen como factor de discriminación.

3.1. CRITERIOS GENERALES PARA EL TRATAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

3.1.1. PÉRDIDAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas no técnicas comprendidas en esta clase son originadas por los consumidores agrediendo por algún medio a las instalaciones para alterar la registración de sus consumos.

a) Fraude

El fraude es un engaño o inexactitud consiente, o abuso de confianza, que produce un perjuicio generalmente económico.

En este concepto se agrupan clientes con medidores instalados a los que mediante una manipulación fraudulenta se les alteran sus características de registro de energía a fin de inducir a error en la contabilización de los consumos demandados. Entre las prácticas más frecuentes de esta modalidad se inscriben el corrimiento de puente de excitación, el vuelco del medidor, la circulación inversa de energía, la confección de un neutro flotante, la alteración del acumulador, etc.

Una acometida víctima de una manipulación de este tipo puede tener un consumo no registrado entre 30% a 40% del consumo medio de un cliente Residencial. Para los casos de los clientes de tarifa General la proporción es normalmente la misma, sin embargo es más difícil estimar lo que sucede con las Grandes Demandas pues en ese caso el fraude suele ser más elaborado y el consumo no registrado se limita a niveles difíciles de detectar por medios administrativos, no obstante se puede prever que un cuarto a un tercio del consumo queda fuera del circuito de registración cuando este tipo de cliente realiza fraude.

b) Hurto

El hurto es la acción de tomar o retener bienes ajenos contra la voluntad de su dueño.

Bajo este concepto se agrupan clientes o usuarios sin medición, en forma permanente u ocasional. Esta modalidad tiene como característica la modificación ilegal del conexionado o directamente la conexión clandestina de algún punto de la red anterior a la medición. Este grupo se subdivide en los siguientes subgrupos.

- *Usuarios clandestinos conectados en directo bajo red*, comprende a usuarios que sin haber suscrito ningún contrato de matriculación o acuerdo de consumo con la empresa se encuentran conectados en forma directa algún punto de la red sin que se registren sus consumos. Este tipo de usuarios, concentrados en el sector Residencial, tiene una actitud dispendiosa hacia el consumo ya que no afronta la carga de pagarlo y el mismo se sitúa por encima de la media normalmente en un

orden del 110%. Para la determinación del consumo específico de este tipo de cliente se aplica la metodología expuesta anteriormente.

- *Usuarios clandestinos conectados en directo fuera de red*, es una variante del caso anterior pues este tipo de usuario se agrupa en asentamientos donde no se cuenta con un tendido de distribución en baja tensión y normalmente se conectan de algún punto alejado de sus viviendas en forma arracimada. Si bien en este caso se puede verificar la misma actitud dispendiosa respecto del consumo como su capacidad económica en general es inferior a la del promedio su consumo específico también lo es, en particular como consecuencia de la precariedad de las instalaciones con que se conectan, por lo que es esperable que una vez regularizados lo incrementen sustancialmente. El consumo de estos usuarios se tomó de la información brindada por la empresa que los divide en Asentamientos y Comunidades y estima la pérdida originada por los mismos.
- *Clientes clandestinos conectados en directo ocasionalmente*, comprende a consumidores registrados como clientes de la Distribuidora y con medidor instalado que ocasionalmente activan una conexión directa a la red por lo que parte de su consumo resulta sin registración.
- *Morosos crónicos conectados en directo bajo red*, se incluyen a aquellos usuarios que habiendo estado matriculados en la empresa, fueron desconectados por morosidad y se autoconectaron sin autorización. Este grupo tiende a mantener sus hábitos de consumo por lo que la energía no registrada para ellos se estima en alrededor del 100% del consumo correspondiente a un cliente Residencial.

c) Anomalías Técnicas

La anomalía es la discrepancia de una regla o de un uso, y la anomalía técnica es cuando dicha discrepancia se produce por mal funcionamiento de los equipos o instalaciones.

En este concepto se agrupan clientes debidamente matriculados, con medidores instalados y está circunscrito a errores de registro de medidores. Este tipo de error se puede presentar por descalibración natural o accidental del medidor, daño al instrumento, instalación defectuosa del mismo, etc. La instalación defectuosa es más probable encontrarla en acometidas de medición indirecta con transformadores de medida. Este grupo se subdivide en los siguientes subgrupos.

- *Medidores Obsoletos*, es probable que un 25 % de los medidores de más de 20 años de antigüedad registren en defecto. Dado que el mayor error en los medidores desgastados por el uso, se produce con bajas cargas en el entorno del valor de su corriente de arranque se estima un registro en defecto de un 2 % del consumo de un cliente Residencial. No se ha contabilizado en este rubro a la clientela General, pues se considera que la mayoría de los medidores electromecánicos instalados en este tipo de clientes, operan en la gama intermedia o superior de su capacidad de diseño. Las pérdidas por unidad para este tipo de anomalía se estimó en base al consumo anual específico de los clientes Residenciales, que es la única población factible de tener este tipo de fallas.
- *Medidores Dañados*, anualmente una porción significativa de los medidores instalados presentan daños que impiden su funcionamiento, estos daños pueden ser fortuitos o intencionales. El daño fortuito es provocado por cualquiera de las diversas circunstancias que se dan en la vía pública que van desde una falla de la estructura donde se encuentra instalado el medidor hasta una manipulación no idónea del mismo. El daño intencional, puede ser fruto del vandalismo callejero o provocado por el titular de la conexión, sin embargo los casos en los que esto último sucede son proporcionalmente pocos frente a los primeros y por ello se prefiere incluirlos como

una anomalía técnica en lugar de clasificarlos como fraude. Para estimar la pérdida ocasionada por los medidores dañados se consideró que el lector visita mensualmente la acometida por lo que una novedad de este tipo en promedio es detectada a los 15 días de producirse y luego de detectada demora 5 días en procesarse la orden de trabajo para su reemplazo. Asumiendo que en ese lapso el cliente mantiene su consumo habitual se llega a un perjuicio equivalente al 5,5% del consumo anual para un cliente Residencial.

3.1.2. **PÉRDIDAS ADMINISTRATIVAS**

De la energía suministrada a sus clientes, la distribuidora debe llevar registros precisos a fin de poder cobrar a los consumidores con la mayor exactitud la energía que los mismos han demandado. Sin embargo, en ese proceso se presentan inexactitudes ya sea por deficiente registro o medición de los consumos o por incorrecta facturación del consumo de sus clientes.

a) Anomalías de Metodología y Sistemas

Las deficiencias de las distribuidoras en sus procesos administrativos llevan generalmente a pérdidas que son el reflejo de la eficiencia de la organización existente y de los recursos y esfuerzos dedicados a controlar este tipo de anomalías destacándose entre las más significativas las correspondientes a errores de registración, deficiencias en la estimación de consumos convenidos, y errores en la estimación de consumos propios.

- Error de contabilización de energía consumida, se trata de clientes debidamente matriculados y comprende a errores de lectura y facturación, excluyendo los casos de adulteración de los equipos de medición, ó de categorización. Este tipo de errores pueden deberse a fallas de supervisión y control, una metodología de trabajo inadecuada, o falta de equipamiento o sistemas.
- Error de consumo convenido, comprende a clientes Residenciales sin medición por alguna razón técnica o administrativa y que en general demandan mayor cantidad de energía que la acordada con la empresa, diferencia que obviamente no ingresa a los sistemas de facturación.
- Error en el consumo propio de las empresas, corresponde a la contabilización incorrecta de la energía consumida por los distintos locales o servicios de la distribuidora por errores en la estimación de los mismos o falta de información. Se incluyen en este rubro los consumos auxiliares de subestaciones y de locales comerciales, técnicos ó administrativos. Cabe destacar que este tipo de errores, si bien contribuye a una defectuosa estimación del índice de pérdidas no técnicas, en si mismos no constituyen un perjuicio para la empresa y se trata en definitiva de gastos propios imputados en forma incorrecta.

No existe forma de determinar la pérdida correspondiente a estos conceptos sin realizar un muestreo estadístico, por lo que generalmente su determinación se realiza como diferencia entre las pérdidas no técnicas factibles de estimar y el total de pérdidas no técnicas que surge del balance energético. No obstante tomando referencias de varias distribuidoras se puede decir que para este tipo los valores no deberían superar 0.3% de la energía total operada. Cabe destacar que incluso en las empresas eficientemente administradas se encuentran anomalías de este tipo pero las mismas no superan un 0.05% de la energía total operada.

b) Anomalías Físicas

Este tipo de errores se verifican en clientes sin medición con quienes se ha establecido un convenio de consumo basado en la estimación de la energía consumida por equipos instalados en la vía pública para los cuales se debe llevar un inventario discriminado por tipo

de equipamiento que permita el cálculo del total de la energía consumida por los mismos. Normalmente este tipo de contratos abarca los consumos de alumbrado público, semáforos y otras conexiones en vía pública para los cuales se decidió, por razones técnicas o administrativas, realizar su facturación estimando su consumo en lugar de medirlo.

La diferencia respecto del consumo contratado puede deberse a dos causas o bien el número de equipos instalados efectivamente en la vía pública no se corresponde con el inventario disponible ó su consumo real no se corresponde con el estimado para determinar el monto del contrato.

- Deficiencias de Inventario, corresponde a errores en la facturación por desactualización del inventario de artefactos de alumbrado público, semáforos, señalización y sus accesorios, paneles publicitarios, etc. El parque de este tipo de equipamientos se ve permanentemente modificado por la incorporación de nuevos elementos, sin que quien los incorpora realice la correspondiente declaración, de lo que resulta una inevitable desactualización de la base para el cálculo para el consumo. En el caso del alumbrado público se estima un crecimiento de luminarias no reflejado en inventario de un 2,5 % anual con una media de potencia de 140 W y un funcionamiento anual promedio de 12 Hs diarias; a lo que se le debe agregar la falta de contabilización de un porcentaje similar de semáforos y sus correspondientes equipos controladores con una media de potencia de 300 W un funcionamiento anual promedio de 24 Hs diarias.
- Error en la estimación del consumo en vía pública: Comprende el error en la estimación de consumo sobre artefactos de alumbrado público, semáforos y controladores, y diversos consumos en la vía pública como consecuencia de un cálculo defectuoso.
- Exceso de consumo convenido, comprende a suministros que por un funcionamiento defectuoso del equipamiento involucrado tienen un consumo real superior al estimado. Normalmente un porcentaje de luminarias (neto de artefactos apagados) tienen la foto celda que controla su encendido cubierta por el hollín o cortocircuitada, esto provoca que el artefacto no apague durante las horas diurnas ocasionando un exceso de consumo. Asimismo conexiones defectuosas que produzcan descargas a tierra también producen un consumo superior al estimado.

3.2. TIPIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN CFE

El procedimiento PESED – Anexo 13 de CFE, prevé la desagregación de las pérdidas no técnicas en diferentes conceptos, de acuerdo a su origen en tres conceptos principales, en función de las anomalías encontradas:

- Asentamientos Irregulares
- Usos ilícitos
- Administración (Fallas de Medición y Errores de Facturación)

En función de la energía detectada en cada uno de los componentes y subcomponentes mencionados anteriormente, se determina un porcentaje de participación en el total de las pérdidas no técnicas. Este porcentaje permite para cada zona, hacer su estimación de las causas de las pérdidas no técnicas y así poder realizar comparaciones entre zonas y analizar su evolución.

A continuación se detallan los componentes de cada una de las causas mencionadas.

3.2.1. **ASENTAMIENTOS IRREGULARES**

De acuerdo a la información de cada Zona de asentamientos irregulares, se deberá estimar las pérdidas anuales por este concepto, dependiendo de los consumos bimestrales promedio de la Zona y al nivel socio-económico de los mismos. Además, estos deben ser identificados a nivel Área.

$$EPAI = (\text{Cantidad de servicios}) * (CPMAI) * (12)$$

CPMAI = Consumo promedio mensual asentamientos irregulares por zona

Estas pérdidas forman parte de las pérdidas en baja tensión del subproceso Comercial.

3.2.2. **Usos ILÍCITOS**

Las pérdidas asociadas a usos ilícitos se clasifican en dos grandes conceptos: robo y fraude que se definen de la siguiente manera:

- Robo - cuando el usuario está consumiendo energía eléctrica sin contar con su contrato respectivo
- Fraude - cuando el usuario utiliza elementos ajenos al medidor que impidan su libre funcionamiento

Para cada uno de ellos se definen subcomponentes, resultando cada uno de estos asociados a la energía detectada en el programa SINOT (Sistema de Notificaciones):

- Intervención del equipo de medición
- Derivaciones ocultas
- Servicios directos sin contrato
- Usos ilícitos

3.2.3. **ADMINISTRACIÓN**

Las pérdidas no técnicas asociadas a la administración, se desglosan en varias subcategorías, que identifican las causas asociadas a problemas de la gestión Administrativa-Comercial. La energía asociada a cada concepto se determina a partir de la información del sistema SINOT.

Los conceptos asociados a pérdidas no técnicas administrativas comprenden:

- Mala calidad en los medidores
- Error de medición
- Falla en la medición
- Error de incorporación al sistema de facturación
- Estimaciones
- Errores de facturación
- Medidores obsoletos
- Reporte de auxiliares comerciales no atendidos

3.3. CÁLCULO DE CONTRIBUCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS POR CATEGORIA

Sobre la base de la identificación de las causas de las pérdidas no técnicas, se definen los planes de acción para su mitigación. Estos planes son presentados y analizados en el próximo capítulo.

Una vez determinada la energía que detectada cada año en cada uno de los conceptos anteriores, se deberá calcular el porcentaje de contribución a las pérdidas de acuerdo a lo siguiente:

$$EPD = EPa + EPb + \dots + EPj$$

Donde,

EPD: energía total detectada

Epa-j : energía detectada para cada categoría

Los porcentajes de contribución de cada categoría se determinan como:

$$An = EPn / EPD$$

Donde

n = a, b,j (subíndice de cada categoría)

Dado que para algunos de los conceptos mencionados se calcula la energía de pérdidas, es necesario determinar la energía restante a repartir proporcionalmente al resto de las categorías.

Por lo tanto la energía a repartir será:

$$EA = EPnt - (EPAI) - (EPMO) - (EPRACNA)$$

Donde,

EA = Energía por Asignar

EPnt = Energía pérdida no técnica, obtenida del análisis de pérdidas técnicas

EPAI = Energía de pérdidas por asentamientos irregulares

EPMO = Energía de pérdidas por medidores obsoletos

EPRACNA = Energía de pérdidas por reporte de auxiliares comerciales no atendidos

Posteriormente se procederá a determinar la energía pérdida total no técnica por Zona en las categorías previamente definidos, conforme a lo siguiente:

$$EPn = (EA) (An)$$

Donde,

n = Categoría definida (a,b,.....j)

EPn = Energía pérdida por categoría

Una vez concluido el análisis, cada zona completa la siguiente tabla para el control de las pérdidas no técnicas en función de sus causas:

**Pérdidas No Técnicas
Análisis de Causas**

CONCEPTO	Año Anterior		Año Actual	
	MWH	%	MWH	%
Asentamientos Irregulares			EPaI	
Intervención Equipo Medición			EPa	
Derivaciones Ocultas			EPb	
Servicios Directos sin Contrato			EPc	
Usos Ilícitos			EPd	
Mala Calidad Medidores			EPe	
Errores de Medición			EPf	
Fallas de Medición			EPg	
Errores de Incorporación SICOM			EPh	
Estimaciones			EPi	
Errores de Facturación			EPj	
Medidores Obsoletos			EPmO	
Reportes A.C. no Atendidos			EPACNA	
Total	EPnt	100	EPnt	100

Fuente: CFE

Finalmente, más allá de la asignación propuesta, CFE realiza auditorías sobre los procesos potencialmente pueden ocasionar pérdidas no técnicas, considerando el flujo de los clientes que inician su relación con esta CFE hasta su finiquito, utilizando la metodología Seis Sigma¹ y identificando los procesos que contribuyen en mayor o menor grado a la generación de pérdidas no técnicas, los cuales comprenden:

- Contratación
- Conexión
- Altas al SICOM
- Facturación
- Inspección
- Cobranza
- Desconexión y baja de servicios.

El objetivo de este control es poner un candado en los procesos para no generar nuevas anomalías y en caso de generarse, que el mismo proceso la detecte y el ajuste a la facturación sea con el mínimo tiempo ya que la meta sea detectar la anomalía en el mismo período de facturación.

4. ANÁLISIS DEL PLAN ACCIÓN PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

Al realizar el análisis de la problemática de pérdidas técnicas y no técnicas es importante establecer el nivel del cual se parte y la evolución histórica de las mismas para aportar soluciones adecuadas a ese entorno.

¹ Seis Sigma es una metodología de mejora de procesos, centrada en la eliminación de defectos o fallas en la entrega de un producto o servicio al cliente.

En este capítulo se presentan conceptos generales acerca de la gestión de pérdidas, y las particularidades y experiencias de CFE en las acciones tomadas para la reducción de las pérdidas.

Cabe aclarar que más allá de la efectividad de los planes de acción para la reducción de pérdidas, existirán pérdidas no técnicas sistémicas, que son propias del proceso de comercialización de la energía eléctrica, las cuales resultan de gran dificultad y elevado costo de eliminación, por lo que la gran mayoría de las empresas distribuidoras de energía eléctrica aceptan como límite razonable de pérdidas no técnicas un rango entre 2% y 4% respecto de la energía ingresada al sistema, que se relaciona con el costo eficiente para su erradicación. Este porcentaje puede variar en función de la composición del mercado en lo que respecta a cada nivel de tensión.

4.1. CONCEPTOS GENERALES

Cuando el nivel de pérdidas es alto, la cantidad de usuarios ilegales es muy grande y por consiguiente la vulnerabilidad de la red para que ello ocurra es evidentemente muy elevada. En esta situación no hay posibilidad de aplicar medidas efectivas si no se dispone de una red protegida contra acciones de hurto. En algunos casos esto implica la sustitución de las instalaciones existentes por otras de tecnología antifraude (directos bajo red), una situación similar se produce en las zonas pobladas sin electrificación (directos fuera de red) donde también se debe tender redes con esa tecnología. Lo distintivo de este enfoque es el esfuerzo de inversión que requiere, pues cuanto mayor protección se desea, mayor será el costo de las instalaciones.

Con un nivel de pérdidas medio, normalmente pueden identificarse zonas con una alta densidad de conexiones antirreglamentarias, pero en las que no todos los usuarios hurtan la energía que consumen sino solo un grupo de ellos. En este caso, se requiere un gran esfuerzo de inspecciones y normalizaciones masivas. Este tipo de trabajo precisa una cuidadosa planificación que comienza con la identificación de los alimentadores con problemas y sobre estos los centros de transformación con pérdidas superiores a la media.

La acción de inspeccionar es más barata que la de normalizar; por ello, es recomendable primero inspeccionar y una vez localizados los infractores programar su normalización. Este es un trabajo inicial que también debe calificarse como inversión.

Finalmente con un bajo nivel de pérdidas la reducción es más selectiva y trabajosa y el costo de disminuir un punto porcentual de pérdidas es comparativamente más alto. Para este grupo el esfuerzo se concentra en la detección de conexiones antirreglamentarias que están dispersas y por consiguiente son más difíciles de identificar.

Por lo general, se programan campañas de inspección al 20% ó 25% de total de las acometidas, esto es una vuelta al parque cada cuatro o cinco años; se analiza la información de consumo para detectar aquellos clientes que muestran un quiebre en su nivel medio o que dejaron de consumir, se analizan las novedades de lectura recopiladas durante la toma estado de medidores, se cruzan informaciones de distintos orígenes para descartar los menos probables de estar hurtando energía, etc.

En este nivel de pérdidas, es muy importante contar con un proceso lectura-facturación que no permita la generación de errores de tipo administrativo como energía no facturada o clientes sin factura. La característica general es que el trabajo más importante se encuentra en la oficina y no en el campo. Este es un trabajo permanente que debe ser asumido como un costo operativo por la Distribuidora.

Sin duda para elaborar un correcto plan de reducción de pérdidas es necesario primero conocer cuáles son los factores que afectan las pérdidas técnicas y no técnicas, ya que

ambas tiene distintos tratamientos según su origen, y posteriormente definir el método de evaluación de los proyectos para analizar su viabilidad.

4.1.1. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

Con respecto a las pérdidas técnicas, considerando el modelo R+jX para una red de distribución, la potencia transmitida esta dada por la siguiente ecuación:

$$P_{TR} = V_i * I * \cos \varphi$$

La relación entre las pérdidas y la potencia transmitida esta dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{P_L}{P_{TR}} = \frac{I * R^2}{P_{TR}} = \frac{P_{TR} R}{V_i^2 * \cos^2 \varphi}$$

De la fórmula anterior se deduce que la relación es:

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

Por lo mencionado anteriormente, para reducir el nivel de pérdidas técnicas es necesario tomar acciones alineadas con:

- Reducir la demanda transmitida pero satisfaciendo la demanda
- Reducir la resistencia de las redes
- Incrementar el nivel de tensión
- Mejorar el factor de potencia (control de reactivo en las cargas)

4.1.2. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Respecto de las acciones relacionadas con las pérdidas no técnicas, las mismas deberán estar orientadas a mitigar su origen o causa e identificar su relación con las actividades administrativas, comerciales y de apoyo de la empresa para su control eficiente.

Básicamente, las pérdidas no técnicas están asociadas a las siguientes actividades del proceso comercial:

- Registro de los consumos
- Facturación
- Recaudación

Con respecto al registro de los consumos, incluyen toda la energía consumida que no queda registrada en los archivos de los clientes. Algunos ejemplos de origen de pérdidas causadas por registro de consumos comprenden:

- Usuarios sin medidor
 - Conexiones ilegales
 - Errores en la estimación de los consumos
 - Errores en la estimación de los consumos propios no medidos
 - Errores en instalaciones provisionarias
- Usuarios con medidor

- Fraude
- Errores en medición del consumo
- Errores en el procedimiento operativo del registro de consumos

Respecto del origen de pérdidas no técnicas en las pérdidas de facturación, se pueden mencionar:

- Información errónea de los clientes
- Uso inadecuado de la información

Finalmente, algunas causas u origen de pérdidas no técnicas por deficiencias en el recaudo podemos mencionar:

- Facturas no pagadas
 - Factura no enviada al cliente
 - Usuario moroso
 - Deficiencia en el proceso de cuentas por cobrar
- Facturas pagadas
 - Pérdidas del dinero
 - Pago no acreditado

Si bien las últimas dos causales mencionadas, representan una pérdidas no técnica para la empresa, no están asociadas a energía que se considere en el balance, sino que representa una pérdida financiera para la empresa.

5. PLAN DE ACCIÓN DE CFE

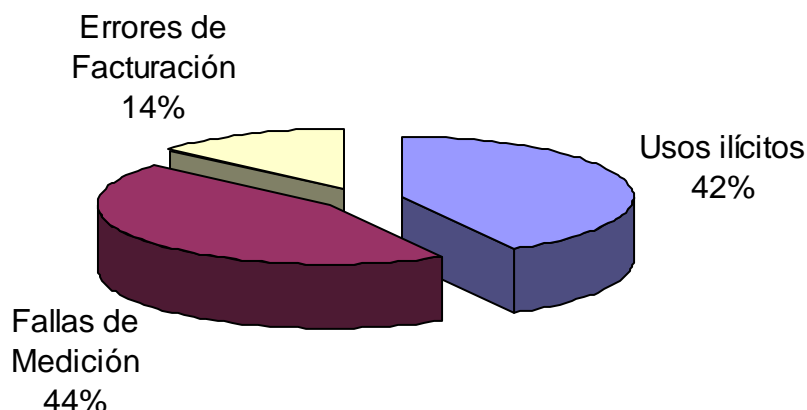
CFE vienen implementando un programa de reducción de pérdidas, a partir de la identificación de las pérdidas no técnicas en función de los balances de energía y la detección de las anomalías a partir de información de las zonas del sistema SINOT².

5.1. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS

De la información disponible se evidencia que porcentaje de efectividad de las inspecciones desarrolladas es del 9.5%, siendo la clasificación de las pérdidas como se muestra en la siguiente tabla:

Inspecciones realizadas	Anomalías detectadas				Monto recuperado			
	Usos ilícitos	Fallas de Medición	Errores de Facturación	Total anomalías	Usos ilícitos	Fallas de Medición	Errores de Facturación	Total anomalías
2,250,381	89,449	95,472	28,934	213,855	384.430	254.410	262.911	901.752

² SINOT: sistema de notificaciones de CFE



Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

Si bien el porcentaje total de pérdidas no técnicas de CFE no es elevado cuando se lo compara con la energía total ingresada al sistema de distribución en AT y MT (4.91%), las mismas toman importancia cuando consideramos sólo el ingresos a MT las cuales resultan de 7.26%. Esto se debe a que cerca del 65% de la energía ingresada se consume en AT (32%) y MT (33%) con lo cual el porcentaje se reduce al compararlo con la energía total ingresada.

En función de lo expuesto, CFE ejecuta un plan de reducción de pérdidas, el cual consiste en habilitar personal adicional de las categorías de supervisor, verificador y abogado, en todas las divisiones, asignándoles las siguientes líneas de acción:

- Seleccionar, a través de herramientas estadísticas, servicios con posible anomalía y proceder a verificarlos. Si se confirma la existencia de la anomalía, se corrige y se cobra el ajuste a la facturación que corresponda.
- Verificar servicios casa por casa, en las colonias que históricamente han mostrado alta incidencia de usos ilícitos.
- Regularizar servicios conectados a la red sin contrato en asentamientos irregulares.
- Realizar visitas a servicios con antecedente de uso ilícito, para verificar que no haya reincidencia.

En la tabla siguiente se muestra las cantidades de personal empleados en 2007 por división, así como los resultados obtenidos en dicho periodo. Se evidencia que la relación costo – beneficio de las acciones implementadas resulta de 3.56, lo cual demuestra la alta efectividad en la identificación de las acciones de reducción.

CENTRO GESTOR	PRESUPUESTO (Miles de \$)		RECUPERACIONES (Miles de \$)	BENEF-COSTO	PERSONAL (HP)		Relación Beneficio/cos to
	ASIGNADO	EJERCIDO	INGRESOS		AUTORIZADO	EJERCIDO	
40020 Baja California	14,000	22,648	68,643	3.03	129	116	3.03
40030 Noroeste	16,000	16,193	54,106	3.34	100	47	3.34
40040 Norte	30,000	29,999	97,530	3.25	242	223	3.25
40050 Golfo Norte	29,000	29,000	164,030	5.66	160	146	5.66
40060 Centro Occidente	8,000	8,742	18,793	2.15	115	98	2.15
40070 Centro Sur	20,000	20,000	35,756	1.79	140	140	1.79
40080 Oriente	25,000	23,703	81,832	3.45	180	156	3.45
40090 Sureste	21,000	21,000	47,760	2.27	200	166	2.27
40100 Bajío	13,000	12,811	70,631	5.51	100	40	5.51
40110 Golfo Centro	7,000	7,557	37,478	4.96	62	63	4.96
40120 Centro Oriente	30,000	29,872	20,869	0.70	255	234	0.70
40140 Peninsular	14,000	14,000	75,717	5.41	162	146	5.41
40130 Jalisco	18,000	17,933	128,606	7.17	171	155	7.17
40010 Sede Subd. Distrib.	10,615	-	-	0.00	-	-	-
TOTAL	255,615	253,458	901,752	3.56	2,016	1,730	3.56

Fuente: Información proporcionada por CFE

De acuerdo a las anomalías encontradas por cada una de las divisiones, se pudieron clasificar las pérdidas no técnicas en función de 3 tipos:

- Usos ilícitos (42%): Aquellos en los que el cliente se conecta directo sin contrato a la red de CFE, o que altera la medición para que ésta no registre o lo haga erróneamente.
- Fallas de medición (44%): Aquellas en las que existe una falla en el medidor o de los transformadores de instrumento, debidas a sobrecargas, sobretensiones o al agotamiento de la vida útil, y que provocan una registración errónea de la energía realmente consumida.
- Errores de facturación (14%): Son aquellos errores cometidos en el proceso de facturación que provocan que la factura del cliente sea incorrecta. Dentro de este rubro se incluyen, entre otros, errores en el alta de los servicios al sistema de facturación, errores de toma de lectura, estimaciones inadecuadas de consumo, etc.

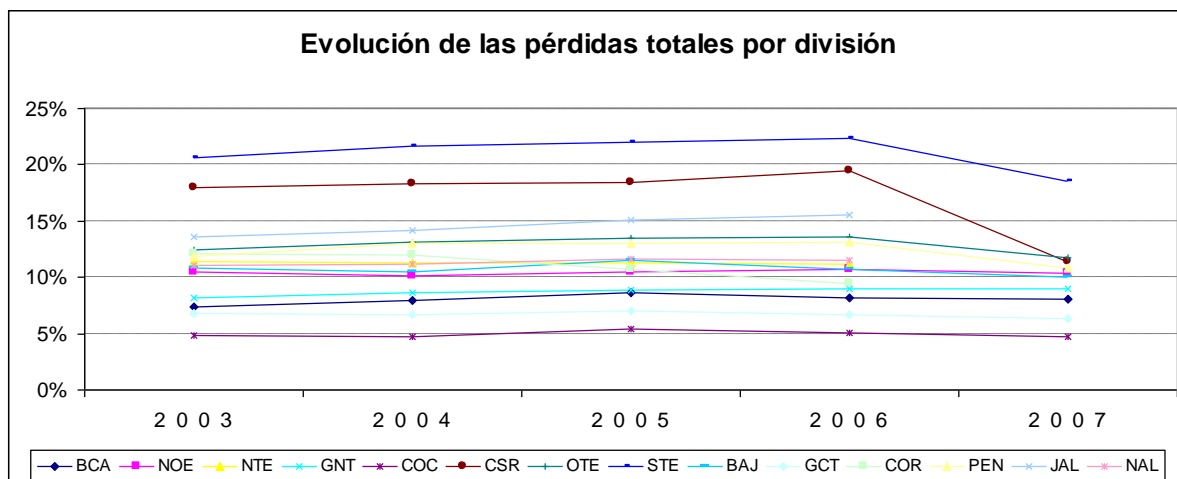
En el año 2007 se realizaron 2 250 381 verificaciones y se detectaron 213,855 anomalías, clasificadas por división como se indica:

División	Inspecciones realizadas	Anomalías detectadas			
		Usos ilícitos	Fallas de Medición	Errores de Facturación	Total anomalías
BCA	176,635	7,734	8,075	598	16,407
NOE	174,132	3,126	3,033	807	6,966
NTE	184,474	7,767	7,001	3,229	17,997
GNT	163,392	6,486	14,087	2,878	23,451
COC	124,835	4,053	1,491	225	5,769
CSR	30,540	10,256	2,761	1,385	14,402
OTE	147,949	10,336	6,554	3,502	20,392
STE	211,577	3,769	1,331	1,102	6,202
BAJ	164,168	12,097	23,545	5,766	41,408
GCT	184,265	4,050	14,032	2,230	20,312
COR	311,024	8,985	478	252	9,715
PEN	131,693	2,144	2,523	1,266	5,933
JAL	245,697	8,646	10,561	5,694	24,901
TOTAL	2,250,381	89,449	95,472	28,934	213,855

Fuente: Información proporcionada por CFE

5.2. EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS

De acuerdo a la información recopilada presentada por CFE, se muestra a continuación la evolución de las pérdidas totales por división.



Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por CFE

Se evidencia que para el último año las pérdidas se redujeron para las divisiones que tienen un porcentaje de pérdidas mayores, lo cual resulta razonable, ya que son las divisiones con mayor impacto de las acciones de reducción.

6. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

CFE ha presentado información que permitió el análisis del nivel de pérdidas por etapa de suministro, por división y por área, las acciones previstas para su tratamiento y reducción, y la evolución histórica y esperada de acuerdo a la implementación de dichas acciones. Asimismo se pudo evaluar la efectividad de las acciones implementadas y la relación costo – beneficio de las mismas.

Por lo tanto podemos concluir que los niveles de pérdidas totales (10.47%) de CFE se encuentran en niveles adecuados respecto de la referencia internacional a los fines del estudio tarifario (entre 7% y 10% para pérdidas técnicas y 2% y 4% para pérdidas no técnicas respecto de la energía ingresada al sistema) si se comparan con la energía ingresada al sistema de distribución considerando los subsistemas de AT, MT y BT, siendo las pérdidas técnicas del 5.56% y las pérdidas no técnicas del 4.91%.

Sin embargo, dado que el mercado de CFE posee una fuerte participación en el consumo en AT (33%) es necesario realizar el ejercicio de calcular los porcentajes de pérdidas no técnicas respecto de la energía ingresada en MT, dado que la mayor cantidad de esta energía se pierde en MT y BT, y si es comparada con el ingreso total se pueden distorsionar los resultados y por lo tanto las conclusiones.

Realizando este ejercicio, las pérdidas técnicas resultan del 7.24% y las no técnicas resultan del 7.26%. Visto de esta manera las pérdidas técnicas se mantienen dentro del rango aceptable, pero se evidencia que las pérdidas no técnicas resultan algo elevadas respecto de la referencia internacional mencionada anteriormente.

La tipificación de las pérdidas no técnicas presentadas resulta muy clara, como así también la definición de cada uno de los componentes, y se ajusta al enfoque general propuesta para el tratamiento de las pérdidas no técnicas. Sin embargo, las pérdidas se distribuyen en las distintas categorías de cada zona en proporcionalmente a las acciones o anomalías declaradas en el programa SINOT, lo cual debe analizarse cuidadosamente, ya que en el caso que para algunas de las acciones / energía recuperada se han realizado mayores

esfuerzos, recibirá mayor porcentaje de la energía de pérdidas no técnicas, pudiéndose arribar a conclusiones y acciones sin valor agregado.

Respecto del plan de reducción de pérdidas, se evidencia la alta efectividad de las acciones desarrolladas, ya que la relación costo-beneficio es de aproximadamente 3.5. Asimismo, en los gráficos de evolución de pérdidas se muestra que para el último año, las pérdidas se han reducido respecto de los años anteriores, particularmente en aquellas divisiones en las que las pérdidas totales superan el 10%.

CONFIDENTIAL