

1-1-2001

## **Estimación del valor a compensar por usuario de una red de distribución en el periodo definitivo de la CREG**

Sonia Roció Chísica Mahecha  
*Universidad de La Salle, Bogotá*

Follow this and additional works at: [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica)

---

### **Citación recomendada**

Chísica Mahecha, S. R. (2001). Estimación del valor a compensar por usuario de una red de distribución en el periodo definitivo de la CREG. Retrieved from [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica/399](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/399)

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact [ciencia@lasalle.edu.co](mailto:ciencia@lasalle.edu.co).

ESTIMACIÓN DEL VALOR A COMPENSAR POR USUARIO DE UNA RED DE  
DISTRIBUCIÓN EN EL PERÍODO DEFINITIVO DE LA CREG

SONIA ROCÍO CHÍSICA MAHECHA

UNIVERSIDAD DE LA SALLE  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BOGOTÁ, D. C  
2001

ESTIMACIÓN DEL VALOR A COMPENSAR POR USUARIO DE UNA RED DE  
DISTRIBUCIÓN EN EL PERÍODO DEFINITIVO DE LA CREG

SONIA ROCÍO CHÍSICA MAHECHA

Monografía para optar al título de  
Ingeniera Electricista

Directora  
BLANCA PEÑA VILLAMIL  
Ingeniera Electricista

UNIVERSIDAD DE LA SALLE  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BOGOTÁ, D. C

2001

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

**Director del Trabajo**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

Bogotá , 2001

A mis padres y hermanas,  
por su gran ayuda prestada para lograr mi  
objetivo propuesto .

A la familia Ramos Peña, por su abnegada  
colaboración y asistencia, y al equipo de  
calidad de servicio de CODENSA quienes  
desinteresadamente me colaboraron durante el  
desarrollo de este proyecto.

Ni la Universidad, ni el Asesor,  
ni el Jurado Calificador de esta Monografía,  
son responsables de las ideas expuestas por  
el graduando.

## **AGRADECIMIENTOS**

La autora expresa sus agradecimientos a:

José D. Chísica y Cecilia Mahecha, mis padres, por su apoyo moral y económico que fueron los recursos principales para poder realizar mi formación profesional y encontrarme en este momento en la etapa final de la meta que ellos mismos me ayudaron a plantear, de igual forma doy gracias a Dios por haberme dado unos padres tan buenos que siempre buscan mi bienestar y están conmigo en todo momento constante e incondicionalmente.

Marcela Chísica y Fanny Chísica, mis hermanas, por su colaboración, apoyo y comprensión para poder culminar con esta meta que es parte primordial en mi vida.

María Margarita Olano, Ingeniera Electricista y Subgerente Técnica de CODENSA S.A ESP, por su colaboración durante la realización de este Proyecto.

Blanca Peña V, Ingeniera Electricista, Jefe del Departamento Calidad de Servicio de CODENSA S.A ESP y Directora de este Proyecto, por sus valiosas orientaciones dado que siempre se esforzó por aclarar mis dudas, resolver mis preguntas y ampliar mis conocimientos sin ningún tipo de reserva y porque con ella logré un crecimiento tanto personal como profesional.

Efraín Pinzón Villabona y Julio Fresneda, Ingenieros Electricistas del Departamento Calidad de Servicio, por su cordialidad, constante motivación y afán de brindarme los conocimientos necesarios para el buen desarrollo de esta monografía.

Oscar Arias, Ingeniero de sistemas del Departamento Calidad de Servicio, por su colaboración y aporte de conocimientos para que esta monografía tuviera una buena culminación.

Nidia Cárdenas, Constanza Romero, Tomás Moreno y Raúl Padilla, Tecnólogos del Departamento Calidad de Servicio, por su apoyo y colaboración durante todo el proceso de elaboración de este proyecto.

Juan Alberto Ramos, Ingeniero Electricista, por brindarme ayuda y facilitarme soluciones en los momentos de complicaciones con el trabajo realizado.

A todas las personas de la empresa CODENSA S.A. ESP que en algún momento me dieron ayuda y facilitaron información para cumplir con este objetivo.

En general a todos los familiares y amigos que estuvieron pendientes durante todo el trayecto de este proceso para brindarme su ayuda.

## CONTENIDO

	pág
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1. REGLAMENTACIÓN</b>	<b>2</b>
<b>1.1. ANTECEDENTES DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>3</b>
1.1.1. Ley 142. Ley de servicios públicos domiciliarios	3
1.1.2. Ley 143. Ley eléctrica	6
<b>1.2. ESTRUCTURA DE LA RESOLUCIÓN CREG 070 DE MAYO 28 / 98</b>	<b>10</b>
<b>1.2.1. Principios y ámbitos de aplicación del Reglamento</b>	<b>10</b>
1.2.2. Plan de expansión	10
1.2.3. Condiciones de expansión	10
<b>1.2.4. Operación de los sistemas de transmisión regional y/o distribución local</b>	<b>11</b>
<b>1.2.5. Calidad de servicio de los sistemas de transmisión regional y/o distribución local</b>	<b>11</b>
<b>1.2.5.1. Calidad de la potencia suministrada</b>	<b>11</b>
<b>1.2.5.1.1. Frecuencia</b>	<b>12</b>
1.2.5.1.2. Tensión	12
1.2.5.1.3. Armónicos de tensión	12
<b>1.2.5.1.4. Flicker</b>	<b>12</b>
<b>1.2.5.1.5. Factor de potencia</b>	<b>13</b>
<b>1.2.5.2. Instrumentos financieros para garantía de calidad de la potencia suministrada</b>	<b>13</b>
<b>1.2.5.3. Información sobre la calidad de la potencia suministrada</b>	<b>14</b>
1.2.5.4. Calidad del servicio prestado	14
1.2.5.4.1. Clasificación de las interrupciones del servicio de energía	14

<b>1.2.5.4.2. Indicadores de calidad del servicio prestado</b>	<b>15</b>
<b>1.2.5.4.3. Valores máximos admisibles de los indicadores y período de transición</b>	<b>17</b>
1.2.5.4.4. Incumplimiento de los indicadores de calidad del servicio prestado	17
1.2.6. Medida	22
<b>1.2.7. Alumbrado público</b>	<b>23</b>
<b>1.2.8. Propiedad de los activos del sistema</b>	<b>23</b>
<b>1.3. PRIMERA MODIFICACIÓN: RESOLUCIÓN CREG 025 DE JUNIO/99</b>	<b>23</b>
<b>1.3.1. Indicadores para el período de transición</b>	<b>23</b>
1.3.2. Valores máximos admisibles de los indicadores y período de transición	24
1.3.3. Período de transición Año 1	25
<b>1.4. SEGUNDA MODIFICACIÓN: RESOLUCIÓN CREG 089 DE DICIEMBRE/ 99</b>	<b>28</b>
<b>1.4.1. Responsabilidad de los OR's cuando están conectados en serie para el año 1 del período de transición</b>	<b>28</b>
<b>1.5. TERCERA MODIFICACIÓN: RESOLUCIÓN 096 DE DICIEMBRE/00</b>	<b>29</b>
<b>1.5.1. Indicador de duración equivalente de las interrupciones del servicio (DES) para los años 2 y 3 del período de transición</b>	<b>29</b>
<b>1.5.2. Indicador de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio (FES) para los años 2 y 3 del período de transición</b>	<b>30</b>
1.5.3. Indicadores DESc y FESc por defecto para el año 2 y 3 del período de transición	30
1.5.4. Valores máximos admisibles para el año 2 y 3 del período de transición	31
1.5.5. Años 2 y 3 del período de transición	32
1.5.6. Valor a compensar	33
<b>1.6. SEGUIMIENTO COMPARATIVO A LAS MODIFICACIONES DE LAS</b>	

RESOLUCIONES	34
1.7. COMENTARIOS A LAS RESOLUCIONES	35
2. PROCESO ADQUISICIÓN DE DATOS	36
2.1. PROCEDIMIENTO DE REPOSICIÓN DEL SERVICIO EN CASO DE FALLAS EN MEDIA TENSIÓN	37
2.2. PROCEDIMIENTO PARA EVENTOS PROGRAMADOS EN MEDIA TENSIÓN	39
2.2.1. Consignaciones	41
2.3. PROCEDIMIENTO PARA EVENTOS EN BAJA TENSIÓN	43
2.3.1. Atención Inmediata Domiciliaria	43
2.4. EXPERIENCIA EN TERRENO	45
2.5. PROCESO DE REGISTRO DE INTERRUPCIONES PARA LOS ÍNDICES CREG (FES Y DES)	47
2.5.1. Obtención y validación de la información	48
2.5.1.1. Software SID	48
2.5.1.2. Software SGI: Sistema Gestión de Incidencias	49
2.5.1.3. Software Arcview	52
2.5.1.4. Sistema de Gestión de Reclamos (GRE)	52
2.5.1.4.1. Módulo de reclamos	53
2.5.1.4.2. Módulo de trabajo en terreno	53
2.5.1.4.3. Módulo de mantenimiento de base de datos	54
2.5.1.4.4. Módulo de estadísticas	55
2.5.2. Cálculo de índices CDS (calidad del servicio)	55
2.5.3. Consulta de incidencias	56
2.5.3.1. Consulta de índices por circuito	57
2.5.4. Plan general para disminución de eventos según CODENSA	58
3. CÁLCULO DE ÍNDICES Y VALOR A COMPENSAR	60
3.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	60
3.2. PARÁMETROS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DEL VALOR A COMPENSAR	64

3.2.1. Descripción de la subestación Muzú	65
3.2.2. Reglamentación aplicada	69
3.2.2.1. Eventos a excluir para el cálculo de índices	70
3.2.2.2. Obtención de índices de calidad	70
3.2.2.3. Definición de los valores máximos admisibles	71
3.2.2.4. Cálculo del valor a compensar	72
3.2.2.5. Ejemplo 1 de cálculo	74
3.2.2.5.1. Índices de media tensión	74
3.2.2.5.1.1. Índices por circuito	75
3.2.2.5.1.2. Índices por transformador	75
3.2.2.5.2. Índices de baja tensión	76
3.2.2.5.2.1. Índices por transformador	76
3.2.2.5.3. Ejemplo de cálculo del valor a compensar	77
3.2.2.5.4. Valor a compensar por FES y DES	77
3.2.2.6. Ejemplo 2 de cálculo	78
3.2.2.6.1. Índices de media tensión	78
3.2.2.6.1.1. Índices por circuito	79
3.2.2.6.1.2. Índices por transformador	80
3.2.2.6.2. Índices de baja tensión	80
3.2.2.6.2.1. Índices por transformador	80
3.2.2.6.3. Ejemplo de cálculo del valor a compensar	81
3.2.2.6.4. Valor a compensar por FES y DES	81
3.2.2.7. Ejemplo 3 de cálculo	82
3.2.2.7.1. Índices de media tensión	82
3.2.2.7.1.1. Índices por circuito	83
3.2.2.7.1.2. Índices por transformador	84
3.2.2.7.2. Índices de baja tensión	84
3.2.2.7.2.1. Índices por transformador	84

3.3. ELABORACIÓN DE LA BASE DE DATOS EN ACCESS	85
3.3.1. Definición del propósito de la base de datos	85
3.3.2. Definición de las tablas de la base de datos	86
3.3.3. Definición de los campos de cada tabla	87
3.3.4. Definición de las llaves de cada tabla	90
3.3.5. Definición de las relaciones entre las tablas	91
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	94
4.1. REGISTROS ADQUIRIDOS DE FONOSERVICIO	94
4.2. EVENTOS EN BAJA TENSIÓN	96
4.2.1. Registros que no generan interrupción del servicio	96
4.2.2. Registros que generan interrupción del servicio	97
4.2.2.1. Afectación de las causas de interrupción a la frecuencia (N) y tiempo (T) total de interrupción	98
4.2.2.2. Afectación de las causas de interrupción a los índices CREG (FES y DES)	100
4.2.2.3. Afectación general de los circuitos por las causas de baja tensión	102
4.3. EVENTOS EN MEDIA TENSIÓN	103
4.3.1. Eventos de media tensión registrados en la información de baja tensión	103
4.3.1.1. Afectación de las causas de interrupción de media tensión a la frecuencia (N) y tiempo (T) total de interrupción	104
4.3.1.2. Afectación de las causas de interrupción a los índices CREG (FES y DES)	105
4.3.2. Eventos de media tensión del Sistema Gestión de Incidencias (SGI)	107
4.3.2.1. Afectación de las causas de interrupción de media tensión según (SGI) a la frecuencia (N) y tiempo (T) total de interrupción	108
4.3.2.2. Afectación de las causas de interrupción de media tensión según (SGI) a los índices CREG (FES y DES)	109
4.3.2.3. Afectación general de los circuitos por las causas de media tensión según el Sistema Gestión de Incidencias (SGI)	111

4.4. VALOR A COMPENSAR	112
4.4.1. Valor a compensar con índices de media tensión	112
4.4.2. Valor a compensar con índices totales (M.T más B.T)	114
5. CONCLUSIONES	116
GLOSARIO	123
BIBLIOGRAFIA	126
ANEXOS	128

## RESUMEN

El objetivo de este trabajo es calcular el valor a compensar teniendo en cuenta los eventos que afectan la red de media y de baja tensión, según lo exigido por el Reglamento de Distribución (resolución CREG 070/98) para el período definitivo (contado a partir del año 2003), en los diferentes circuitos de una subestación de CODENSA S.A. ESP.

Se realiza una exposición o recuento de las exigencias que establecen las resoluciones CREG (070/98, 025/99, 089/99 y 096/00) para todas las Empresas Distribuidoras en cuanto a la continuidad del servicio, posteriormente se explica el proceso de registro de eventos tanto de media como de baja tensión, para lo cual se realizaron visitas a terreno que sirvieron para entender el desarrollo básico de las diferentes maniobras necesarias para reponer el servicio de eventos programados y no programados, se validó la información registrada y se elaboró una base de datos con los eventos de baja tensión para posteriormente estimar los índices de calidad y el valor a compensar.

Finalmente se dan conclusiones con respecto a la reglamentación como son: que no se encuentran diferencias importantes en los requerimientos en cuanto al período de transición y el definitivo, y con respecto a los resultados obtenidos se concluyó que la mayor parte de las compensaciones fueron ocasionadas por el indicador DES; de acuerdo con estas conclusiones se dan recomendaciones como: obtener mayor información en el momento de las llamadas que reportan interrupciones, para que de esta manera sea más veraz la información, disminuyendo así los eventos erróneos.

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1.1. Valores máximos admisibles	17
Tabla 1.2. Modificación de los valores máximos admisibles	24
Tabla 1.3. Valores máximos admisibles por defecto	30
Tabla 1.4. Valores máximos admisibles anuales	31
Tabla 1.5. Valores máximos admisibles año 2001	32
Tabla 1.6. Valores máximos admisibles año 2002	32
Tabla 1.7. Comparación entre resoluciones de valores a compensar	34
Tabla 1.8. Comparación entre resoluciones de eventos que se excluyen	35
Tabla 2.1. Listado de unidades básicas de atención	45
Tabla 3.1. Dirección codificada	62
Tabla 3.2. Equivalencia sector	62
Tabla 3.3. Equivalencia de vías	63
Tabla 3.4. Equivalencia de letras	63
Tabla 3.5. Parámetros para deslastre de carga	69
Tabla 3.6. Valores máximos trimestrales para el período definitivo	72
Tabla 4.1. Aporte de las causas que no producen interrupción del servicio	96
Tabla 4.2. Descripción de causas de interrupción	98
Tabla 4.3. Aporte a los índices frecuencia (N) y tiempo (T)	98
Tabla 4.4. Aporte a los índices FES y DES	100

Tabla 4.5. Índices de baja tensión por circuito	102
Tabla 4.6. Descripción de causas de interrupción en media tensión	104
Tabla 4.7. Aporte a los índices frecuencia (N) y tiempo (T) por causas M.T.	104
Tabla 4.8. Aporte a los índices CREG (FES y DES) por causas M.T.	106
Tabla 4.9. Aportes de las principales causas a los circuitos de Muzú	108
Tabla 4.10. Índices N y T totales de interrupción, según clasificación	109
Tabla 4.11. Causas de media tensión con mayor incidencia en los índices FES y DES.	110
Tabla 4.12. Índices de media tensión por circuito	111

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 2.1. Procedimiento general de falla	36
Figura 3.1. Esquema de maniobra en el circuito “UM23 Tiguaque”	74
Figura 3.2. Esquema de maniobra en el circuito “SM11 Canteras”	79
Figura 3.3. Esquema de maniobra en el circuito “MZ21 Bravo Paez”	83
Figura 4.1. Frecuencia (N) y tiempo (T) de los registros de fonoservicio según el tipo de evento.	95
Figura 4.2. Aporte anual de causas a los índices frecuencia (N) y tiempo (T).	99
Figura 4.3. Aporte anual de causas a los índices FES y DES	101
Figura 4.4. Aporte anual de causas M.T a los índices frecuencia (N) y tiempo (T).	105
Figura 4.5. Aporte anual de causas M.T a los índices CREG (FES y DES).	106
Figura 4.6. Valor a compensar de media tensión por circuito.	113
Figura 4.7. Valor a compensar total por circuito	114
Figura 6.1. Curva de demanda de CODENSA	184

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Documento de consignación	128
Anexo B. Documento de entrega de zona protegida	130
Anexo C. Formato para relación de maniobras	131
Anexo D. Formulario entrada de incidencias	132
Anexo E. Listado de código de causas	133
Anexo F. Formulario de validación de incidencias	136
Anexo G. Formulario de consulta de incidencias	137
Anexo H. Reporte de usuario ausente	138
Anexo J. Listado de código de causas de baja tensión	139
Anexo K. Infraestructura de los circuitos de la subestación Muzú	141
Anexo L. Diagrama unifilar de la subestación Muzú	142
Anexo M. Descripción de las consultas de la base de datos	143
Anexo N. Información para maniobras en el circuito UM23 (Tiguaque)	175
Anexo P. Esquema de maniobra en circuito UM23 (Tiguaque)	177
Anexo Q. Valor a compensar trimestral con índices de media tensión	178
Anexo R. Valor a compensar trimestral con índices totales	180
Anexo S. Comentarios a las resoluciones	182

# **1. REGLAMENTACION**

## **1.1 ANTECEDENTES DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN**

El Reglamento de Distribución de Energía corresponde a la Resolución CREG 070 de 1998, aprobada el 28 de mayo y publicada en el diario oficial el 10 de junio del mismo año. Dado que el reglamento de distribución se establece con base en las Leyes 142 y 143 de 1994, se presenta a continuación un breve resumen de los artículos de estas leyes relacionadas directamente con el reglamento, las cuales junto con las definiciones estipuladas en el glosario permitirán una mejor comprensión de las dos leyes.

### **1.1.1 Ley 142. Ley de servicios públicos domiciliarios.**

Esta ley, emitida el 11 de julio de 1.994, se aplica a los servicios públicos domiciliarios (acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural) y establece que el Estado puede intervenir, con el fin de garantizar entre otros:

- La calidad, continuidad y eficiencia del servicio.
- Ampliación de la cobertura (mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios).
- Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante
- Mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación.

De esta forma se tiene que todos los prestadores de servicios quedan sujetos a las regulaciones de las comisiones y al control, inspección y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos, ya que su función es velar por la

progresiva incorporación y aplicación del control interno en las empresas de servicios públicos vigilando que se cumpla con los criterios, evaluaciones, indicadores y modelos que definan las comisiones de regulación.

Cuando “quienes prestan servicios públicos” incumplan de manera reiterada a juicio de la Superintendencia, los índices de eficiencia, los indicadores de gestión y las normas de calidad definidas por ella, ésta podrá ordenar la separación de los gerentes o de miembros de las juntas directivas de la empresa de los cargos que ocupan, además, la Superintendencia podrá tomar posesión de una empresa cuando ésta no quiera o no pueda prestar el servicio público con la continuidad y calidad debidas; de igual manera, cuando sus administradores hayan rehusado dar información veraz, completa y oportuna a una comisión reguladora o a la Superintendencia dado que la CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas) tiene la facultad selectiva de pedir información amplia, exacta, veraz y oportuna a quienes prestan los servicios públicos, inclusive si sus tarifas no están sometidas a regulación; cuando sus administradores persistan en violar las normas a las que deben estar sujetos o incumplan contratos, de igual forma en caso de calamidad y perturbación del orden público o cuando sin ninguna razón los administradores no quisieren colaborar para evitar graves problemas a los usuarios y finalmente cuando la empresa entre en proceso de liquidación.

Por el incumplimiento o violación de estas normas a las que debe estar sujeta cada empresa, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios puede imponer las siguientes sanciones:

- Amonestación.
- Multas graduadas de acuerdo al impacto de la reincidencia. La empresa podrá repetir contra quienes hubiesen realizado los actos u omisiones que dieron lugar a la sanción.
- Orden de suspender de inmediato todas o algunas de las actividades del infractor y cierre de los inmuebles utilizados para realizarlos.
- Orden de separar a los administradores o empleados de los cargos que ocupan y prohibición de trabajar en empresas similares hasta por diez años.

- Toma de posesión en una empresa o la suspensión temporal y definitiva de sus autorizaciones y licencias.

Adicionalmente, las empresas de servicios públicos tienen derecho a construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos y la obligación de efectuar el mantenimiento y reparación de las redes locales, cuyos costos serán a cargo de la misma empresa; además, si una empresa de servicios públicos está incumpliendo con la continuidad del servicio la cual afecta los indicadores de gestión a los que debe estar sujeta, las instituciones financieras no pueden celebrar contratos con estas empresas para facilitarles recursos, mientras no acuerden un plan de recuperación con la comisión encargada de regularlas.

Esta prestación continua de un servicio de buena calidad, es la obligación principal de la empresa en el momento de adquirir un contrato de servicios públicos, y su incumplimiento se denomina falla en la prestación del servicio, la cual da derecho al usuario “desde el momento en que se presente la falla”, a las siguientes reparaciones\*: “Que no se le haga cobro alguno por conceptos distintos al consumo, o adquisición de bienes y servicios si la falla ocurre continuamente durante un término de 15 días o más dentro de un mismo período de facturación; además tiene derecho a la indemnización de perjuicios que en ningún caso se tasan en menos del valor de consumo de un día del usuario afectado por cada día en que el servicio haya fallado totalmente o en proporción a la duración de la falla, más el valor de las multas, sanciones o recargos que la falla le haya causado al usuario, más el valor de los gastos que el suscriptor o usuario haya incurrido para suplir el servicio.

Esta indemnización no procede cuando hay caso fortuito o fuerza mayor además no se considera como falla la suspensión para realizar reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos siempre y cuando se dé aviso amplio y oportuno al usuario, finalmente evitar perjuicios que se deriven de la inestabilidad del inmueble

---

\* Tomado de la Ley 142. Ley de servicios públicos domiciliarios

o del terreno, siempre que se haya empleado toda la diligencia posible dentro de las circunstancias para que el usuario haga valer sus derechos.”

Cada empresa tiene responsabilidades para con sus usuarios y demás empresas de competencia; por lo cual no se debe presentar abuso de la posición dominante la cual se refiere entre otras a las siguientes cláusulas:

- Las que excluyen o limitan la responsabilidad que corresponde a la empresa de acuerdo a las normas comunes; o a las que trasladan al suscriptor o usuario la carga de la prueba que esas normas ponen en cabeza de la empresa.
- Las que confieren a la empresa mayores atribuciones que al usuario en el evento de que sea preciso someter las controversias que surjan entre ellos.
- Las que limitan el derecho del usuario a pedir la resolución del contrato o perjuicios en caso de incumplimiento de la empresa.
- Las que limitan la obligación de la empresa a hacer efectivas las garantías de la calidad de sus servicios y de los bienes que entrega; y las que trasladan al usuario una parte cualquiera de los costos y gastos necesarios para hacer efectiva esa garantía.
- Las que impidan al usuario compensar el valor de las obligaciones claras que posea contra la empresa.

### **1.1.2 Ley 143. Ley eléctrica.**

Esta ley, emitida el 11 de julio de 1.994, se aplica a las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional; en ella el Ministerio de Minas y Energía, define los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente de los recursos energéticos del país y promueve el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

En esta ley se establece que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad; entendiéndose como eficiencia la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico, la calidad se refiere a que el servicio prestado debe cumplir los requisitos técnicos que se establezcan para él, además, el principio de continuidad el cual implica que el servicio se debe prestar aún en casos de quiebra, liquidación, intervención, sustitución o terminación de contratos de las empresas responsables del mismo, sin interrupciones diferentes a las programadas por razones técnicas, fuerza mayor, caso fortuito o sanciones impuestas al usuario por el incumplimiento de sus obligaciones, como también el principio de adaptabilidad el cual conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico; la neutralidad la cual exige un tratamiento igual para los usuarios sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social y características técnicas de la prestación del servicio al igual se quiere alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones del país para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población lo cual se entiende como el principio de equidad.

Finalmente, la solidaridad y redistribución del ingreso establece unos factores en el momento de diseñar el régimen tarifario para que los sectores de consumo de mayores ingresos ayuden a que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los consumos de electricidad que cubran sus necesidades básicas.

Con esta ley se asigna a la CREG entre otras la función de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía, para que por medio de esta vigilancia y mediante el contrato de concesión, la Nación, el Departamento, el Municipio o Distrito competente puedan confiar en forma temporal la organización, prestación, mantenimiento y gestión de cualquiera de las actividades del sector público de electricidad, a una persona

jurídica privada o pública la cual lo asume bajo la vigilancia y control de la entidad la cual no obsta para que el Ministerio de Minas y Energía así como otros organismos ejerzan sus facultades legales de regulación, fiscalización, control y vigilancia. Igualmente el concesionario del servicio debe sujetarse a las disposiciones legales que le sean aplicables y a lo dispuesto en el respectivo contrato de concesión como también debe reunir las condiciones que requiera el respectivo servicio de acuerdo con los reglamentos que expida el Ministerio de Minas y Energía.

En el momento de la entrada en vigencia de esta ley, las empresas que estén prestando el servicio de distribución de electricidad deben continuar haciéndolo en los mismos términos y condiciones dispuestas en el contrato de concesión, en donde se debe ver con claridad criterios técnicos de eficiencia, calidad, confiabilidad y seguridad de los sistemas de transmisión y distribución, la definición de los procedimientos para la planeación, expansión y operación de los mismos sistemas, es decir, definir las responsabilidades de todos y cada uno de los agentes que participan en el sistema eléctrico, como son los comercializadores, operadores de redes y los clientes, evitar la posición dominante que puede en algún momento llegar a ejercer los operadores de la red definiendo nuevos criterios y reglas de juego para la medición de consumos y prestación del servicio, que en conclusión es el fin por el cual se estableció el Reglamento de Distribución.

El Reglamento de Distribución está constituido por varios capítulos en donde establece criterios y procedimientos para la ejecución y operación de las conexiones las cuales definen las relaciones entre los clientes y los operadores, además, orienta a establecer criterios y procedimientos para la planeación, la expansión, la operación y el mantenimiento eficiente, de acuerdo con los diferentes niveles de tensión existentes en el país, los cuales facilitan la competencia en la generación y comercialización de electricidad, como también, establece criterios de calidad de la potencia y del servicio suministrado por los diferentes OR's, para dar garantías mínimas en estos aspectos a los usuarios, de

igual forma da criterios generales relacionados con la medición de los consumos de energía eléctrica y las características técnicas de la prestación del servicio de alumbrado público y finalmente define a quien es aplicable este reglamento, entre los que se encuentran los operadores de red, comercializadores, usuarios, generadores, plantas menores, cogeneradores, autogeneradores y responsables del servicio de alumbrado público.

Para los planes de expansión establece las obligaciones de los OR en lo relacionado con la expansión eficiente, económica y confiable; fija criterios para asegurar la expansión y niveles de cobertura de los STR's y/o SDL's, además precisa el alcance de las competencias de la Nación y demás entidades territoriales para celebrar contratos de concesión, en aquellos eventos en los cuales el OR no esté obligado a ejecutar la expansión de la red y la ampliación de la cobertura. De esta forma definen también las condiciones de conexión es decir los requisitos técnicos mínimos y de procedimientos para la planeación, diseño, construcción y puesta en servicio de las conexiones a la red, aplicable tanto a usuarios existentes como futuros, además, garantizar que las normas básicas para conexión sean las mismas para todos los usuarios dentro del área de servicio y asegurar que todos los OR's y los usuarios cumplan con las obligaciones para ejecutar los estudios necesarios con relación a las modificaciones y refuerzos requeridos para una nueva conexión o para modificar una existente y suscribir contratos de conexión.

Otro de los temas tratados en este reglamento es la operación de los sistemas de transmisión regional y distribución local en donde se establecen las obligaciones de los OR en lo relacionado con la expansión con el fin de proporcionar las regulaciones necesarias para asegurar el funcionamiento seguro, confiable y económico, dentro de estas regulaciones está el planeamiento operativo y la adecuada coordinación entre los diferentes agentes, para el planeamiento operativo, los OR's deben suministrar al centro de control respectivo la información prevista en el código de redes, de acuerdo con los horizontes de planeamiento

operativo allí estipulados, para tal fin, los OR's deben acogerse a los procedimientos que les sean aplicables.

## **1.2 ESTRUCTURA DE LA RESOLUCIÓN CREG 070 DE MAYO 28 / 98**

### **1.2.1 Principios y ámbitos de aplicación del Reglamento.**

El reglamento de distribución de energía eléctrica se desarrolla con base en los principios de eficiencia, calidad y neutralidad de la prestación del servicio de energía eléctrica establecidos por las Leyes 142 y 143 de 1994, de esta forma establece criterios para la planeación, expansión y operación de los STR's y/o SDL's determinando los procedimientos que definen las relaciones entre los diferentes usuarios de tales sistemas y sus correspondientes operadores.

### **1.2.2 Plan de expansión.**

Fija los criterios para asegurar la expansión y los niveles de cobertura de los STR's y/o SDL's, establece las obligaciones de los operadores de red (OR's), en relación con una expansión eficiente, económica y confiable de los STR's y/o SDL's, precisa el alcance de las competencias de la Nación y las demás entidades territoriales, para celebrar contratos de concesión, en eventos en los cuales el OR no esté obligado a ejecutar la expansión de la red y la ampliación de la cobertura, igualmente, define los procedimientos para el intercambio de información entre los OR's y entre estos y los usuarios.

### **1.2.3 Condiciones de expansión.**

Proporciona requisitos técnicos mínimos y procedimientos para la planeación, diseño, construcción y puesta en servicio de las conexiones a la red, tanto para usuarios existentes como futuros, además, garantiza que las normas básicas para conexión a un STR y/o SDL sean las mismas para todos los usuarios dentro del área de servicio del respectivo OR y para todos los OR's del país, adicionalmente, establece las obligaciones del OR y de los usuarios, para ejecutar los estudios

necesarios con relación a las modificaciones y refuerzos requeridos para una nueva conexión o modificar una existente y para suscribir contratos de conexión.

#### **1.2.4 Operación de los sistemas de transmisión regional y/o distribución local.**

Proporciona las regulaciones necesarias para asegurar el funcionamiento seguro, confiable y económico del sistema interconectado nacional (SIN) y de los STR's y/o SDL's, incluyendo el planeamiento operativo y la adecuada coordinación entre los diferentes agentes.

#### **1.2.5 Calidad de servicio de los sistemas de transmisión regional y / o distribución local.**

La calidad del servicio se mide en cuanto a la calidad de potencia suministrada referida a las perturbaciones y variaciones de estado estacionario de la tensión y corriente suministrada por el OR, y en cuanto a criterios de confiabilidad y continuidad del servicio. Se resalta que este trabajo se basa en estos criterios y por lo tanto la comprensión de este capítulo es primordial para el desarrollo del mismo. Sus objetivos básicos son: establecer criterios de calidad de la potencia y del servicio suministrado, con el propósito de dar garantías mínimas en estos aspectos a los usuarios, definir indicadores mínimos de calidad del servicio que se presta y establecer criterios de responsabilidad y compensación por la calidad del servicio prestado.

##### **1.2.5.1 Calidad de la potencia suministrada.**

La calidad de la potencia entregada, se relaciona con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente. De esta forma, se establecen los siguientes indicadores para medir la calidad de la potencia suministrada por un OR.

#### **1.2.5.1.1 Frecuencia.**

La frecuencia nominal del SIN es 60 Hz con un rango de variación de operación entre 59.8 y 60.2 Hz en condiciones normales de operación y en condiciones de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento entre 57.5 y 63.0 Hz por un período de tiempo de quince (15) segundos (Resolución CREG 025 de 1995). Se debe tener en cuenta que la responsabilidad de la frecuencia del SIN es del generador y por lo tanto no debería mencionarse como un indicador de la potencia que suministre un OR.

#### **1.2.5.1.2 Tensión.**

En un sistema bajo condiciones normales se recomienda que la tensión en los terminales del suministro no difiera de la tensión nominal en + 5% y – 10%, siendo definida la tensión nominal como el valor eficaz de tensión con el cual se designa un sistema o equipo y al cual se refiere determinadas características de operación (Norma NTC 1340).

#### **1.2.5.1.3 Armónicos de tensión y de corriente.**

El valor límite máximo de nivel armónico individual de voltaje es el 3% del valor fundamental, en tanto que la distorsión armónica total de voltaje THD se acepta en un nivel del 5% para sistemas que no presenten problemas importantes de resonancia (Norma IEEE 519). Aunque en otros países como en E.U esta exigencia no es una norma sino una recomendación ya que se considera que el fenómeno de los armónicos requiere el trabajo conjunto de distribuidores, fabricantes y clientes con el fin de mitigar sus efectos.

#### **1.2.5.1.4 Flicker.**

Mide las variaciones de tensión causadas fundamentalmente por cargas tales como hornos de arco, acerías y otros equipos de gran consumo, que usualmente se traducen en la distorsión de la onda de tensión.

#### **1.2.5.1.5 Factor de potencia.**

El factor de potencia inductiva de las instalaciones debe ser igual o superior a 0.90, además que en el caso en que una instalación viole este límite instale equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva; si la energía reactiva es mayor al 50% de la energía activa (kWh) consumida por un usuario, el exceso sobre este límite se considera como consumo de energía activa en el momento de determinar el consumo facturable (Resolución CREG 108/97).

Finalmente cuando se detecten fenómenos electromagnéticos que perjudiquen a los usuarios se debe buscar la causa del fenómeno y solucionarlo en un plazo no mayor a treinta (30) días hábiles, cuando el problema causado por un usuario sea grave e involucre a varios usuarios, se debe desconectar inmediatamente informando a la SSPD con dos (2) días hábiles de anticipación al corte.

#### **1.2.5.2 Instrumentos financieros para garantía de calidad de la potencia suministrada.**

El OR debe constituir un instrumento financiero por un valor igual, como mínimo, al cinco por ciento (5%) de los ingresos del OR del año inmediatamente anterior, el cual debe amparar a los usuarios conectados al sistema en los niveles de tensión II, III y IV por daños y perjuicios que se causen por el incumplimiento de los estándares de la calidad de la potencia suministrada. Cuando un usuario se vea perjudicado por una acción u omisión del OR, debe interponer el reclamo ante la empresa, quién debe responder dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su recibo. El OR puede asumir de manera directa la indemnización a que haya lugar, cuando considere que existen fundamentos suficientes, o remitir el reclamo a la entidad financiera que estuviere garantizando los daños y perjuicios.

### **1.2.5.3 Información sobre la calidad de la potencia suministrada.**

Los OR' s deben contar con equipos que permitan medir los estándares de calidad de la potencia suministrada. Este aspecto representa inconvenientes para el OR porque es factible monitorear el voltaje y la frecuencia, pero otros estándares como los transitorios y armónicos electromagnéticos son difíciles de supervisar, además procurar registrar todos los eventos resultaría bastante costoso.

### **1.2.5.4 Calidad del servicio prestado.**

Se presentan los indicadores para la medición de la confiabilidad del servicio y se establecen definiciones únicas de esos indicadores.

#### **1.2.5.4.1 Clasificación de las interrupciones del servicio de energía.**

- De acuerdo con la duración de las interrupciones. Se clasifican en instantáneas que son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es inferior o igual a un (1) minuto, transitorias son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es superior a un (1) minuto y menor o igual a cinco (5) minutos y temporales que son aquellas suspensiones del servicio de energía cuya duración es mayor a cinco (5) minutos.
- De acuerdo con el origen de las interrupciones. Se clasifican en no programadas que son aquellas interrupciones que obedecen a eventos no programados y programadas que son aquellas interrupciones que obedecen a eventos programados.

Para el cálculo de los indicadores que se definen más adelante no se tienen en cuenta:

- Interrupciones instantáneas
- Interrupciones por racionamiento de emergencia o programadas del Sistema Eléctrico Nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros eventos en generación y en el STN, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND.

- Interrupciones por seguridad ciudadana y solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes e interrupciones ó suspensiones del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos.

#### 1.2.5.4.2 Indicadores de calidad del servicio prestado.

Los indicadores de calidad del servicio prestado, así como los valores a compensar establecidos, se calculan mensualmente.

- Indicador de duración equivalente de las interrupciones del servicio (DES) para el período de transición. Es el tiempo total, medido sobre los últimos doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido en un circuito. Los OR's deben calcular el indicador DESc mensualmente para cada circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DESc = \sum_{i=1}^{NTI} t(i)$$

donde:

DESc: Sumatoria del tiempo en horas de las interrupciones del servicio en un circuito, durante los últimos doce (12) meses.

i: Interrupción i-ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción i-ésima.

NTI: Número total de interrupciones que ocurrieron en el circuito durante los últimos doce (12) meses.

- Indicador de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio (FES) para el período de transición. Mide la confiabilidad de un STR y/o SDL como el número de interrupciones que presenta un circuito durante los últimos doce (12) meses. Los OR's deben calcular el indicador FESc mensualmente para cada circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FESc = NTI$$

donde:

FESc es la sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un circuito, durante los últimos doce (12) meses y las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

- Indicadores de seguimiento de la calidad del servicio prestado. Los OR's, para efectos estadísticos y de diagnóstico, realizan un seguimiento de calidad media del servicio prestado por nivel de tensión, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$DES_n = \sum_{i=1}^{NTI} \left[ \frac{Ua(i)}{Un(i)} * t(i) \right]$$

$$FES_n = \sum_{i=1}^{NTI} \left[ \frac{Ua(i)}{Un(i)} \right]$$

donde:

DES<sub>n</sub>: Tiempo promedio por usuario, en horas, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

FES<sub>n</sub>: Frecuencia promedio por usuario, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

i: Interrupción i-ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción i-ésima.

NT: Número total de interrupciones que ocurrieron en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

Ua(i): Número total de usuarios afectados por la interrupción i-ésima en el nivel de tensión n.

Un(i): Número total de usuarios en el nivel de tensión n, en el momento de la interrupción i-ésima.

- Indicadores definitivos. Una vez finalizado el período de transición, la calidad del servicio prestado se mide a nivel de usuario individual con base en los siguientes Indicadores:
  - ❖ Indicador de duración equivalente de las interrupciones del servicio.

DESj: Duración acumulada en horas, de las interrupciones durante los últimos doce (12) meses para el usuario j.

❖ Indicador de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio (FES).

FESj: Número acumulado de las interrupciones durante los últimos doce (12) meses para el usuario j.

#### **1.2.5.4.3 Valores máximos admisibles de los indicadores y período de transición.**

Los valores máximos admisibles para los indicadores DESc y FESc durante el período de transición de tres (3) años son los siguientes:

Tabla 1.1. Valores máximos admisibles<sup>1</sup>

Indicador	Circuito	Año 1 (Año 2000)	Año 2 (Año 2001)	Año 3 (Año 2002)
DESc	Urbano y Rural	DESc1	DESc2	12 Horas
FESc	Urbano y Rural	FESc1	FESc2	18 Veces

- Los valores DESc1, DESc2, FESc1 y FESc2 no se definen en esta resolución.

Los usuarios individuales tienen derecho a solicitar al OR límites inferiores a los establecidos en la tabla 1.1, siempre y cuando asuman los mayores costos que conlleve esa reducción.

#### **1.2.5.4.4 Incumplimiento de los indicadores de calidad del servicio prestado.**

De acuerdo con lo establecido, existe falla en la prestación del servicio cuando se incumpla cualquiera de los Indicadores DES y FES. En este caso, se da lugar a la aplicación de sanciones mientras se estén incumpliendo los valores máximos admisibles.

<sup>1</sup> CREG. Reglamento de distribución de energía eléctrica. Santafé de Bogotá, 1998. p. 53:il

- Valor a compensar por el incumplimiento del indicador DES en el período de transición.

$$VCDc = [ (DESc-HCDc) - VMDESc ] \times CR \times DPc ]$$

donde:

VCDc: Valor a compensar por el incumplimiento del indicador DES del circuito c.

DESc: Indicador DES registrado para el circuito c, durante los últimos doce meses.

HCDc: Horas efectivamente compensadas por incumplimiento del Indicador

VMDESc: Valor máximo admisible para el indicador DES

CR: Costo del primer escalón de la función de racionamiento (definido por la UPME) actualizado al mes respectivo.

DPc: Demanda máxima promedio mensual del circuito c, calculada con la demanda máxima en kilowatios de los seis (6) meses anteriores al incumplimiento.

- Valor a compensar por el incumplimiento del indicador FES en el período de transición.

$$VCFc = [ (FESc-HCFc) - VMFESc ] \times [DESc/FESc] \times CR \times DPc ]$$

donde:

VCFc: Valor a compensar por el incumplimiento del indicador FES del circuito c.

FESc: Indicador FES registrado para el circuito c.

HCFc: Frecuencia de interrupción compensadas por incumplimiento del Indicador FES en el circuito c, durante los últimos doce meses.

VMFESc: Valor máximo admisible para el indicador FES de acuerdo con lo dispuesto en la Tabla 1.1. Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

Cuando para un mismo circuito c, se incumplan de manera simultánea los indicadores DESc y FESc, el OR compensa únicamente con el mayor de los dos valores resultantes. Para efectos de reconocer esta compensación por circuito, el

OR debe informar mensualmente a los comercializadores que atienden a los usuarios conectados al respectivo circuito, el valor a compensar, detallando los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas anteriormente.

El comercializador respectivo reconoce tales valores a cada uno de los usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, a prorrata de sus consumos, en la siguiente factura que se emita por el servicio, como un menor valor a pagar por parte de los respectivos usuarios. El comercializador descuenta los valores compensados a los usuarios del siguiente pago que tenga que hacerle al OR por el uso de su sistema.

Los valores compensados a los usuarios, los indicadores de calidad calculados y los valores máximos admisibles, a nivel de circuito ó de usuario según el caso, deben ser discriminados por el comercializador en la factura por el servicio. La compensación anterior no limita el derecho de los usuarios de reclamar ante el OR la indemnización de daños y perjuicios ocasionados por las interrupciones del servicio. Si en un año determinado, los valores a compensar por el OR superan el veinte por ciento (20%) de sus ingresos por cargos por uso correspondientes al año inmediatamente anterior, la SSPD entra a intervenir.

- Valor a compensar por el incumplimiento del indicador DES en el período definitivo.

$$VCDj = [ (DESj - HCDj) - VMDES ] \times CR \times [ CPMj / 730 ]$$

donde:

VCDj : Valor a compensar por el incumplimiento del indicador DES del usuario j.

DESj : Indicador DES registrado para el usuario j.

HCDj : Horas efectivamente compensadas por incumplimiento del indicador DES al usuario j, durante los últimos doce meses.

VMDES: Valor máximo admisible para el Indicador DES de acuerdo con lo dispuesto en la Tabla 1.1.

CR: Costo del primer escalón de la función de racionamiento (definido por la UPME) actualizado al mes respectivo.

CPMj: Consumo promedio mensual del usuario j, calculado con base en los consumos de los seis (6) meses anteriores al Incumplimiento.

730: Indica el número de horas promedio durante un mes calculado de la siguiente manera:

$$\frac{24\text{horas/día} * 365\text{días}}{12\text{meses/año}} = 730\text{horas/mes}$$

- Valor a compensar por el incumplimiento del indicador FES en el período definitivo.

$$VCFj = [ (FESj - HCFj) - VMFES ] \times [DESj / FESj] \times CR \times [CPMj / 730]$$

donde :

VCFj : Valor a compensar por el incumplimiento del indicador FES del usuario j.

HCFj: Frecuencia de interrupciones efectivamente compensadas por incumplimiento del indicador FES al usuario j, durante los últimos doce meses.

VMFES : Valor máximo admisible para el indicador FES.

FESj : Indicador FES registrado para el usuario j. Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

Cuando para un mismo usuario j, se incumplan de manera simultánea los Indicadores DESj y FESj, el OR compensa únicamente con el mayor de los dos (2) valores resultantes. Para efectos de reconocer esta compensación por usuario, el OR informa mensualmente a los comercializadores que atienden a los usuarios conectados a su sistema, el valor a compensar, detallando los valores de cada uno de las variables de las fórmulas descritas anteriormente. El comercializador respectivo reconoce tales valores a cada uno de los usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, en la siguiente factura que se emita por el servicio.

Si hay usuarios morosos, las compensaciones correspondientes a éstos se distribuyen entre todos los usuarios afectados por el incumplimiento, que se encuentren al día en sus obligaciones, a prorrata de los consumos que se están facturando. Las compensaciones resultantes se abonan como un menor valor a pagar por parte de los respectivos usuarios. El comercializador descuenta los valores compensados a los usuarios del siguiente pago que tenga que hacerle al OR por el uso de su sistema.

Los valores compensados a los usuarios, los indicadores de calidad calculados y los valores máximos admisibles, a nivel de circuito ó de usuario según el caso, deben ser discriminados por el comercializador en la factura por el servicio. Cada OR debe enviar trimestralmente a la SSPD una relación de los valores compensados a los comercializadores por este concepto, detallando los valores de cada una de las variables de las fórmulas de la misma manera descrita para el período de transición.

Si en un año determinado, los valores a compensar por el OR superan el veinte por ciento (20%) de sus ingresos por cargos por uso correspondientes al año inmediatamente anterior, la SSPD lo asimila como causal de intervención.

- Condiciones durante el período de transición. Para el cálculo de los indicadores DES y FES por circuito, los tiempos de duración y el número de interrupciones de cada circuito, comienzan acumularse a partir del 1o de enero del año 1999. Así mismo, deben reportar trimestralmente los valores acumulados a la SSPD y conservar registros en medio magnético por un período no inferior a tres (3) años.

Una vez definidos los valores DES y FES por parte de la CREG, para el período de transición, los OR deben compensar a los usuarios por el incumplimiento de los valores máximos admisibles, a partir del 1º de enero del año 2000.

- Registro de interrupciones. Todas las interrupciones de circuitos en niveles II, III y IV deben ser registradas en las subestaciones del OR. Las interrupciones

de transformadores de distribución y de circuitos de nivel I se contabilizan a partir del momento en que sea detectada por el OR, o que un usuario afectado dé aviso al OR respectivo. En caso de controversia entre el OR y los usuarios, la carga de la prueba será a cargo del OR.

- Vigilancia de la calidad. La vigilancia de la calidad la realizan los propios usuarios y la SSPD, cuando los usuarios soliciten su intervención, o de oficio.

### **1.2.6 Medida.**

Se dan las condiciones generales relacionadas con la medida entre los usuarios y las empresas comercializadoras, además los requisitos que deben tener los equipos de medida de energía activa, reactiva, indicadores de demanda máxima entre otros y su procedimiento de registro, prueba y sellado de los mismos.

Principalmente se establecen las condiciones generales relacionadas con la medida entre los usuarios y las empresas comercializadoras, además se exige que para las fronteras el equipo de medida para un punto de conexión debe colocarse de tal forma que el punto de medición esté lo más cerca posible del punto de conexión, considerando aspectos económicos y de seguridad de la instalación, esta parte es muy importante ya que un usuario pertenece al nivel de tensión al cual está conectado el equipo de medida para establecerle su tarifa. Estos equipos deben tener unas características generales de acuerdo con la conexión a la red, los medidores de energía activa y reactiva, lo mismo que los transformadores de corriente y tensión, se deben ajustar a las normas técnicas colombianas o internacionales vigentes correspondientes, de igual forma se necesitan unas características técnicas tales como que el acceso sea fácil para efectos de la lectura de los medidores y que el usuario sea libre de adquirir el equipo de medida en el mercado.

### **1.2.7 Alumbrado público.**

Aquí se establecen las características técnicas de la prestación del servicio de alumbrado público, el cual debe cumplir con la norma NTC 900, o cualquiera de las normas internacionales correspondientes, además se hace énfasis en que las instalaciones eléctricas y sus accesorios deben ser a prueba de agua y polvo.

### **1.2.8 Propiedad de los activos del sistema.**

Se establece que todo nuevo OR, debe presentar un estudio a la CREG en el cual se justifiquen los cargos por uso que pretende cobrar por la utilización de sus activos en el STR y/o SDL respectivo. Este estudio debe seguir la metodología establecida en la resolución CREG 099 de 1997, al igual se exige que un OR no puede remunerarse mediante cargos por uso hasta que la CREG no le haya aprobado los cargos correspondientes.

## **1.3 PRIMERA MODIFICACION: RESOLUCIÓN CREG 025 DE JUNIO/ 99**

Esta resolución fue emitida el 9 de junio de 1999, y establece los indicadores de calidad DES y FES para el año 1 del período de transición de que trata el Reglamento de Distribución (Resolución CREG 070), modificando algunas de sus normas.

### **1.3.1 Indicadores para el Período de Transición.**

Durante el período de transición, la calidad del servicio prestado se mide a nivel de circuito con base en los mismos indicadores mencionados en la resolución 070/98, teniendo en cuenta las siguientes modificaciones:

- Los indicadores de seguimiento se calcularán durante los años 2 y 3 del período de transición.
- Indicadores DESc y FESc por defecto. Cuando el OR no calcule los indicadores establecidos DESc y FESc o cuando el OR no realice los reportes establecidos en este reglamento relacionados con la calidad del servicio prestado, se calcularán mensualmente por defecto de la siguiente manera:

- ❖ El tiempo en horas de interrupción de cada circuito para cada mes del año 1999 es igual a la doceava parte de la meta, establecida, multiplicada por un factor de 1.6 y el número de interrupciones de cada circuito para cada mes de este mismo año será igual a la doceava parte de la meta establecida multiplicada por un factor de 1.6.
- ❖ El tiempo en horas de interrupción de cada circuito para cada mes del año 2000 es igual a la doceava parte de la meta establecida multiplicada por un factor de 3.2 y el número de interrupciones de cada circuito para cada mes del año 2000 es igual a la doceava parte de la meta establecida multiplicada por un factor de 3.2.

La aplicación de los indicadores por defecto no exonera a los OR's de sanciones que deba aplicar la SSPD por el incumplimiento en su determinación. Los usuarios tienen derecho a reclamar por los indicadores DES y FES reales que ellos puedan contabilizar.

### 1.3.2 Valores máximos admisibles de los indicadores y período de transición.

- Para el año 1 del período de transición.

Tabla 1.2. Modificación de los valores máximos admisibles<sup>2</sup> (VMA)

Grupo	X = Población (miles de habitantes)	VMA Año 1	
		DESc	FESc
1	$X \geq 100$ . Circuitos ubicados en cabeceras municipales.	30	60
2	$50 \leq X < 100$ . Circuitos ubicados en cabeceras municipales.	60	100
3	$X < 50$ . Circuitos ubicados en cabeceras municipales.	96	150
4	Circuitos ubicados en área no urbana del Municipio o Distrito.	168	200

<sup>2</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Valores máximos admisibles. Bogotá: CREG, 1.999. p, 5.

\* Para efectos de calcular los indicadores DESc y FESc, únicamente es necesaria la medida, del alimentador primario, en la respectiva subestación. Los indicadores DESc y FESc para transformadores de distribución se pueden calcular como la suma de los tiempos en horas de interrupción y el número de interrupciones, determinados con base en los reportes de novedades de los mismos, más los indicadores DESc y FESc del alimentador primario al cual está conectado el respectivo transformador.

\* La ubicación física de la subestación determina el grupo al cual pertenecen los circuitos correspondientes a alimentadores primarios, que se encuentran conectados a la misma. Para transformadores de distribución, el grupo a que pertenecen estos circuitos estará determinado por la ubicación física del transformador de distribución.

### **1.3.3 Período de transición Año 1**

El valor a compensar a los usuarios por el incumplimiento de los indicadores FES y DES durante el año 1 del período de transición se determina de acuerdo con las fórmulas establecidas en la resolución 070 realizando algunas variaciones en las definiciones del costo de racionamiento y de la demanda promedio.

- CR: Costo del primer escalón de la función de racionamiento (definido por la UPME) actualizado al mes respectivo. Para el primer año del período de transición será igual a la componente correspondiente al costo de racionamiento para el estrato cuatro (4) del sector residencial, utilizada por la UPME en el cálculo del costo del primer escalón de la función de racionamiento.
- DPc: Demanda del circuito c. Corresponde a la mayor demanda promedio mensual en kW que se presenta en los últimos seis (6) meses. Para transformadores de distribución, mientras no se tenga medida, la demanda es igual a la capacidad nominal (kW) del transformador. Si el OR cuenta con el vínculo usuario – transformador de distribución, la demanda se puede determinar con base en la medida de energía facturadas a los respectivos usuarios. Entendiendo como demanda promedio mensual en kW el cociente

entre la energía medida en el circuito c en el mes respectivo y el número total de horas del mismo mes.

Adicionalmente, cuando para un mismo circuito c, se incumplan de manera simultánea los Indicadores DESc y FESc, el OR debe compensar los dos (2) valores resultantes.

Para efectos de reconocer esta compensación por circuito, el OR debe informar mensualmente a los comercializadores que atienden a los usuarios conectados al respectivo circuito, el valor a compensar, detallando los usuarios afectados y los valores de cada una de las variables de las fórmulas. El comercializador respectivo debe reconocer tales valores a cada uno de los usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, en proporción a la energía consumida por los usuarios en los últimos seis (6) meses, en la siguiente factura que se emita por el servicio, como un menor valor a pagar por parte de los respectivos usuarios. El comercializador descuenta los valores compensados a los usuarios del siguiente pago que tenga que hacerle al OR por el uso de su sistema.

Aquellas empresas que no hayan identificado los usuarios conectados al respectivo circuito, inmediatamente se excedan los valores máximos admisibles establecidos en esta resolución, deben informar a la SSPD y a los comercializadores los circuitos que excedieron los valores máximos admisibles y sus Indicadores DES y FES. A partir de ese momento el OR tiene un plazo máximo de un (1) mes para informarle a los comercializadores que atienden a los usuarios conectados al respectivo circuito, el valor a compensar, detallando los usuarios afectados y los valores de cada una de las variables de las fórmulas. Los OR's deben constituir un patrimonio autónomo en una sociedad fiduciaria debidamente registrada y autorizada por la Superintendencia Bancaria, en la cual depositarán mensualmente los recursos correspondientes a las compensaciones, siempre y cuando no exista identificación plena de los usuarios conectados a un determinado circuito. Esta sociedad fiduciaria debe separar contablemente los recursos por circuito y realizar inversiones con los dineros recaudados, enviando

copia del respectivo reporte al OR y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Los costos de administración de los recursos provienen directamente de los mismos, por lo que el OR no tiene que asumir costos adicionales y los rendimientos financieros deben ser de los usuarios del respectivo circuito.

Sin embargo, una vez se cumpla el plazo máximo de un (1) mes con que cuenta el OR para informarle a los comercializadores lo que exige esta ley, el OR debe pagar intereses moratorios por cada mes adicional a la máxima tasa moratoria, sobre los recursos depositados en el patrimonio autónomo.

Una vez exista una identificación plena de los usuarios conectados a un determinado circuito, para disponer de los recursos del patrimonio autónomo, el comercializador respectivo debe reconocer tales valores a cada uno de los usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, en proporción a la energía consumida por los usuarios en los últimos seis (6) meses, en la siguiente factura que se emita por el servicio, como un menor valor a pagar por parte de los respectivos usuarios. Una vez entregadas las facturas a los usuarios afectados, los comercializadores deben dirigir una comunicación suscrita por el revisor fiscal y el representante legal, el cual determina el monto total compensado a los usuarios afectados por circuito.

Cada OR debe enviar trimestralmente a la SSPD una relación de los valores compensados a los comercializadores por este concepto, detallando en forma mensual los valores de cada una de las variables de las fórmulas. Así mismo, los comercializadores deben enviar trimestralmente a la SSPD, estableciendo en forma mensual, una relación de los valores aplicados en las facturas de sus usuarios.

#### **1.4 SEGUNDA MODIFICACION: RESOLUCIÓN CREG 089 DE DICIEMBRE/ 99**

Esta resolución fue emitida el 22 de diciembre de 1999, la cual modifica algunas normas de la Resolución CREG 070 / 98 y 025 / 99. Con relación a la clasificación de las interrupciones del servicio de energía para el cálculo de indicadores se excluirán:

- Las interrupciones con duración igual o inferior a tres (3) minutos.
- Eventos programados de activos pertenecientes al nivel de tensión 4, debidas a trabajos de expansión.
- Indisponibilidades originadas en eventos de fuerza mayor. El OR afectado por el evento de fuerza mayor, debe declarar oficialmente ante la SSPD la ocurrencia del mismo y es responsable por tal declaración. Así mismo, si se prevé que el evento tendrá una duración superior a los tres (3) días a partir de su ocurrencia, el OR tiene que informar a los usuarios antes de transcurridos dos (2) días de la ocurrencia del evento, mediante publicación en un diario que circule en la zona afectada, o en su defecto, en otro medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada”.

##### **1.4.1 Responsabilidad de los OR's cuando están conectados en serie para el año 1 del período de transición.**

El incumplimiento de los indicadores DES y FES a un usuario conectado a un STR y/o SDL, cuando en la cadena de prestación del servicio participan dos (2) o más OR's, es responsabilidad de los operadores de red involucrados. Esta responsabilidad puede ser acordada entre las partes, de no llegarse a un acuerdo, la responsabilidad de cada OR, en las compensaciones por incumplimiento de los indicadores DES y FES, será proporcional a su participación en cada indicador.

Para esto, cada operador de red debe compensar directamente a los usuarios y OR's conectados directamente a su STR y/o SDL, y factura al operador de red aguas arriba su participación en dichas compensaciones.

## 1.5 TERCERA MODIFICACIÓN: RESOLUCION 096 DE DICIEMBRE / 00

Esta resolución fue emitida en diciembre del 2000, la cual modifica algunas normas de la Resolución CREG 070 / 98, 025 / 99 y 089/99. Con relación a la clasificación de las interrupciones del servicio de energía para el cálculo de indicadores se excluirán:

- Las interrupciones con duración igual o inferior a tres (3) minutos y a partir del inicio del año 3 del período de transición no se tendrán en cuenta las interrupciones con duración igual o inferior a un (1) minuto.

### 1.5.1 Indicador de duración equivalente de las interrupciones del servicio (DES) para los años 2 y 3 del período de transición.

Es el tiempo total en que el servicio es interrumpido en un circuito. Los OR's deben calcular el indicador DESc mensualmente para cada circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DESc = \sum_{i=1}^{NTI} t(i)$$

donde:

DESc: Sumatoria del tiempo en horas de las interrupciones del servicio en un circuito, acumuladas mes a mes durante el tiempo transcurrido en cada uno de los trimestres: 1 de enero – 31 de marzo, 1 de abril – 30 de junio, 1 de julio- 30 de septiembre y 1 de octubre – 31 de diciembre.

i: Interrupción i-ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción i-ésima.

NTI: Número total de interrupciones que ocurrieron en el circuito, acumuladas mes a mes durante el tiempo transcurrido en cada uno de los trimestres: 1 de enero – 31 de marzo, 1 de abril – 30 de junio, 1 de julio- 30 de septiembre y 1 de octubre – 31 de diciembre.

### 1.5.2 Indicador de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio (FES) para el año 2 y 3 del período de transición.

Los OR's deben calcular el indicador FESc mensualmente para cada circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FESc = NTI$$

donde:

FESc: Sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un circuito, acumuladas mes a mes durante el tiempo transcurrido en cada uno de los trimestres: 1 de enero – 31 de marzo, 1 de abril – 30 de junio, 1 de julio - 30 de septiembre y 1 de octubre – 31 de diciembre.

### 1.5.3 Indicadores DESc y FESc por defecto para el año 2 y 3 del período de transición.

Para cada trimestre, se asumirá el indicador DESc por grupo establecido en la tabla 1.3. Para cada mes del trimestre respectivo se asumirá igual a un tercio de los valores establecidos y de esta misma manera se asumirá el indicador FESc.

Tabla 1.3. Valores máximos admisibles por defecto<sup>3</sup>

Grupo	DESc (Horas)	FESc (Interrupciones)
1	24	48
2	48	81
3	78	120
4	135	159

<sup>3</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 096. Bogotá : CREG 2.000, p. 13:il

#### 1.5.4 Valores máximos admisibles para el año 2 y 3 del período de transición.

Tabla 1.4. Valores máximos admisibles anuales<sup>4</sup>

Grupo	Año 2 <sup>*</sup>		Año 3 <sup>**</sup>	
	DES (Horas)	FES	DES (Horas)	FES
1	19	38	11	26
2	29	58	19	44
3	39	68	29	51
4	61	84	39	58

\* Año 2 período de transición: Indicador DES, en horas – años y FES, en interrupciones – años, para el período comprendido entre el 1 de Enero y el 31 de Diciembre del año 2001.

\*\* Año 3 período de transición: Indicador DES, en horas – años, y FES, en interrupciones – trimestre, para el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año 2002.

Los operadores de red deberán informar a la CREG y a la SSPD, mediante comunicación escrita, los valores máximos admisibles de los indicadores de calidad por grupo, para cada uno de los trimestres de los años 2 y 3 del período de transición. Estos valores máximos trimestrales deben ser únicos por empresa, cada DESc trimestral deberá estar en horas, cada FES trimestral en número entero y la suma de los valores trimestrales de cada año no podrá superar los valores máximos admisibles anuales (véase tabla 1.4). Si vencido el plazo mencionado, un operador no reporta los valores máximos admisibles trimestrales ó reporta valores que no cumplen con las condiciones establecidas, se asumen para los años 2 y 3 del período de transición, valores máximos admisibles trimestrales iguales a la cuarta parte de los valores anuales fijados por la CREG. A manera de ejemplo, en el caso de CODENSA S.A. ESP el operador de la red publicó los siguientes valores máximos admisibles para los indicadores DES y FES trimestrales para los años 2001 (véase tabla 1.5) y 2002 (véase tabla 1.6).

Tabla 1.5. Valores máximos admisibles año 2001<sup>5</sup>

Grupo*	Indicador DES (horas)					Indicador FES (interrupciones)				
	Trim.I	Trim.II	Trim.III	Trim.IV	Total	Trim.I	Trim.II	Trim.III	Trim.IV	Total
1	5.0	4.5	5.0	4.5	19	10	9	10	9	38
2	8.0	7.0	8.0	6.0	29	17	13	16	12	58
3	11.0	9.0	10.0	9.0	39	18	18	17	15	68
4	17.0	14.0	16.0	14.0	61	25	21	20	18	84

Tabla 1.6. Valores máximos admisibles año 2002<sup>6</sup>

Grupo*	Indicador DES (horas)					Indicador FES (interrupciones)				
	Trim.I	Trim.II	Trim.III	Trim.IV	Total	Trim.I	Trim.II	Trim.III	Trim.IV	Total
1	3.0	2.5	3.0	2.5	11	6	6	8	6	26
2	5.0	5.0	5.0	4.0	19	15	10	11	8	44
3	8.5	5.5	7.0	8.0	29	15	10	15	11	51
4	11.5	7.0	11.0	9.5	39	20	13	15	10	58

- El grupo está clasificado de acuerdo con la clasificación de la tabla 1.2.

### 1.5.5 Años 2 y 3 del período de transición

Para efectos de hacer efectivas las compensaciones por la calidad del servicio, el OR debe informar dentro de los quince (15) primeros días calendario de cada mes a cada uno de los comercializadores que atienden usuarios conectados a su STR y/o SDL el listado de usuarios del comercializador indicando para cada uno el número de identificación del usuario, el código del circuito al cual pertenece el usuario, número del grupo al que pertenece el circuito y los indicadores DES y FES del circuito al que pertenece el usuario correspondientes al mes inmediatamente anterior al igual que las interrupciones no consideradas en el cálculo de los mismos.

Si cumplidos los quince primeros días de cada mes el OR no ha reportado la información de calidad del mes anterior, se le calculan los indicadores por defecto. Igualmente cuando el OR no reporte el número del grupo del circuito al que pertenece el usuario se le aplicarán los indicadores por defecto del grupo 4 y como valor máximo admisible el correspondiente al grupo 1.

<sup>4</sup> Ibid, p. 15:il

<sup>5</sup> Valores máximos admisibles tomados directamente de CODENSA S.A E.S.P para el año 2001.

<sup>6</sup> Valores máximos admisibles tomados directamente de CODENSA S.A E. S. P, para el año 2002.

### 1.5.6 Valor a compensar

El comercializador para cada uno de sus usuarios, dentro de los primeros veinticinco (25) primeros días calendario del mes siguiente a la finalización de cada uno de los trimestres sobre los cuales se evalúan los indicadores, calcula el valor a compensar de acuerdo con la siguientes fórmulas:

- Para el indicador DES:

$$VCDc = [ DESc - VMDESc ] \times CI \times DPc$$

donde:

VCDc: Valor a compensar por el incumplimiento del indicador DES del circuito c.

DESc: Indicador DES del circuito c, reportado al comercializador por el OR.

VMDESc: Valor máximo admisible para el indicador DES fijado por la CREG.

CI: Costo estimado de la energía no servida; el cual es igual a 265.2 \$/kWh, \$ Colombiano del 30 de noviembre de 1997. Este valor se deberá actualizar al mes en el cual se efectúa la compensación utilizando el índice de precios al consumidor nacional reportado por el DANE.

DPc: Demanda Promedio. Demanda promedio (en kW) del usuario durante los últimos doce (12) meses. Entendiendo la demanda promedio del usuario como el cociente entre la energía facturada (kWh) a este durante los doce meses anteriores al momento de calcular la compensación y el número total de horas del año. Si el usuario no ha sido atendido por el comercializador durante la totalidad del último año, la energía facturada durante el período atendido por el comercializador se debe dividir entre las horas correspondientes a la fracción del año durante la cual fue atendido.

- Para el indicador FES:

$$VCFc = [ FESc - VMFESc ] \times [ DESc / FESc ] \times CI \times DPc$$

donde:

VCFc: Valor a compensar por el incumplimiento del indicador FES del circuito c.

FESc: Indicador FES registrado para el circuito c.

VMFESc: Valor máximo admisible para el indicador FES fijado por la CREG. Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

El valor total a compensar a cada usuario corresponde al mayor valor entre VCDc y VCFc.

## 1.6 SEGUIMIENTO COMPARATIVO A LAS MODIFICACIONES DE LAS RESOLUCIONES

De acuerdo con la reglamentación explicada en los numerales anteriores, se realiza un paralelo entre las diferentes resoluciones, con el fin de comparar las exigencias de cada una de ellas como se puede apreciar en la tabla 1.7.

Tabla 1.7 Comparación entre resoluciones de valores a compensar

Resolución	Período	Indices a nivel de:	Valores Máximos Admisibles (VMA)	Valores a Compensar
070/98	Transición	Circuito	Años 2000 y 2001: sin definir Años 2002: 12 horas y 18 veces	Mayor valor entre FES y DES
	definitivo	Usuario	Año 2003 en adelante: sin definir	Mayor valor entre FES y DES
025/99	Transición	Circuito y de transformador	Año 2000: Según población (X): X >= 100.000 hbtes en cabeceras municipales: 30h y 60 v 50.000 <= X < 100.000 en cabeceras municipales: 60h y 100v X < 50.000 en cabeceras municipales: 96 h y 150v Zona rural: 168 h y 200 v Año 2001: sin definir Año 2002: 12 horas y 18 veces (idem 070/98)	Suma de la compensación por FES y DES
	definitivo	Usuario	Año 2003 en adelante: sin definir	
089/99	Transición	Circuito y de transformador	Idem 025 / 99	Suma de la compensación por FES y DES
	definitivo	Usuario	Año 2003 en adelante sin definir	
096/00	Transición	Circuito	Año 2001: Grupo 1: 24 h y 48 v Grupo 2: 29 h y 58 v Grupo 3: 39 h y 68 v Grupo 4: 61 h y 84 v Año 2002: 11 h y 26 v 19 h y 44 v 29 h y 51 v 39 h y 58 v	Mayor valor entre FES y DES
	definitivo	Usuario	Año 2003 en adelante: sin definir	

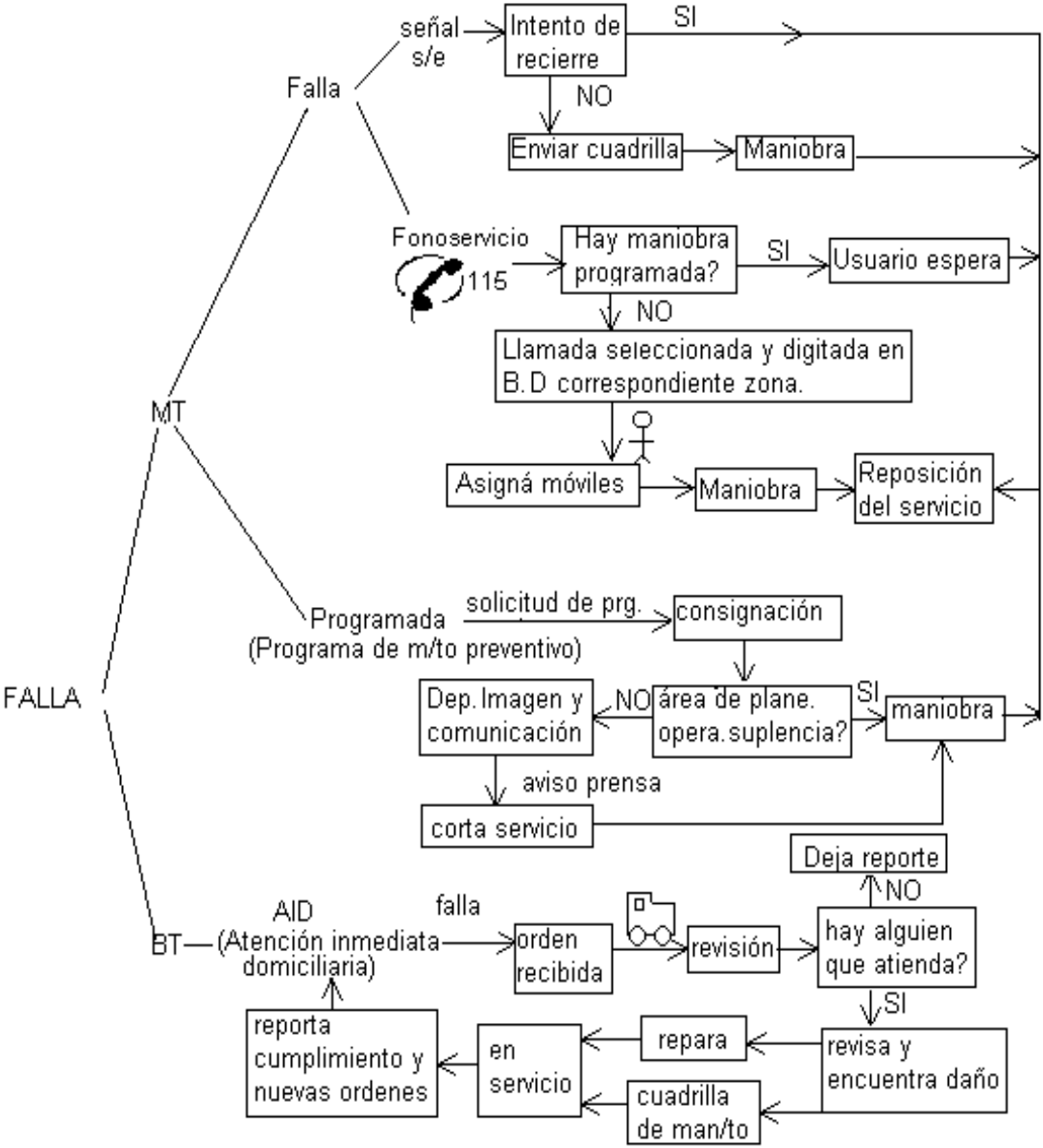
Tabla 1.8 Comparación entre resoluciones de eventos que se excluyen

Resolución	Período	Eventos que se excluyen	Indicadores por defecto
070/98	Transición	<= 1 minuto	No existe el concepto
	definitivo		
025/99	Transición	<= 1 minuto	Para cada circuito: Año 1.999: 1,6 el VMA de FES y DES Año 2.000: 3,2 el VMA de FES y DES
	definitivo		No define
089/99	Transición	<= 3 minutos programados de expansión en el nivel 4 (> 62 kV) fuerza mayor (imprevisibles e irresistibles)	Idem 025 / 99
	definitivo		
096/00	Transición	<= 3 minutos a partir del año 2002 <= 1 minuto	Para los años 2001 y 2002: Grupo 1: 24 h y 48 v Grupo 2: 48 h y 81 v Grupo 3: 78 h y 120 v Grupo 4: 135 h y 159 v
	definitivo	No definidos	

## 1.7 COMENTARIOS A LAS RESOLUCIONES

El autor desea expresar algunos comentarios personales referentes a los problemas que tienen los operadores de la red durante el cumplimiento de las exigencias de cada una de las resoluciones, los cuales se consideran importantes y que por tanto se incluyen en el anexo S.

## 2. PROCESO ADQUISICIÓN DE DATOS



**Figura 2.1 Procedimiento general de falla**

## 2.1 PROCEDIMIENTO DE REPOSICIÓN DEL SERVICIO EN CASO DE FALLAS EN MEDIA TENSIÓN

En el momento en que se presenta la falla en media tensión los tableristas<sup>9</sup> se enteran por medio de las señales visuales y sonoras existentes en las celdas de distribución. Inmediatamente proceden a reportar al centro de control por medio de la comunicación punto a punto o radio teléfono en donde el operador de la red recibe este comunicado y lo verifica por medio del sistema SCADA<sup>10</sup>.

En el momento de reportarse la falla y quedar abierto el circuito, se realiza un intento de recierre al circuito en falla. Normalmente después de transcurridos 3 minutos, si la falla es transitoria al hacerle el intento el circuito intercala y queda en servicio; en el caso en que no intercale, el operador que se encuentra ubicado en el centro de control debe enviar una cuadrilla o móvil disponible para la zona en donde se presenta el daño, el cual debe permanecer en constante comunicación con el operador de la red hasta que se termine la maniobra es decir hasta que todos los usuarios del circuito queden con servicio.

Para ubicar la falla, los cuadrilleros realizan diferentes seccionamientos haciendo un intento de cierre al interruptor en la subestación por cada seccionamiento hasta ubicar la falla, dejando aislado el tramo del circuito en falla y dando suplencia si es posible, al resto de usuarios; esta verificación de suplencias se realiza también con el centro de control por medio de los diagramas unifilares los cuales deben permanecer actualizados ya que constantemente se hace el levantamiento de redes.

Durante la realización de la maniobra el operador debe recolectar todos los datos que se necesitan para llenar el reporte o planilla en el sistema gestión de incidencias (SGI), estos datos corresponden a la carga en el momento de la interrupción, la fecha y hora de apertura, causa de falla (véase anexo E), elemento

---

<sup>9</sup> Persona encargada de los equipos de medición y el buen funcionamiento de la subestación.

<sup>10</sup> Software especializado utilizado para localizar puntos de falla.

averiado, dirección y cierre de la maniobra, para ser digitadas en el sistema llenando el soporte correspondiente.

Otra forma de reporte de estas interrupciones que se presentan por falla es a través del Departamento de Fonoservicio, este dispone de una línea telefónica a la cual tienen acceso todos los usuarios (marcando el número 115), esta línea tiene conexión directa con la red de emergencia compuesta por la policía y bomberos entre otras entidades que brindan seguridad, para que en el momento en que a estas entidades se les presente una emergencia como en el caso de un incendio, lo reporten de inmediato al centro de control en donde se verifica la presencia de red de media tensión en la zona de emergencia para proceder de inmediato a abrir el circuito que pasa por allí.

A través de esta línea se reciben los reportes de interrupciones dados por los usuarios, en donde se les informa si existe algún tipo de maniobra programada la cual se consulta a través de la respectiva consignación dando una aproximación de la duración; también se da información sobre eventos no programados es decir ocasionados por fallas en el sistema de distribución, informando a los interesados el tiempo estimado de restablecimiento del servicio en el momento en que se identifica el daño. Si no se presenta ninguno de los anteriores casos ocasionados en M.T, se selecciona la llamada y es digitada en una base de datos, la cual direcciona la información a la respectiva zona de B.T, dándole al usuario un número consecutivo por medio del cual puede hacer reclamo si transcurridas 24 horas no se le ha colocado en servicio.

Esta información es recibida por una persona encargada de clasificarla y asignarla a los correspondientes móviles, los cuales son confirmados por medio de una línea telefónica llamada atención inmediata en donde consignan la información en una base de datos. En el momento en que el móvil recibe la información empieza la realización de las maniobras en B.T.

## 2.2 PROCEDIMIENTO PARA EVENTOS PROGRAMADOS EN MEDIA TENSIÓN

Este procedimiento es necesario, para entender la clasificación de los resultados en los eventos de media tensión que se encuentran en el capítulo 4 de este mismo documento.

Estos eventos corresponden a un programa de mantenimiento preventivo en donde el área de distribución hace constantemente seguimiento a los circuitos para verificar si se necesita cambio de redes o estructuras de M.T de acuerdo con los índices presentados, dando prioridad a los índices (FES y DES) de mayor valor durante el período de análisis. Para la realización de estos mantenimientos existen diferentes áreas o divisiones administrativas, las cuales adquieren responsabilidades sobre los trabajos programados dependiendo su ubicación. Las áreas son las siguientes:

- División de Distribución Urbana: Se responsabiliza por los eventos que se presenten en los circuitos localizados en la zona de Bogotá, que a su vez se divide en 3 subzonas:
  - ❖ Urbana Norte
  - ❖ Urbana Centro
  - ❖ Urbana Sur
- División de Distribución Rural: Se responsabiliza por los eventos que se presenten en los circuitos localizados fuera de Bogotá (conocida como zona rural) y se divide en 4 subzonas:
  - ❖ Rural Norte
  - ❖ Rural Sur
  - ❖ Rural Sabana
  - ❖ Rural Occidente
- División de Ingeniería y Obras: Se encarga de los eventos necesarios para realizar expansión y reconfiguración de los circuitos de M.T.
- División Mantenimiento en Líneas y Subestaciones: Se encarga de realizar la supervisión de los equipos de control y de potencia.

- Proyecto PIMT (Proyecto de Inversión de Media Tensión): Se encarga de la normalización de las redes en los barrios subnormales.
- Proyecto de Normalización: Como su nombre lo indica se encarga de la normalización en toda el área de influencia de CODENSA S.A. ESP.

Cada una de estas áreas debe diligenciar una solicitud de programación de maniobras y entregarla al área de planeamiento operativo, encargado de recibir el requerimiento de trabajos a realizar, coordinar y programar estas maniobras con el centro de control verificando que se realice con el menor número de interrupciones y la posibilidad de dar suplencia con otro circuito; en caso que no haya la posibilidad, se debe hacer el reporte correspondiente al Departamento de Imagen y Comunicación el cual realiza los trámites para publicar el correspondiente aviso de prensa con una semana de anticipación a la programación del corte.

Adicionalmente el centro de control envía mensajes vía bipper a los clientes industriales que serán afectados durante el evento, con el fin de informarlos acerca de los cortes o interrupciones que se van a realizar para que programen sus actividades de manera que afecte lo menos posible su producción; además por medio del sistema gestión descargos<sup>11</sup> se da a conocer la programación a otras áreas con el fin de aprovechar al máximo los cortes y disminuir el número de intervenciones.

Los trabajos programados generan cambios en la red como nuevas cargas, cambio de calibres de conductores, modificaciones de ruta de los circuitos, etc, cambios que quedan registrados en la solicitud de programación de la maniobra que se ha entregado al centro de control. Todas estas novedades son enviadas al Departamento de Gestión de Datos donde se realiza la correspondiente actualización en la base de datos del sistema de información de distribución manteniendo de esta manera información actualizada de la infraestructura y circuitos que pertenecen a la empresa.

### 2.2.1 Consignaciones

Para cada evento programado se genera una consignación. La consignación es el proceso mediante el cual se planea y ejecuta un trabajo en una instalación o equipo del sistema eléctrico. Una vez terminado el trabajo, se restablece el equipo a su estado original, toda programación de trabajos debe estar respaldada por un documento de consignación.

Una instalación o equipo está en consignación cuando el CRD o CLD delega al “responsable de la consignación en el lugar de trabajo” para iniciar los correspondientes trabajos ya sea con equipo energizado o desenergizado, una vez creadas las zonas protegidas, de trabajo y de seguridad. Para consignación con equipo desenergizado, se debe crear la zona protegida y zona de trabajo, para consignación con equipo energizado, se debe delimitar la zona de seguridad.

La zona protegida se conoce como la zona en la que todos sus límites están definidos previa verificación de la ausencia de tensión, por conexiones adecuadas de puesta a tierra y en cortocircuito. La zona de trabajo es la zona de manipulación es decir el sitio exacto donde se realiza el trabajo y puede coincidir total o parcialmente con la zona protegida de una instalación o equipo en consignación.

A continuación se describe el proceso realizado para ejecutar una consignación, el cual es importante para distinguir entre los eventos programados y los eventos por falla, para realizar las correspondientes exclusiones establecidas en la reglamentación:

- Diligenciar completamente el documento de consignación (véase Anexo A) con los nombres y firmas de la persona solicitante, el jefe de la dependencia solicitante y el responsable de la consignación en el lugar de Trabajo. El solicitante debe definir exactamente la instalación o equipo a consignar, reflejándola en un diagrama unifilar en el “documento de consignación”,

---

<sup>11</sup>Sistema de CODENSA que almacena los avisos de prensa publicados para cada maniobra.

indicando la posición (abiertos o cerrados) de los elementos de corte, seccionamiento y puesta a tierra. Es importante al realizar la programación de la consignación tener en cuenta en el caso de cerrar el circuito en servicio parcial incluir los puntos físicos o códigos de los seccionamientos y de suplencia con el fin de identificar los usuarios (centros de distribución o transformadores) que son afectados.

- Una vez diligenciado este documento de consignación, se debe remitir al Departamento de Planeamiento Operativo en la semana N° 1 (de acuerdo con el calendario para solicitud y aprobación de consignaciones) teniendo como plazo máximo el día viernes de dicha semana.
- El Departamento de Planeamiento Operativo entrega a los solicitantes o a los “responsables de la consignación en el lugar de trabajo” dos copias del documento de consignación aprobadas con la firma del Jefe, el día y hora programados para la ejecución de la consignación aprobada, el “responsable de la consignación en el lugar de trabajo” quien establece comunicación por radio o teléfono operativo (punto a punto) con el “responsable de la consignación en el CRD o CLD”.
- Una vez cotejados los documentos de consignación entre los responsables de la consignación, el CRD y/o CLD se lleva a cabo la puesta en consignación de la línea de transmisión o circuito de M.T. según sea el caso. Antes de iniciar cualquier trabajo ya sea por consignación con equipo desenergizado o energizado, el “responsable de la consignación en el lugar de trabajo”, debe hacer delimitar la “zona de seguridad” en el área donde se van a realizar los trabajos.
- El “responsable de la consignación en el lugar de trabajo” entrega a los jefes de trabajo el documento de entrega y devolución de zona protegida (véase Anexo B), explicándoles claramente sobre el terreno la situación en que queda la instalación o equipo y la “zona protegida”.
- A continuación el “responsable de la consignación en el lugar de trabajo ordena al jefe de trabajo crear la “zona de trabajo”. Para ello el jefe de trabajo siempre debe verificar la ausencia de tensión sobre el equipo a intervenir, delimitar la

“zona de seguridad” y verificar el cumplimiento de las normas de seguridad, como son:

- ❖ Apertura de los aparatos de corte
  - ❖ Bloqueo y señalización de los aparatos de corte
  - ❖ Verificación de la ausencia de tensión
  - ❖ Instalación de puestas a tierra y en cortocircuito
  - ❖ Señalización y delimitación de la zona de trabajo
- Finalizados los trabajos, el “responsable de la consignación en el lugar de trabajo” se comunica por radio o teléfono operativo (punto a punto) con el centro de control e informa sobre la finalización de éstos al “responsable de la consignación”, luego se autoriza retirar la zona de trabajo y zona protegida al “responsable de la consignación en el lugar de trabajo”.
  - El “responsable de la consignación” confirma que no hay personal trabajando en el equipo o instalación consignada y procede a normalizar el mismo, retirando las correspondientes señalizaciones ("No energizar ", "No operar ") en los tableros de control u operación de las subestaciones, para ordenar la energización dando por finalizada la consignación.

Todas las solicitudes de consignación aprobadas deben ejecutarse dentro de los horarios programados. En caso que el inicio de la maniobra se demore más de 15 minutos, se da por cancelada la consignación.

## **2.3 PROCEDIMIENTO PARA EVENTOS EN BAJA TENSIÓN**

### **2.3.1 Atención Inmediata Domiciliaria**

En el momento en que se recibe la orden el móvil va al sitio de falla para revisar el daño y posteriormente llenar la planilla o reporte de falla con los siguientes datos:

- Fecha y hora de llamada
- Fecha y hora de recibo de la llamada en la zona correspondiente
- Fecha y hora de inicio de la maniobra
- Fecha y hora de la terminación de maniobra

- Observación de la causa de falla, lo cual queda como soporte escrito, ya que estas planillas no son digitadas, ni procesadas como si se realiza con los eventos de M.T.
- En el anexo C se puede observar la información que diligencia cada cuadrilla para llevar la relación de las maniobras realizadas.

Por medio de este formato nos damos cuenta como es el proceso para realizar este tipo de maniobras: El móvil recibe los datos del número de la orden asignada por la persona encargada de recibir la llamada en el Departamento de Fonoservicio y la hora de la llamada al 115, además, la dirección y el teléfono de la persona que llamó a hacer el reclamo y la correspondiente codificación que realiza Fonoservicio dependiendo del daño que reporte el usuario.

La codificación está determinada por los números del 1 al 11 donde:

- 1 es daño residencial
- 2 es daño alternado
- 3 es sector sin servicio
- 4 es rotación invertida
- 5 es servicio parcial
- 6 es fluctuación de voltaje
- 7 es daño en alumbrado público
- 8 líneas rotas
- 9 es un poste chocado o estrellado
- 10 es tapa rota
- 11 que corresponde a otros daños que no se encuentran dentro de la codificación ya que no son muy comunes.

Luego que el móvil recibe los datos de estas llamadas hace la revisión a cada una de las direcciones. Si en el momento en que el móvil realiza la visita no encuentra ninguna persona que le atienda, se le deja un reporte (véase anexo H) y cuando la cuadrilla puede realizar la revisión y encuentra el daño procede a repararlo.

En caso que la magnitud del daño sea tal que amerite la intervención de cuadrillas de mantenimiento o que corresponda a otra zona o a trabajos que no pueda realizar, el grupo de atención inmediata se realiza el respectivo reporte al área correspondiente. Según los daños encontrados la cuadrilla debe codificarlos de acuerdo con el listado de unidades básicas de atención de la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Listado de unidades básicas de atención<sup>12</sup>

Código	Descripción
1	Cambio de fusible de MT estructura aérea
2	Cambio de fusible de MT subestación de local
3	Cambio de fusible de MT subestación capsulada
4	Cambio de fusible de MT subestación pedestal
5	Cambio de cortacircuitos
6	Arreglo o cambio de derivaciones en MT
7	Prueba y regulación de transformador
8	Arreglo o cambio de salidas de B.T en transformador
9	Arreglo de red de B.T
10	Arreglo conexión
11	Cambio de acometida B.T
12	Puntear equipo de medida en B.T
13	Prueba y determinación de daño interno
14	Daño diferente a atención inmediata
15	Visita sin actuación
16	Dirección inexistente

Al terminar con las ordenes asignadas el móvil se comunica nuevamente con el operador de la zona e informa sobre el cumplimiento de las mismas, para tomar ordenes nuevas.

## 2.4 EXPERIENCIA EN TERRENO

Durante la verificación de este proceso se realizaron algunas salidas a terreno para comprobar la veracidad de esta información, por lo tanto se realiza una breve descripción de la experiencia vivida durante esta salida.

<sup>12</sup> Listado elaborado por los cuadrilleros de CODENSA S.A E.S.P y suministrado por ellos mismos durante el trabajo realizado en terreno.

La cuadrilla de atención inmediata está compuesta por un operario (persona que realiza los arreglos) y un cuadrillero que es la persona encargada de conducir el vehículo que por lo general es una camioneta estaca de doble transmisión dotada de herramientas livianas tales como: alicates, destornilladores, ponchadora (asegura el conector al conductor), zunchadora (asegura la cinta Band - it o cinta metálica que puede reemplazar las abrazaderas), escalera y malacates (retensionamiento de los conductores en la red) entre otros. Por lo anterior se observa una limitación en el tipo de trabajos a realizar por estas cuadrillas dado que en el caso de necesitar realizar trabajos de gran dimensión como cambios de transformadores, de postería, de cables o empalmes se crea la necesidad de reportar estos cambios a las zonas de mantenimiento para su respectiva programación y realización mediante cuadrillas con capacidad para este tipo de trabajos.

Durante esta salida se encontraron los siguientes casos:

- Un daño en la instalación interna de una casa en el cual no se puede actuar porque este tipo de daño según la empresa corresponde al usuario.
- Un poste del alumbrado público inclinado por causa de un golpe suministrado por un auto, lo cual le hace perder estabilidad poniendo en peligro las vidas de los peatones y la infraestructura de casas ubicadas cerca al poste averiado. Este daño se reporta al centro de control para realizar la programación respectiva, ya que el aspecto o las condiciones en que se encuentra no es de atención inmediata. En caso de presentar posibilidad de caer, el centro de control da prioridad a este evento dejando un móvil disponible para realizar la maniobra correspondiente.
- Un daño en la acometida de B.T de una casa. El conductor que poseía era de un calibre muy delgado y en el momento en que se presentaban lluvias o vientos producía corto circuito. Esta falla ya estaba detectada por otro móvil quedando pendiente para el cambio del conductor, ya que este lo suministra el usuario y por lo tanto en el momento en que el usuario obtenga el material

debe llamar nuevamente a la empresa para que la cuadrilla correspondiente se desplace a realizar este cambio.

- En una casa en el sur de la ciudad se encuentra que el conductor del neutro de la acometida está haciendo mal contacto ya que por su antigüedad el material pierde propiedades hasta romperse quedando sin corriente de retorno y algunas secciones de la casa con fluctuaciones de voltaje. El usuario suministró el material y se procedió a su respectivo cambio.
- Finalmente en la Av. Caracas con quinta se presenta un caso repetitivo en donde la acometida es subterránea y el cable que se encuentra realizando la bajada está a la intemperie siendo robado constantemente dejando usuarios sin servicio, en este caso se colocó nuevamente el conductor con el fin de dar servicio y se sugirió la elaboración de una carta con destino a la empresa con el fin de que se realice el cambio de esta red a subterránea para que este conductor no siga quedando a la intemperie.

La información de estas maniobras se almacena en una base de datos llamada Gestión Reclamos (véase numeral 2.5.1.4). En esta base se guarda pero no se interpreta ni procesa la información, ya que los eventos de B.T que no ocasionan apertura del interruptor de cabecera no se están tomando en cuenta para el cálculo de los índices de calidad (FES y DES), desde este momento empieza el nuevo aporte que traerá este proyecto para la empresa CODENSA.

## **2.5 PROCESO DE REGISTRO DE INTERRUPCIONES PARA LOS ÍNDICES CREG (FES y DES)**

Este proceso es una descripción de las herramientas que posee CODENSA, para calcular los índices CREG de M.T para el período de transición, las cuales se tomaron como herramienta de trabajo básica para la construcción de la base de datos que calcula los índices CREG con eventos M.T más B.T para el período definitivo.

### **2.5.1 Obtención y validación de la información**

El Departamento de Operación de la Red registra todas las interrupciones de M.T (en planillas y en medio magnético) y entrega esta información al Departamento Calidad del Servicio para su correspondiente validación. Esta validación consiste en revisar:

- El circuito en el cual sucedió la interrupción
- La fecha y hora interrupción
- La fecha y hora de reposición
- Los seccionamientos realizados
- El código de causa para que esté de acuerdo con la observación que da el móvil que atendió y realizó el trabajo con el fin de reponer el servicio.
- Los puntos físicos involucrados pertenezcan a la zona afectada, de acuerdo con la información actualizada. Estos puntos físicos corresponden a la información georeferenciada de los diferentes elementos de la red.
- La corriente en el momento de la interrupción.
- El código del circuito.
- Secuencia lógica de maniobras.

Para realizar la validación en eventos de M.T, el Departamento de Calidad del Servicio cuenta con recursos como son: consultas al Sistema de Información de Distribución SID (véase numeral 2.5.1.1), Sistema Gestión de Incidencias SGI (véase numeral 2.5.1.2) y el ARCVIEW (véase numeral 2.5.1.3), adicionalmente para el trabajo realizado con los eventos de B.T se utilizó el Sistema Gestión Reclamos GRE (véase numeral 2.5.1.4).

#### **2.5.1.1 Software SID**

De este software se utiliza la parte llamada GISCON que es una rutina de consulta por medio del cual se obtiene la ubicación gráfica de un punto físico o seccionamiento de la red, el cuál es necesario conocer para efectos del cálculo de los índices CREG (FES y DES).

En esta rutina se presenta el listado de subestaciones, que al ser seleccionada nos muestra los circuitos de M.T que pertenecen a cada una de estas. Además, dándole el nombre del circuito nos muestra toda su trayectoria con los elementos que se seleccione como puntos físicos, número de los transformadores, número de los seccionamientos entre otras características disponibles para seleccionar. Esta parte del programa es muy importante en el trabajo realizado por el Departamento Calidad de Servicio ya que agiliza y optimiza la búsqueda de la información, porque sin este software se tendría que tener acceso a los diagramas unifilares de todos los circuitos (alrededor de 850) y buscar punto por punto hasta llegar a la dirección y el punto exacto de la interrupción.

Adicionalmente, este software debe estar actualizado ya que está ligado al software propio de CODENSA S.A E.S.P llamado Sistema Gestión de Incidencias (SGI), el cual trabaja y opera de acuerdo a la información de los circuitos que existen en el SID.

### **2.5.1.2 Software SGI: Sistema Gestión de Incidencias**

Este software surgió con el objeto de hacer frente a las nuevas exigencias en materia de calidad de servicio impuestas por la CREG en el Reglamento de Distribución y como solución provisional hasta implantar nuevos sistemas técnicos de distribución, por lo tanto tiene dos grandes objetivos:

- Cubrir todo el proceso de gestión de incidencias, haciendo un seguimiento al ciclo de vida de las incidencias y anotando toda la información correspondiente en la base de datos, el SGI facilita las funciones de entrada de incidencias por parte del centro de control, validación de incidencias por parte de calidad de servicio y consulta de incidencias.
- Proporcionar una herramienta al Departamento de Calidad del Servicio para que pueda realizar de forma eficaz el cálculo de los índices de calidad (FES y DES) que exige el Reglamento de Distribución.

Este software es la parte fundamental y básica para realizar todo el procesamiento y análisis de los eventos de M.T ya que por medio de él se realizan las siguientes funciones:

- Entrada de Incidencias: esta función la utilizan los operadores de la red en el centro de control para digitar toda la información correspondiente a los eventos presentados en “*media tensión*”, lo cual se realiza de forma completamente manual sobre un formulario informático, de la siguiente manera:
  - ❖ Introducen la referencia o número con que se identifica cada planilla
  - ❖ Marcan el tipo de incidencia programada o forzada
  - ❖ Indican el circuito afectado por la interrupción utilizando el código o el nombre.
  - ❖ Identifican la carga en amperios con la que se interrumpió el circuito, correspondiente a la última lectura de corriente del circuito en la subestación, antes del corte.
  - ❖ Si la incidencia es programada, indican el número con que se programó y la fecha de programación
  - ❖ Si la incidencia es forzada, indican la protección que actuó ya sea el relé del neutro o de las fases y si fue de forma instantánea o diferida. También indican si existe o no recierre para tal circuito y en caso afirmativo indican el tipo (rápido o lento) y como actuó (con éxito o sin éxito)
  - ❖ Introducen las maniobras sobre dicho circuito en la carpeta maniobras, marcando la fecha y hora en que se produce indicando el elemento maniobrado (interruptor, seccionador). En el caso de incidencias forzadas y cuando se trate de conexiones del interruptor de cabecera indican si la maniobra actuó o no con éxito (C/E, S/E).
  - ❖ Introducen información de las instalaciones que quedan fuera de servicio (carpeta instalación fuera de servicio). Para esto, en primer lugar, si se produce afectación (clientes sin servicio) y en caso afirmativo si afecta todo el circuito. Cuando la afectación sea parcial deben introducir el punto físico o puntos físicos que delimitan la zona que está sin servicio. Posteriormente

un programa ejecutado por el Departamento Calidad de Servicio imputa los transformadores.

- ❖ Introducen los móviles que actuaron en dicha incidencia (carpeta móviles). En caso de incidencias forzadas indican la hora de solicitud y la hora de disponibilidad.
- ❖ La incidencia se da por finalizada cuando se restablezca por completo el servicio de todo el circuito (todos los clientes con servicio). En ese momento y para finalizar la entrada de la incidencia cambian su estado de abierta a cerrada. En el anexo D se puede apreciar el aspecto del formulario que dispone el centro de control para la entrada de incidencias. Esta información pasa al Departamento Calidad de Servicio en donde se realiza el proceso de codificación y validación.
- Codificación y validación de incidencias: Para el proceso el Departamento Control Redes creó el listado de códigos de causas según su origen (véase anexo E). De acuerdo con este listado y con la observación que coloca el operador según la descripción de la interrupción se asigna un código de causa. Después sigue el proceso de validación o verificación de la información que está en medio magnético con su correspondiente planilla, de la siguiente manera:
  - ❖ Repasan la coherencia de la incidencia (códigos de incidencia y secuencia de maniobras apropiada). Si la incidencia se presenta incoherente por parte del centro de control, ésta es devuelta explicando el motivo en el numeral ' *observación CDS* ' del SGI y se suspende su evolución hasta que sea corregida.
  - ❖ Confeccionan las etapas de afectación indicando si corresponde a todo el circuito o a parte de él, en cuyo caso es obligatorio el punto físico o seccionamientos que delimitan la zona que queda fuera de servicio lo cual se realiza por medio del software Arcview. La confección de estas etapas se obtiene a partir de la secuencia de maniobras introducidas por el centro de control y en concreto de la información referente a instalaciones fuera de servicio.

- ❖ Cambian el Estado de la incidencia a situación de ' *validada*'. A partir de este momento la incidencia ya esta lista para el cálculo de índices y el cálculo de centros de transformación afectados. En el anexo F se puede apreciar el aspecto del formulario que dispone el Departamento de Calidad de Servicio para la validación de incidencias.

### **2.5.1.3 Software Arcview**

Este software posee todos los circuitos del sistema de distribución de CODENSA, basado en los datos existentes en el SID y se utiliza para poder lograr una secuencia de las maniobras y etapas de afectación indicando si corresponde a todo el circuito o a parte de él. En consecuencia se verifica la correcta delimitación de la zona que queda fuera de servicio en el momento en que sale un transformador, el cual es necesario durante la etapa de validación.

- ❖ Se puede consultar dependiendo del icono por elementos eléctricos. La consulta en Arcview despliega los temas de cartografía DANE (trazado de manzanas y avenidas), red aérea, red subterránea, puntos físicos, transformadores, ubicación de la subestación origen, seccionadores de operación, suplencias con otros circuitos y textos de nomenclatura de direcciones.

### **2.5.1.4 Sistema de Gestión de Reclamos (GRE)<sup>13</sup>**

El Sistema de Gestión de Reclamos (GRE) facilita a las Gerencias de Distribución y Comercial de la empresa CODENSA S.A. ESP, la administración de los reclamos que el cliente presenta por anomalías en la prestación del servicio de energía.

Este sistema se divide en cuatro módulos:

- Reclamos
- Trabajo en terreno
- Mantenimiento de Base de datos

---

<sup>13</sup> CODENSA S.A. ESP, Documento técnico sistema de Gestión Reclamos (GRE)

- Estadísticas
- Reportes

#### **2.5.1.4.1 Módulo de reclamos**

En este módulo se encuentran involucradas las actividades correspondientes al inicio del proceso de gestión de reclamos por anomalías en la prestación del servicio de energía eléctrica. Contiene las siguientes actividades:

- Grabación del reclamo por medio de la llamada telefónica: Actividad por medio del cual se registra el reclamo en el sistema de gestión de reclamos (GRE).
- Consulta reclamo llamada telefónica: Permite consultar un reclamo específico por número de reclamo o dirección.
- Modificación reclamo llamada telefónica: Permite cambiar datos de reclamo, siempre y cuando no haya sido programado para trabajo en terreno.

#### **2.5.1.4.2 Módulo de trabajo en terreno**

En este módulo se encuentran involucradas las actividades correspondientes a la gestión llevada a cabo por la Gerencia de Distribución con el fin de solucionar el reclamo interpuesto por el cliente. Las actividades son las siguientes:

- Grabación orden de trabajo en zona: Por medio de esta función un reclamo puede ser registrado en el sistema, directamente en la zona operativa (norte, centro o sur) donde fue presentado.
- Programación de la orden de trabajo: Por medio de esta función un reclamo convertido en orden de trabajo, es asignado a un móvil para que éste de solución al mismo en el terreno.
- Grabación resultado de orden individual: Permite el registro en el sistema, del resultado que arrojó la gestión del móvil en terreno, para la solución de un reclamo hecho por el cliente.
- Grabación resultado de órdenes por móvil: Permite el registro en el sistema, del resultado que arrojó la gestión del móvil en terreno, para la solución de los reclamos a dicho móvil.

- **Modificaciones:** Actividad que permite realizar cambios sobre la generación, programación o registro de resultados, de una orden de trabajo específica.
- **Modificación programación de orden de trabajo:** Función que permite cambios en la programación o asignación de móvil a una orden específica.
- **Modificación de órdenes de trabajo:** Función que permite cambiar la zona operativa que fue asignada previamente al reclamo.
- **Modificación resultado de órdenes de trabajo:** Función que permite cambiar datos del registro de resultado en terreno, de una orden de trabajo en particular.
- **Consultas:** Actividad que permite realizar acceso a la información inherente a cada reclamo. Dentro de esta actividad se presentan las siguientes opciones:
  - ❖ **Consulta orden de trabajo:** Función que permite consultar la información correspondiente a una orden de trabajo determinada.
  - ❖ **Consulta ordenes asignadas:** Función que permite consultar las órdenes a cumplir por móvil.

#### **2.5.1.4.3 Módulo de mantenimiento de base de datos**

En este módulo se encuentran involucradas las actividades correspondientes a la administración de archivos relevantes en la base de datos. Estos archivos sirven como soporte traductor de datos para las aplicaciones de carácter operativo, y consta de las siguientes funciones:

- **Móviles:** Por medio de esta función es posible adicionar, modificar o borrar datos correspondientes a un móvil (grupo de personas encargadas de dar cumplimiento a la solución de un determinado reclamo).
- **Operadores:** Por medio de esta función es posible adicionar, modificar o borrar datos correspondientes a un operador (persona encargada de manipular directamente el sistema) determinado.

- Niveles de competencia: Función que permite asignar un tipo de autorización (lectura, borrado, adición o actualización) a un operador determinado, para las opciones especificadas en el módulo de mantenimiento de base de datos.
- Areas de influencia: Función por medio de la cual es posible crear, actualizar, borrar o consultar los datos inherentes a un barrio, industria, hospital (áreas de influencia) etc.

#### **2.5.1.4.4 Módulo de estadísticas**

En este módulo se encuentran involucradas las actividades encargadas de generar los diferentes informes estadísticos, producto de la operatividad del sistema de información, y que sirven de base al nivel ejecutivo para la toma de decisiones.

- Índice de gestión por tiempo de servicio: Función encargada de calcular el tiempo que tarda CODENSA S.A. ESP en dar solución a un reclamo.

#### **2.5.2 Cálculo de índices CDS (calidad del servicio)**

El SGI permite al Departamento Calidad del Servicio calcular los índices CREG (FES y DES) exigidos por la CREG, una vez todos los eventos del mes han sido validados por este Departamento. Para ello el Departamento Calidad de Servicio debe ejecutar mensualmente un programa que calcula los índices de calidad CREG para los circuitos de M.T, realizando el cálculo del número de interrupciones y el tiempo de interrupción por transformador excluyendo las causas que permite la CREG de acuerdo con la reglamentación explicada en el capítulo anterior. Este mismo procedimiento se debe realizar durante el período definitivo tomando en cuenta la suma de los eventos M.T más B.T. para efecto de este cálculo se crea una base de datos, convirtiéndose en un nuevo e importante aporte para CODENSA durante el período definitivo.

### 2.5.3 Consulta de incidencias

El SGI permite la consulta de incidencias mediante un formulario que se despliega desde el menú de entrada el cual se puede observar en el anexo G, este formulario permite la consulta de eventos a través de múltiples campos:

- ❖ Referencia: Es el número secuencial que identifica de forma unívoca la incidencia.
- ❖ Estado Incidencia: es la situación en la que se encuentra la incidencia.
  - ✓ Abierta: incidencia en curso.
  - ✓ Cerrada: El centro de control ya ha repuesto por completo el servicio a todos los clientes afectados y da por cerrado el evento.
  - ✓ Validada: El Departamento de Calidad del Servicio ha repasado toda la información del evento, y lo deja preparado para el cálculo de índices.
- ❖ Subestación de potencia que alimenta el circuito de M.T consultado.
- ❖ Código del circuito de M.T sobre el que se produce el evento.
- ❖ Nombre del circuito de M.T sobre el que se produce el evento.
- ❖ Zona de distribución geográfica de los circuitos según áreas de mantenimiento
  - ✓ UN: Urbano Norte
  - ✓ UC: Urbano Centro
  - ✓ US: Urbano Sur
  - ✓ RO: Rural Occidente
  - ✓ RS: Rural Sabana
  - ✓ RN: Rural Norte
  - ✓ RC: Rural Centro
- ❖ Fecha y hora en la que se inicia la incidencia
- ❖ Fecha y hora en la que finaliza la incidencia
- ❖ Duración de la Incidencia que es el tiempo en horas, minutos que dura la incidencia.
- ❖ Tipo de Incidencia: Programada o forzada

- ❖ Carga: Intensidad interrumpida en amperios en el momento de producirse la incidencia.
- ❖ Nivel de tensión en el que se produce la incidencia.
- ❖ Tiempo de interrupción en horas en el que todo el circuito ha estado sin servicio.
- ❖ Código de incidencia con el que se clasifican los eventos atendiendo a la causa que produjo la interrupción.
- ❖ Observación que coloca el centro de control sobre la incidencia.
- ❖ Observación CDS: Observación que coloca Calidad del Servicio sobre la incidencia.

El Departamento de Calidad de Servicio necesita conocer los indicadores, además de por circuito, por causa de la incidencia, por origen y por otros conceptos para la elaboración de informes a presentar a las diferentes áreas de la empresa, ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y ante la CREG.

#### **2.5.3.1 Consulta de índices por circuito**

El Reglamento de Distribución impuesto por la CREG exige que se establezcan por circuito de M.T los índices de calidad FES y DES y los valores a compensar que se derivan cuando se superan los valores máximos admitidos para los indicadores. Por este motivo el SGI debe facilitar la consulta de estos índices y sus valores a compensar a través de un formulario específico. Este formulario permite la consulta de índices y valores a compensar a través de múltiples campos:

- ❖ Mes/año: Mes sobre el que se quiere realizar la consulta de índices.
- ❖ Subestación: Subestación de potencia que alimenta el circuito de M.T.
- ❖ Código del circuito de M.T sobre el que se produce el evento.
- ❖ Nombre del circuito de M.T sobre el que se produce el evento.
- ❖ Grupo CREG: Clasificación de los circuitos según la CREG.

- ❖ Zona: Distribución geográfica de los circuitos según áreas de mantenimiento de CODENSA S.A E.S.P descritas anteriormente.
- ❖ DESc12 o DESc: Tiempo total de interrupción de un circuito durante los últimos doce (12) meses.
- ❖ FESc12 o FESc: Número de interrupciones que presenta un circuito durante los últimos doce (12) meses.
- ❖ DEScm: Tiempo total de interrupción de un circuito durante el mes de consulta.
- ❖ FEScm: Número de interrupciones que presenta un circuito durante el mes de consulta.
- ❖ VcDESc: Valor a compensar por incumplimiento de los parámetros máximos establecidos para el “DESc” de ese circuito en el mes de consulta.
- ❖ VcFESc: Valor a compensar por incumplimiento del valor máximo establecido para el “FESc” de ese circuito en el mes de consulta.
- ❖ VCc: Valor a compensar obtenido como el máximo entre los valores “VcDESc” y “VcFESc” para ese circuito en el mes de consulta.

#### **2.5.4 Plan general para disminución de eventos según CODENSA**

Con el fin de disminuir los índices CREG (FES y DES), la empresa realiza una serie de acciones que reduce el número de eventos presentados en sus redes:

- Proyectos relacionados con la coordinación de protecciones en todos los niveles de tensión, para evitar el aumento del índice DES cuando ocurre un evento e incluso la aparición del mismo.
- Mantenimientos generales tanto en baja como en media tensión, donde se realizan labores como: el retensionamiento de redes, la poda de árboles, cambio de crucetas a tipo bandera con el fin de alejar las redes y evitar el contacto con las casas u otro tipo de elemento, y la subterranización de redes entre otras.

- Se realizan mantenimientos programados por zonas, dando a conocer esta programación a todas las áreas de la empresa e incluso a los usuarios mismos con el fin de aprovechar al máximo los cortes y disminuir el número de intervenciones, de igual forma se pacta con los usuarios industriales realizar los mantenimientos de sus subestaciones en este mismo instante en que se les interrumpe el servicio para no perjudicar su producción.
- Adicionalmente existe una serie de proyectos de reconstrucción y remodelación que se actualizan de acuerdo con el comportamiento de las redes.

Todos estos recursos se utilizan en CODENSA S.A E.S.P para poder cumplir con las exigencias del Reglamento de Distribución, en cuanto a eventos de M.T. Sin embargo según lo establecido en las resoluciones GREG 025/99, 089/99 y 096/00 es prioritario conocer la información de interrupciones en B.T. Con este fin, en este trabajo de grado, se ha elaborado una base de datos que permite agrupar y analizar los eventos de B.T cuya descripción se presenta en el siguiente capítulo.

### **3. CÁLCULO DE ÍNDICES Y VALOR A COMPENSAR**

#### **3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN**

Se realizó el seguimiento explicado en el capítulo anterior, por medio del cual se pudo establecer la ubicación del lugar donde se generaban los reportes de B.T y obtener la información necesaria para la realización de la nueva base de datos. Algunos eventos de B.T existían base de datos llamada GRE (véase numeral 2.5.1.4), en donde se encontraba la hora de interrupción y de reposición con la causa de falla y la dirección donde se presentó el daño; pero no indicaba el transformador o circuito afectado, sin embargo, se realizaron las gestiones correspondientes dentro de CODENSA para solicitar acceso a una licencia; esta licencia fue consultada para verificación de información.

Al seguir investigando se encontró que en el Departamento de Fonoservicio se guardaba la información de las llamadas que realizaban los usuarios para reportar los daños de B.T en archivos planos tipo texto. De esta manera se solicitó a ese departamento enviar los archivos de la información correspondiente a los eventos del año 1999, se realizó una comparación entre la información de estos archivos y la información de la base de datos (GRE), encontrando que la información de la base de datos estaba incompleta. Por lo tanto se optó por tomar como base la información de los archivos planos, dejando la base de datos como medio de consulta únicamente para verificación de causas y horas de interrupción de los eventos que coincidían entre estas dos fuentes de información.

Los archivos planos tipo texto enviados por el Departamento de Fonoservicio contenían la siguiente información:

- N° de Orden
- Fecha y hora de interrupción
- Fecha y hora de reposición
- Dirección codificada
- Código de las unidades básicas de atención
- Observación
- Zona

Estos archivos contenían aproximadamente 800.000 registros, repartidos en 5 archivos tipo texto; para su manejo fue necesario convertirlos a archivos tipo Excell definiendo el adecuado formato para cada columna.

En el caso de la columna correspondiente a la dirección codificada, se definió como formato texto dado que el número es muy extenso y al colocarlo con formato numérico, se convierte en un número exponencial; adicionalmente, esta columna se utiliza para cruzar la información de los archivos y asociar las interrupciones a cada transformador.

Una vez obtenida la información en archivos de Excell se inicia la depuración de la información, realizada de la siguiente manera:

- Dado que los archivos contenían la información de los eventos ocurridos en todos los circuitos de las subestaciones pertenecientes a CODENSA S.A E.S.P, “843” circuitos en total de los cuales “596” están ubicados en Bogotá, se seleccionó solamente los circuitos y transformadores pertenecientes a la subestación Muzú que es la subestación a analizar en este trabajo de grado.
- Los archivos resultantes se seleccionaron de acuerdo con la fecha de interrupción, clasificando los eventos por meses.

- Se procedió a elaborar un listado de causas de interrupción para los eventos de baja tensión con su correspondiente descripción, que reemplace las unidades básicas de atención (véase anexo J), tomando como base el listado de causas existente para los circuitos de M.T.
- En los eventos contenidos en los archivos de Excell se reemplazan las unidades básicas de atención por su nuevo código correspondiente. Definido el listado de causas se reemplazó en cada evento las unidades básicas por su correspondiente código de interrupción en B.T.
- Se realizó una consulta en la base de datos como se explicó en el capítulo 2 numeral 2.5.1.2 para saber cuantos y cuales eran los transformadores pertenecientes a la subestación Muzú y en que dirección se encuentran ubicados. Dado que la dirección de los transformadores no se encuentra codificada, se procedió a realizar la respectiva codificación de la misma forma en que la realiza la Gerencia Comercial de CODENSA S.A ESP, la cual se describe a continuación:
  - ❖ La dirección codificada contiene 27 números, donde cada uno tiene un significado definido en la Tabla 3.1, la cual contiene sus correspondientes equivalencias (Véase Tabla 3.2, 3.3 y 3.4).

Tabla 3.1. Dirección codificada<sup>14</sup>

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Sector	Vía	N° de vía	Letra	Cruce	Letra	Placa	Bloque	Interior	Apartamento																	

Tabla 3.2. Equivalencia sector<sup>15</sup>

Sector	Código
Norte	00
Noreste	09
Sur	10
Sureste	19

<sup>14</sup> Tomada de los listados elaborados por el Departamento de Fonoservicio, para su codificación.

<sup>15</sup> Tomada de los listados elaborados por el Departamento de Fonoservicio, para su codificación.

Tabla 3.3. Equivalencia de vías<sup>16</sup>

Vías	Código
Calle	1
Avenida Calle	2
Diagonal	3
Este	9
Carrera	5
Avenida Carrera	6
Transversal	7

Tabla 3.4. Equivalencia de letras<sup>17</sup>

Letra	Equivale	Letra	Equivale	Letra	Equivale	Letra	Equivale
Sin letra	000	D Bis A	082	M Bis A	262	U Bis A	442
Bis	001	E	100	N	280	V	460
Bis A	002	E Bis	101	N Bis	281	V Bis	461
Bis B	003	E Bis A	102	N Bis A	282	V Bis A	462
Bis C	004	F	120	Ñ	300	W	480
Bis D	005	F Bis	121	Ñ Bis	301	W Bis	481
Bis E	006	F Bis A	122	Ñ Bis A	302	W Bis A	482
Bis F	007	G	140	O	320	X	500
Bis G	008	G Bis	141	O Bis	321	X Bis	501
Bis H	009	G Bis A	142	O Bis A	322	X Bis A	502
Bis I	010	H	160	P	340	Y	520
A	020	H Bis	161	P Bis	341	Y Bis	521
A Bis	021	H Bis A	162	P Bis A	342	Y Bis A	522
A Bis A	022	I	180	Q	360	Z	540
A Bis B	023	I Bis	181	Q Bis	361	Z Bis	541
A Bis C	024	I Bis A	182	Q Bis A	362	Z Bis A	542
A Bis D	025	J	200	R	380		
A Bis E	026	J Bis	201	R Bis	381		
A Bis F	027	J Bis A	202	R Bis A	382		
B	040	K	220	S	400		
B Bis	041	K Bis	221	S Bis	401		
B Bis A	042	K Bis A	222	S Bis A	402		
C	060	L	240	T	420		
C Bis	061	L Bis	241	T Bis	421		
C Bis A	062	L Bis A	242	T Bis A	422		
D	080	M	260	U	440		
D Bis	081	M Bis	261	U Bis	441		

<sup>16</sup> Tomada de los listados elaborados por el Departamento de Fonoservicio, para su codificación.

<sup>17</sup> Tomada de los listados elaborados por el Departamento de Fonoservicio, para su codificación.



### 3.2.1 Descripción de la subestación Muzú

La subestación Muzú es propiedad de CODENSA S.A. ESP y está ubicada en la parte sur occidental de la ciudad de Bogotá. Está alimentada por las líneas de 115 kV Veraguas - Muzú, Tunal – Muzú y San Carlos – Muzú, lo cual asegura una mayor confiabilidad y continuidad del servicio dado que posee estas tres opciones de alimentación. Cuenta con una capacidad instalada de 90 MVA correspondiente a 3 transformadores de 115/11,4 kV de 30 MVA cada uno. Esta información se puede verificar con el anexo L, el cual contiene el diagrama unifilar de esta subestación.

La subestación Muzú presta servicio de energía eléctrica a 55.217 usuarios, a través de 17 circuitos de 11,4 kV, los cuales cuentan con la siguiente infraestructura, a marzo de 2001:

- 87.38 MVA instalados en transformadores ubicados en poste y 47.57 MVA en subestaciones para un total de 134.96 MVA instalados. De aquí se tiene un promedio de 5.14MVA por circuito.
- Una red de media tensión de 145.54 Kilómetros, de los cuales 111.022 kM corresponden a red aérea y 34.77 kM a red subterránea. De aquí se tiene un promedio de 8.6 kM por circuito.
- Una red de baja tensión aérea de 223 Kilómetros. De aquí un promedio de 13.2 kM por circuito.
- Un total de 927 transformadores de los cuales 786 están ubicados en postes y 141 en subestaciones repartidas en 17 circuitos. De aquí un promedio de 55 transformadores por circuito. Sin embargo, como se utilizaron los registros de la base de datos del año 1.999, se trabaja con 912 transformadores y 18 circuitos, que era la infraestructura con que contaba la subestación Muzú en ese año.
- Un promedio de 3.250 usuarios por circuito

---

<sup>18</sup> Tabla tomada de ISA, mercado de energía mayorista. [www.men.com.co](http://www.men.com.co)

- Cada uno de los 3 transformadores de 115/11.4kV, deriva un barraje de 11.4kV denominado fila, de la cual se derivan un número determinado de circuitos. Estos circuitos se identifican por medio de un código y un nombre:
  - ❖ El código contiene dos letras iniciales las cuales corresponden a las abreviaturas de la subestación seguida de un primer número que identifica a la fila que lo alimenta y un segundo número correspondiente a la celda según la numeración de izquierda a derecha de las celdas en la subestación.
  - ❖ El nombre que se coloca al circuito va de acuerdo a la carga que alimenta, ya sea el nombre de una clínica, de un barrio, de un centro comercial, etc, al cual está alimentando este circuito.

De acuerdo con esta codificación, se encuentra la siguiente distribución:

- ❖ La primera fila alimenta seis circuitos correspondientes a los códigos MZ12 (Sultana), MZ13 (Autopista Sur), MZ14 (Villa Mayor), MZ15 (Sevillana), MZ16 (Alquería) y MZ17 (Ciudad Montes).
- ❖ La segunda fila alimenta cinco circuitos correspondientes a los códigos MZ21(Bravo Paez), MZ22(La Fragua), MZ23 (El Libertador), MZ24 (Villa Sonia) y MZ26 (Ingles BC).
- ❖ La tercera fila alimenta seis circuitos MZ31 (Avenida 27), MZ32 (Delicias), MZ33 (Venecia), MZ34 (San Vicente), MZ35 (Fatima) y MZ36 (Plz Américas BC).

El detalle de la infraestructura de cada uno de estos circuitos se encuentra en el anexo K.

- Protecciones de la subestación:
  - ❖ El barraje de 115 kV es tipo intemperie, de conductor flexible protegido por diferencial de barras, la cual actúa sobre todos los interruptores conectados al barraje.
  - ❖ Para el lado de alta tensión cada línea de transmisión posee un juego de CT'S de 3 núcleos, de los cuales 2 son para protección y uno para medición. En uno de los núcleos de protección se conectan las protecciones de distancia en 1ª y 2ª zonas, (1 unidad por fase),

sobrecorriente direccional instantánea y temporizada (1 unidad por fase) y sobrecorriente direccional de tierra (2 unidades), en el segundo núcleo se conecta la parte correspondiente de cada línea para el sistema de protección diferencial de barras ya enunciado anteriormente.

- ❖ Los transformadores poseen protecciones eléctricas (protección diferencial del transformador y las de sobrecorriente temporizada e instantánea para las 3 fases y el neutro) y mecánicas (protecciones que responden a daños internos como cambios de temperatura, presión o flujo de gases dentro del aceite, los cuales ocasionan apertura de interruptores asociados al trafo en A.T y B.T).
- ❖ Los circuitos poseen protección de sobrecorriente instantánea y temporizada en cada una de las 3 fases y 1 en la conexión del neutro de los transformadores de corriente (CT'S) del circuito, para un total de 4 relés por circuito; cada una de las filas de circuito tiene un interruptor de entrada el cual maneja toda la carga de la fila con la misma filosofía de las protecciones descritas para cada circuito, adicionalmente, para cada fila de circuitos se tiene un juego de transformadores de potencial (PT'S); uno en el barraje de 11.4 kV con dos devanados secundarios para obtener 120 v como medida de tensión en cada una de las filas.
- ❖ Para medir la tensión (voltios) se tiene un juego de PT'S en el barraje de 115 kV (devanado de inducción para el lado de alta y 2 devanados, uno con conexión en Y y el otro en delta abierto para el lado B.T).
- ❖ El equipo de servicios auxiliares alimenta cargas normales de la subestación como el alumbrado general, equipos de operación (regulador de tensión del transformador, motores de los mecanismos de los interruptores, ventiladores para refrigeración de los trafos de potencia) y los sistemas de control los cuales en corriente continua (125 Vcc) hacen que se efectúe el control (abrir – cerrar) de los equipos de corte de la subestación tales como los interruptores y equipos de señalización asociados (bombillos indicadores y señalización de los relés).

En la subestación Muzú este equipo recibe servicio de los circuitos “MZ32 Delicias” que permanece normalmente cerrado y “MZ15 Sevillana” normalmente abierto, los cuales alimentan a un transformador de 150 KVA el cual convierte los 11.4 kV a 208 V. Desde aquí se alimentan los servicios auxiliares, el cargador de baterías y los sistemas que garantizan el funcionamiento de equipos ya mencionados, alimentados con corriente continua; de esta manera en ausencia de corriente alterna en la subestación, el barraje de corriente continua (125 Vcc) permite efectuar los controles de los equipos de la subestación durante un lapso de 6 a 8 horas.

- ❖ De acuerdo con la disposición del equipo de potencia que posee esta subestación y su filosofía de operación, para que un evento de alta tensión se refleje en interrupción directa a los circuitos de media tensión se requiere que:
  - Salgan del servicio todas las líneas de transmisión
  - Más de un transformador de potencia quede indisponible (en el supuesto de brindar alimentación a la carga suplida por un transformador desde los otros dos).
  - Por el contrario, si alguno de los elementos asociados al transformador como los interruptores en A.T ó en B.T, incluso el propio transformador quede indisponible, el servicio se mantiene cerrando los interruptores de unión barras entre los tres grupos de celdas de M.T.
- El esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia (EDAC), que es una estrategia de respaldo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para mantener la frecuencia dentro de sus valores operativos frente a desbalances generación - demanda, desconectando carga de manera automática. Este debe funcionar ante eventos provocados en el Sistema Interconectado Nacional, como disparos o pérdidas de carga de unidades de generación o fraccionamientos de las redes. Para este tipo de eventos existen unos parámetros de umbrales de frecuencia, temporización de los relés y

porcentajes de carga a deslastrar en las diferentes condiciones de desbalance generación – demanda del SIN. Estos parámetros se encuentran definidos en la tabla 12, por medio de los cuales, se define que 14 de los 17 circuitos de la subestación Muzú se encuentran en las diferentes etapas de deslastre, como se puede observar en el anexo K.

Tabla 3.5. Parámetros para deslastre de carga<sup>19</sup>

Etapa	Umbral de Frecuencia (HZ)	Desconexión de Carga (%)	Retardo Intencional (MS)
1	59,4	5	200
2	59,2	5	200
3	59,0	5	400
4	58,8	5	400
5	58,6	5	600
6	58,6	5	1000
7	58,4	5	2000
8	58,4	5	4000

### 3.2.2 Reglamentación aplicada

Dado que el objetivo de este trabajo es estimar el valor a compensar en el período definitivo de la CREG y que no se conoce la reglamentación que se aplicará durante este período, dado que en la última resolución no se establecen valores máximos admisibles para el período definitivo, es necesario suponer con base en las resoluciones vigentes, cuáles serían las condiciones y exigencias de la CREG para este período.

De esta forma y teniendo en cuenta que el período definitivo debe ser más exigente que el de transición, se trabaja con el siguiente escenario.

<sup>18</sup> ISA. Evaluación del EDAC por baja frecuencia. Diciembre de 2000- Enero de 2001.

### 3.2.2.1 Eventos a excluir para el cálculo de índices

- Eventos con duración menor o igual a (1) minuto.
- Interrupciones por racionamiento de emergencia o programadas del Sistema Eléctrico Nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional. Estos eventos incluyen las interrupciones que se realizan durante el cumplimiento de los parámetros de deslastre de carga, definidos en la tabla 3.5.
- Las interrupciones por seguridad ciudadana y solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.
- Los eventos de fuerza mayor, los cuales corresponden a las interrupciones por interferencia de particulares, actos de vandalismo y problemas de orden público. Para efectos de este trabajo y de acuerdo con el listado de causas de B.T (véase anexo J) se clasifican dentro de estas interrupciones los códigos 4F07 (reparación en S/E particular) y 5F02 (tapas rotas) en los cuales CODENSA S.A E.S.P no es responsable.
- Otras exclusiones con base en el listado de código de causas de B.T (véase anexo J) son:
  - ❖ Origen 6 por pertenecer a los eventos realizados sobre infraestructura de alumbrado público, que no afecta a los clientes.
  - ❖ Códigos 4F01 (reparación red M.T) y 4O01 (operación cuchillas en M.T y maniobras), por estar reportados en los eventos de M.T.
  - ❖ Códigos 5F07 (contactos), 5F08 (cambio de bajada y compra de alambre) y 5F09 (medidas), dado que la existencia de este tipo de eventos no depende del OR sino de las instalaciones de propiedad de los usuarios.
  - ❖ Códigos 5F14 (en servicio), 5O02 (no han llamado) y 5O03 (dirección errada), ya que corresponden a falsas alarmas o información errónea.

### 3.2.2.2 Obtención de índices de calidad

- Índices de M.T: Corresponde a los índices de frecuencia (FES) y duración (DES) de los transformadores debidos a la información de las interrupciones ocurridas en M.T durante el año 1.999. Estos valores se tomaron directamente

de la base de datos Sistema Gestión de Incidencias (SGI) de CODENSA S.A ESP.

- Indices de B.T: Corresponde a los índices de frecuencia (FES) y duración (DES) de los transformadores, calculados por medio de la base de datos en Access de los transformadores de acuerdo con la información de las interrupciones ocurridas en B.T durante el año 1.999, excluyendo los eventos que pertenecen a los códigos de causas definidos en el numeral anterior.
- Se resalta que cuando se presenta una interrupción en B.T y conociendo el transformador afectado, se asume que todos los usuarios conectados al mismo quedan fuera de servicio. Por lo tanto, todos los usuarios servidos de un mismo transformador tendrán los mismos índices.
- Indices totales: Corresponde a los índices de frecuencia (FES) y duración (DES) de los transformadores, calculados como la suma de los índices de M.T y B.T antes mencionados, agrupados de acuerdo al transformador. Este valor es obtenido a través de la respectiva consulta en la base de datos Access.

### **3.2.2.3 Definición de los valores máximos admisibles**

Dado que en la última resolución de la CREG, Resolución 096/00, se dan algunas modificaciones para el período de transición en cuanto a los valores máximos admisibles y otros aspectos. Estos fueron tomados como base para asumir los siguientes aspectos para el período definitivo:

- Se define un valor máximo admisible esperado para el período definitivo realizando una comparación entre los valores máximos admisibles de los años 2 y 3 del período de transición. Por medio de esta comparación encontramos que el valor máximo por DES disminuye en un 20%, al igual que el valor por FES, dando como resultado los valores máximos admisibles anuales de 9 horas y 21 veces.
- Dado que el cálculo se realiza trimestralmente de acuerdo con lo exigido en la resolución CREG 096/00, los valores máximos admisibles acordados anteriormente se dividen de manera equitativa a los establecidos actualmente

por CODENSA S.A. ESP como se observó en las Tablas 1.5 y 1.6. En estas tablas se aprecia que los valores máximos admisibles para el primer y tercer trimestre son más altos, lo cual se debe a que según las estadísticas de CODENSA S.A. ESP, en estos trimestres se presenta una mayor incidencia de fallas tanto en tiempo como en frecuencia, debido a que son períodos de vientos y lluvias. Teniendo en cuenta lo anterior, se suponen los siguientes valores máximos admisibles trimestrales para el grupo 1 que es donde se clasifica la subestación Muzú de acuerdo a la población donde se encuentra ubicada (dentro del casco urbano de Bogotá, ciudad con población mayor a 100.000 habitantes).

Tabla 3.6. Valores máximos trimestrales para período definitivo<sup>20</sup>

Indices Grupo N° 1	I Trimes	II Trimes	III Trimes	IV Trimes	Indice Anual
DES (Horas)	2.5	2	2.5	2	9
FES (Veces)	6	5	6	4	21

### 3.2.2.4 Cálculo del valor a compensar

Se asume que en el período definitivo regirán las mismas fórmulas establecidas en la resolución 089/00, modificada en cuanto a que el pago no corresponde a una ventana d 12 meses sino a un pago trimestral, como lo establece la resolución 096/00. De esta forma se obtiene:

- Fórmulas aplicadas:
- ❖ Valor a compensar por DES (VCDES): Para calcular el valor a compensar trimestral causado por el indicador de duración DES se utilizó la siguiente fórmula:

$$VCDES = [ DES - VMDES ] \times CI \times (CPM/730)^{21}$$

donde:

<sup>20</sup> Datos obtenidos tomando como base las resoluciones 070/98,025/99,089/99 y 096/00.

<sup>21</sup> Los datos para el cálculo de la fórmula se obtiene de: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 070. Bogotá: CREG, 1.998. 70.p

VCDES: Valor a compensar trimestral por el incumplimiento del indicador DES, por usuario.

DES: Índice trimestral total DES (suma de los índices de media más los de baja tensión), calculado en la base de datos Access.

VMDES: Valor máximo admisible del indicador DES para el trimestre calculado el cual se encuentra definido en la tabla 3.6.

CI: Costo estimado de la energía no servida; el cual es igual a 265.2 \$/kWh, \$ Colombiano del 30 de noviembre de 1.997. Este valor se debe actualizar al mes en el cual se efectúa la compensación utilizando el índice de precios al consumidor (IPC) reportado por el DANE.

CPM: Consumo promedio mensual por usuario, calculado durante los últimos doce (12) meses.

730: Indica el número de horas promedio durante un mes calculado de la siguiente manera:

$$\frac{24 \text{ horas / día} * 365 \text{ día}}{12 \text{ meses / año}} = 730 \text{ horas / mes}$$

- ❖ Valor a compensar por FES (VCFES): Para calcular el valor a compensar causado por el indicador de duración FES se utilizó la siguiente fórmula:

$$\text{VCFES} = [ \text{FES} - \text{VMFES} ] \times [ \text{DES} / \text{FES} ] \times \text{CI} \times (\text{CPM} / 730)^{22}$$

donde:

VCFc: Valor a compensar trimestral por el incumplimiento del indicador FES por usuario.

FES: Indicador FES total, calculado en la base de datos Access.

VMFES: Valor máximo admisible para el indicador FES correspondiente al trimestre calculado, el cual se encuentra definido en la tabla 3.6.

Las otras variables están definidas en el numeral anterior.

- Como se mencionó anteriormente, todos los usuarios cuyo servicio esta dado por un mismo transformador, tienen los mismos índices y su valor a compensar dependerá exclusivamente de su consumo.

<sup>22</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 070. Bogotá: CREG, 1.998. 70.p

- Dado que el costo estimado de la energía no servida (CI) es actualizable de acuerdo con el índice de precios al consumidor (IPC), se obtuvo que el valor de 265,2 \$/ kWh en \$ Colombianos del 30 de noviembre equivale a \$380,82 Colombianos de Febrero del 2001.
- El valor a compensar es igual a la suma del valor a compensar por DES y el valor a compensar por FES.

### 3.2.2.5 Ejemplo 1 de cálculo :

#### 3.2.2.5.1 Índices de media tensión

Para la realización de este ejemplo, se tomó una planilla de M.T del (SGI) Sistema Gestión de Incidencias (véase anexo N); esta contiene la información de una interrupción presentada en el circuito “UM 23 Tiguaque” de la subestación Usme. Esta incidencia es de tipo programado dado que se interrumpió el servicio con el fin de aplomar, trasladar y cambiar postes en M.T, por lo tanto se encuentra codificada como “4P01 mantenimiento red aérea”, de acuerdo con el anexo E.

Para una mejor comprensión de la maniobra realizada, se elaboró la figura 3.1 de acuerdo con la información del anexo N y P.

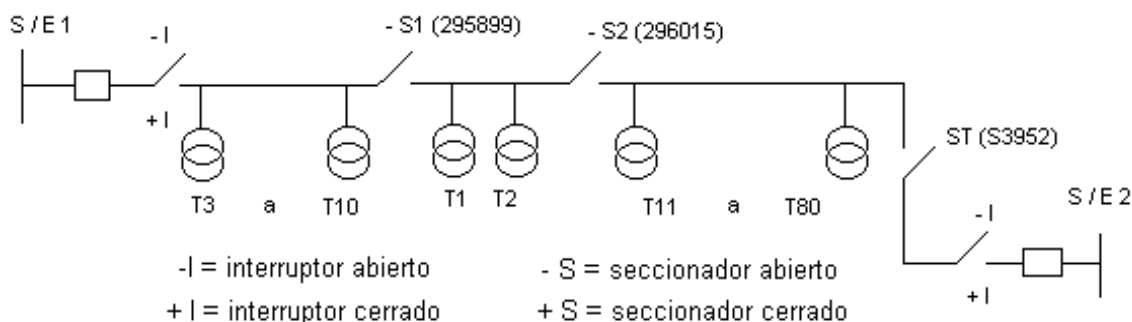


Figura 3.1. Esquema de maniobra en el circuito “UM23 Tiguaque”

Las maniobras realizadas, de acuerdo con el anexo N y P, son:

Hora inicial	Hora final	Operación	Afectación	Tiempo (Horas)	
7:25	8:14	- I	T1 a T80	0,82	(1)
8:14	8:16	- S (295899)	T1 a T80	0,033	(2)
8:16	8:17	- S (296015)	T1 a T80	0,016	(3)
8:17	8:31	+ I	T1 a T80	0,23	(4)
8:31	20:04	+ ST (S3952)	T1 y T2	11,55	(5)
20:04	20:12	- ST (S3952)	T1, T2 y T11 a T80	0,13	(6)
20:12	20:33	- I + S (295899)	T1 a T80	0,35	(7)
20:33		+ S (296015) + I	Servicio total		

De esta manera los índices en M.T, se calculan por circuito y por transformador de la siguiente manera:

### 3.2.2.5.1.1 Índices por circuito

Los índices por circuito son menores que los índices por transformador, dado que el índice T (tiempo de interrupción) se contabiliza en los momentos en que el interruptor de cabecera (I) está abierto, por lo tanto:

El índice N (frecuencia de interrupción) = 1 vez

El índice T (tiempo de interrupción) = suma de (1) + (2) + (3) + (7) = 1,219 horas

Duración total de la interrupción = 13, 14 horas

Los índices CREG (FES y DES), se determinan de acuerdo con la causa de interrupción y las exclusiones descritas en el numeral 1.2.5.1. Como la causa de interrupción del evento en explicación no pertenece a las exclusiones, los índice CREG son: FES = 1 vez y DES = 1,219 horas.

### 3.2.2.5.1.2 Indices por transformador

Los índices que ve cada transformador son:

Transformador	N (veces)	T (horas)	FES (veces)	DES (horas)	Tiempo sumado
T1 y T2	1	13,13	1	13,13	(1) a (7)
T3 a T10	1	1,58	1	1,45	(1) a (4) y (7)
T11 a T80	1	0,87	1	1,58	(1) a (4), (6) y (7)

Estos son los índices que hasta hoy ha tomado CODENSA S.A E.S.P, para el cálculo de las compensaciones.

### 3.2.2.5.2. Índices de baja tensión

Para el cálculo de estos índices, se tomó en cuenta la información de las interrupciones por transformador reportadas en las planillas de baja tensión.

En los eventos de baja tensión, se reportó una interrupción en el transformador T4 de la figura 3.1 por la causa “ 4F03 trafo quemado”; la cual no es causa de exclusión según lo descrito en el numeral 3.2.2.1 y posee la siguiente información:

	N (veces)	T (HORAS)	FES (veces)	DES (horas)
T4	1	5,2	1	5,2

De esta manera se presentan a continuación el cálculo de los índices por transformador en B.T.

#### 3.2.2.5.2.1 Índices por transformador

Los índices para los transformadores T1 a T3 y T5 a T80, son los mismos calculados en el numeral 3.2.2.5.1.2, exceptuando el transformador T4, para el cual se toman los índices de media tensión más este nuevo índice dando como resultado:

	FES M.T (veces)	DES M.T (horas)	FES B.T (veces)	DES B.T (horas)	FES Total (veces)	DES Total (horas)
T4	1	1,45	1	5,2	2	6,65

Estos índices totales calculados por transformador, se asumen para todos los usuarios conectados al mismo, con el fin de calcular el valor a compensar por usuario individual.

### 3.2.2.5.3. Ejemplo de cálculo del valor a compensar

Para este ejemplo se toma en cuenta los índices de media tensión y los índices totales con el fin de realizar la comparación del dinero que se pagará en el año 2003 y el que se está pagando actualmente.

Teniendo en cuenta que los índices durante el trimestre II, calculados para el transformador T4 son:

FES M.T	DES M.T	FES B.T	DES B.T	FES Total	DES Total
5	4,2	4	10,24	9	14,44

Se asume estos mismos índices para todos los usuarios del transformador, diferenciándose entre sí por medio de su consumo, entonces:

Trafo	Usuario (NIE)	FES M.T	DES M.T	FES Total	DES Total	Consumo (kWh)
T4	4.1	5	4,2	9	14,44	600
T4	4.2	5	4,2	9	14,44	1000

### 3.2.2.5.4. Valor a compensar por FES y DES

De acuerdo con la fórmula explicada en el numeral 3.2.2.4 y teniendo en cuenta que:

- DES M.T y FES M.T corresponden a los índices de media tensión para el usuario 4.1, dado en el numeral anterior.
- DES T y FES T a los índices totales para el usuario 4.1, dado en el numeral anterior.
- C.I = 380,82 \$/kWh y CPM corresponde al consumo

Se calculó el valor a compensar para el usuario 4.1:

- Con índices M.T:

$$VCDES_{4.1} = [DES\ M.T - VMDES] \times CI \times (CPM/730)$$

$$VCDES_{4.1} = [4,2 - 2] \times 380,82 \times (600/730) = \$ 688$$

$$VCDES_{4.1} = [FES\ M.T - VMFES] \times [DES/FES] \times CI \times (CPM/730)$$

$$VCDES_{4.1} = [5 - 5] \times [4,2/5] \times 380,82 \times (600/730) = \$0$$

El valor a compensar corresponde a la suma de la compensación por los dos indicadores, de esta manera el total es: \$688

- Con índices totales:

$$VCDES4.1 = [DES\ T - VMDES] \times CI \times (CPM/730)$$

$$VCDES4.1 = [14,44 - 2] \times 380,82 \times (600/730) = \$ 3.885$$

$$VCDES4.1 = [FES\ T - VMFES] \times [DES/FES] \times CI \times (CPM/730)$$

$$VCDES4.1 = [9 - 5] \times [14,44/9] \times 380,82 \times (600/730) = \$2.005$$

El valor a compensar corresponde a la suma de la compensación por los dos indicadores, de esta manera el total es: \$5.900

### **3.2.2.6 Ejemplo 2 de cálculo:**

#### **3.2.2.6.1 Índices de media tensión**

Para la realización de este ejemplo, se tomó una planilla de M.T del (SGI) Sistema Gestión de Incidencias (véase anexo D); esta contiene la información de una interrupción presentada en el circuito “SM11 Canteras” de la subestación San Mateo. Esta incidencia es de tipo falla dado que el servicio se interrumpió como consecuencia del choque de un carro contra un poste de 12 mts, por lo tanto se encuentra codificada como “4F17 interferencia particulares(accidental)”, de acuerdo con el anexo E.

Para una mejor comprensión de la maniobra realizada, se elaboró la figura 3.1 de acuerdo con la información del anexo D.

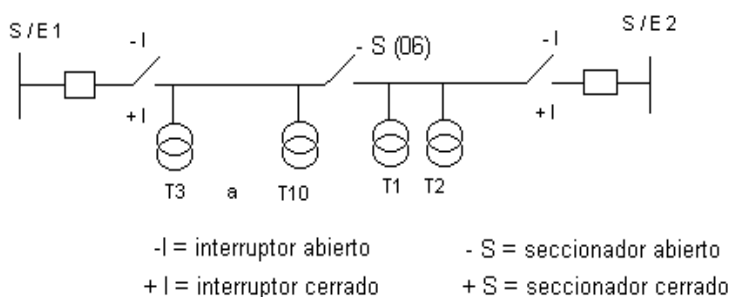


Figura 3.2. Esquema de maniobra en el circuito "SM11 Canteras"

Las maniobras realizadas, de acuerdo con el anexo D, son:

Hora inicial	Hora final	Operación	Afectación	Tiempo (Horas)
23:55	23:57	- I	T1 a T10	0,033 (1)
23:57	00:00	+I - I	T1 a T10	0,039 (2)
00:00	1:20	+I - I	T1 a T10	1,33 (3)
1:20	1:25	- S (06)	T1 a T10	0,083 (4)
1:25	11:05	+ I	T1 y T2	9,66 (5)
11:05	11:16	- I + S (06)	T1 a T10	0,18 (6)
11:16		+ I	Servicio total	

De esta manera los índices en M.T, se calculan por circuito y por transformador de la siguiente manera:

### 3.2.2.6.1.1 Índices por circuito

Los índices por circuito son menores que los índices por transformador, dado que el índice T (tiempo de interrupción) se contabiliza en los momentos en que el interruptor de cabecera (I) está abierto, por lo tanto:

El índice N (frecuencia de interrupción) = 1 vez

El índice T (tiempo de interrupción) = suma de (1)+(2)+(3)+(4)+(6) = 1,66 horas

Duración total de la interrupción = 11, 32 horas

Los índices CREG (FES y DES), se determinan de acuerdo con la causa de interrupción y las exclusiones descritas en el numeral 1.2.5.1. Como la causa de

interrupción del evento en explicación pertenece a las exclusiones, los índice CREG son: FES = 0 veces y DES = 0 horas.

### 3.2.2.6.1.2 Índices por transformador

Los índices que ve cada transformador son:

Transformador	N (veces)	T (horas)	FES (veces)	DES (horas)	Tiempo sumado
T1 y T2	1	11,32	0	0	(1) a (6)
T3 a T10	1	1,66	0	0	(1) a (4) y (6)

Estos son los índices que hasta hoy ha tomado CODENSA S.A E.S.P, para el cálculo de las compensaciones.

### 3.2.2.6.2. Índices de baja tensión

Para el cálculo de estos índices, se tomó en cuenta la información de las interrupciones por transformador reportadas en las planillas de baja tensión.

En los eventos de baja tensión, se reportó una interrupción en el transformador T6 de la figura 3.2 por la causa “ 4F03 trafo quemado”; la cual no es causa de exclusión según lo descrito en el numeral 3.2.2.1 y posee la siguiente información:

	N (veces)	T (HORAS)	FES (veces)	DES (horas)
T6	1	5,2	1	5,2

De esta manera se presentan a continuación el cálculo de los índices por transformador en B.T.

#### 3.2.2.6.2.1 Índices por transformador

Los índices para los transformadores T1 a T5 y T7 a T10, son los mismos calculados en el numeral 3.2.2.6.1.2, exceptuando el transformador T6, para el cual se toman los índices de media tensión más este nuevo índice dando como resultado:

	FES M.T (veces)	DES M.T (horas)	FES B.T (veces)	DES B.T (horas)	FES Total (veces)	DES Total (horas)
T6	1	1,66	1	5,2	2	6,86

Estos índices totales calculados por transformador, se asumen para todos los usuarios conectados al mismo, con el fin de calcular el valor a compensar por usuario individual.

### 3.2.2.6.3. Ejemplo de cálculo del valor a compensar

Para este ejemplo se toma en cuenta los índices de media tensión y los índices totales con el fin de realizar la comparación del dinero que se pagará en el año 2003 y el que se está pagando actualmente.

Teniendo en cuenta que los índices durante el trimestre I, calculados para el transformador T6 son:

FES M.T	DES M.T	FES B.T	DES B.T	FES Total	DES Total
4	5,4	3	9,8	7	15,2

Se asume estos mismos índices para todos los usuarios del transformador, diferenciándose entre sí por medio de su consumo, entonces:

Trafo	Usuario (NIE)	FES M.T	DES M.T	FES Total	DES Total	Consumo (kW)
T6	4.1	4	5,4	7	15,2	500
T6	4.2	4	5,4	7	15,2	800

### 3.2.2.6.4. Valor a compensar por FES y DES

De acuerdo con la fórmula explicada en el numeral 3.2.2.4 y teniendo en cuenta que:

- DES M.T y FES M.T corresponden a los índices de media tensión para el usuario 4.1, dado en el numeral anterior.
- DES T y FES T a los índices totales para el usuario 4.1, dado en el numeral anterior.

- C.I = 265,2 \$/kWh y CPM corresponde al consumo

Se calculó el valor a compensar para el usuario 4.1:

- Con índices M.T:

$$VCDES4.1 = [DES\ M.T - VMDES] \times CI \times (CPM/730)$$

$$VCDES4.1 = [5,4 - 2,5] \times 265,2 \times (500/730) = \$ 526,76$$

$$VCDES4.1 = [FES\ M.T - VMFES] \times [DES/FES] \times CI \times (CPM/730)$$

$$VCDES4.1 = [4 - 6] \times [5,4/4] \times 265,2 \times (500/730) = \$0$$

El valor a compensar corresponde a la suma de la compensación por los dos indicadores, de esta manera el total es: \$526,76

- Con índices totales:

$$VCDES4.1 = [DES\ T - VMDES] \times CI \times (CPM/730)$$

$$VCDES4.1 = [15,2 - 2,5] \times 265,2 \times (500/730) = \$ 2.306,87$$

$$VCDES4.1 = [FES\ T - VMFES] \times [DES/FES] \times CI \times (CPM/730)$$

$$VCDES4.1 = [7 - 6] \times [15,2/7] \times 265,2 \times (500/730) = \$394,42$$

El valor a compensar corresponde a la suma de la compensación por los dos indicadores, de esta manera el total es: \$2.701,29

### 3.2.2.7 Ejemplo 3 de cálculo:

#### 3.2.2.7.1 Índices de media tensión

Para la realización de este ejemplo, se tomó una planilla de M.T del (SGI) Sistema Gestión de Incidencias (véase anexo F); esta contiene la información de una interrupción presentada en el circuito “MZ21 Bravo Paez” de la subestación Muzú. Esta incidencia es de tipo falla dado que el servicio se interrumpió como consecuencia de las condiciones atmosféricas, por lo tanto se encuentra codificada como “4F13 condiciones atmosféricas adversas”, de acuerdo con el anexo E.

Para una mejor comprensión de la maniobra realizada, se elaboró la figura 3.3 de acuerdo con la información del anexo F.

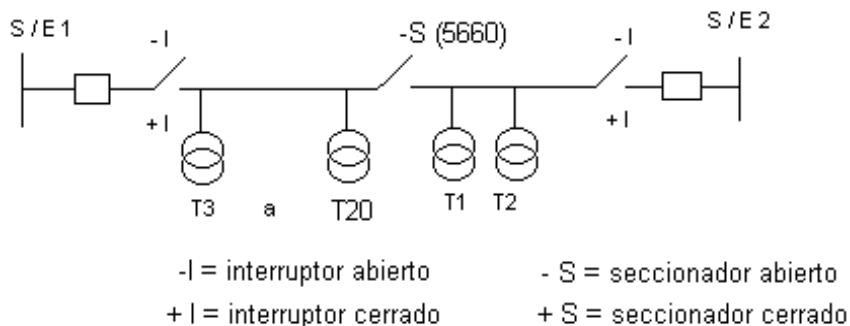


Figura 3.3. Esquema de maniobra en el circuito "MZ21 Bravo Paez"

Las maniobras realizadas, de acuerdo con el anexo F, son:

Hora inicial	Hora final	Operación	Afectación	Tiempo (Horas)	
12:26	12:28	- I	T1 a T20	0,033	(1)
12:28	12:57	+I - I	T1 a T20	0,48	(2)
12:57	12:59	- S (5660)	T1 a T20	0,033	(3)
12:59	13:00	+ I	T1 y T2	0,016	(4)
13:00	13:01	-I	T1 a T20	0,016	(5)
13:01	13:20	+ S (5660)	T1 a T20	0,31	(6)
13:20		+ I	Servicio total		

De esta manera los índices en M.T, se calculan por circuito y por transformador de la siguiente manera:

### 3.2.2.7.1.1 Índices por circuito

Los índices por circuito son menores que los índices por transformador, dado que el índice T (tiempo de interrupción) se contabiliza en los momentos en que el interruptor de cabecera (I) está abierto, por lo tanto:

El índice N (frecuencia de interrupción) = 1 vez

El índice T (tiempo de interrupción) = suma de (1)+(2)+(3)+(5)+(6) = 0,872 horas

Duración total de la interrupción = 0,88 horas

Los índices CREG (FES y DES), se determinan de acuerdo con la causa de interrupción y las exclusiones descritas en el numeral 1.2.5.1. Como la causa de interrupción del evento en explicación pertenece a las exclusiones, los índice CREG son: FES = 0 veces y DES = 0 horas.

### 3.2.2.7.1.2 Índices por transformador

Los índices que ve cada transformador son:

Transformador	N (veces)	T (horas)	FES (veces)	DES (horas)	Tiempo sumado
T1 y T2	1	0,88	0	0	(1) a (7)
T3 a T20	1	0,016	0	0	(1) y (2)

Estos son los índices que hasta hoy ha tomado CODENSA S.A E.S.P, para el cálculo de las compensaciones.

### 3.2.2.7.2. Índices de baja tensión

Para el cálculo de estos índices, se tomó en cuenta la información de las interrupciones por transformador reportadas en las planillas de baja tensión.

En los eventos de baja tensión, se reportó una interrupción en el transformador T1 de la figura 3.3 por la causa “ 4F01 reparación red M.T” ; la cual es causa de exclusión según lo descrito en el numeral 3.2.2.1 y posee la siguiente información:

	N (veces)	T (HORAS)	FES (veces)	DES (horas)
T1	1	2	0	0

De esta manera se presentan a continuación el cálculo de los índices por transformador en B.T.

#### 3.2.2.7.2.1 Índices por transformador

Los índices para los transformadores T2 a T20, son los mismos calculados en el numeral 3.2.2.7.1.2, exceptuando el transformador T1, para el cual se toman los índices de media tensión más este nuevo índice dando como resultado:

	FES M.T (veces)	DES M.T (horas)	FES B.T (veces)	DES B.T (horas)	FES Total (veces)	DES Total (horas)
T1	0	0	0	0	0	0

Estos índices totales calculados por transformador, indican que no hay valor por compensar para este usuario, por lo tanto no ha necesidad de realizar el calculo del valor a compensar.

En los anteriores resultados, se observa la manera como la nueva base de datos realiza los cálculos de índices CREG (FES y DES) y el valor a compensar por usuario, para el período definitivo año 2003.

### **3.3 ELABORACIÓN DE LA BASE DE DATOS EN ACCESS**

Con el proceso de depuración de la información recolectada, se obtienen los eventos y demás información perteneciente a la subestación de estudio (Muzú); con lo cual se procede a elaborar la base de datos, llevando a cabo el siguiente procedimiento:

#### **3.3.1 Definición del propósito de la base de datos**

De acuerdo con las exigencias de la Resolución 096/00, las necesidades de la empresa CODENSA S.A. ESP y la actual base de datos para los eventos de M.T; se estableció que, la base de datos a crear nos debe permitir obtener la siguiente información:

- Índices N (frecuencia de los eventos) y T (tiempo total de duración del evento) anuales por transformador y por circuito de todos los eventos presentados en B.T.
- Índices de calidad FES y DES trimestrales por transformador y por causa para los eventos de B.T.
- Índices totales trimestrales FES y DES, equivalentes a la sumatoria de los índices de M.T existentes los de B.T que se calcularon en el paso anterior.

- Valor a compensar de M.T trimestral con la reglamentación aplicada a los índices de B.T, descrita en el numeral 3.2.2.
- Valor a compensar total trimestral calculado con la reglamentación descrita en el numeral 3.2.2 y los índices totales hallado en uno de los pasos anteriores.
- Permitir la consulta de los registros existentes y la entrada de nuevos.

Por medio de la recopilación de los diferentes propósitos se obtuvo como propósito general de la base de datos la comparación entre el dinero que se paga actualmente por compensaciones para eventos de media tensión y el que se pagará a partir del año 2003 por compensaciones tomando los eventos de M.T más los de B.T.

### **3.3.2 Definición de las tablas de la base de datos**

Estas se definen con base en las finalidades propuestas anteriormente; dando como resultado las siguientes tablas:

- Causas: Corresponde al listado de causas elaborado para los eventos de B.T.
- Circuito: Corresponde al listado de circuitos pertenecientes a la subestación Muzú.
- Consumos: Corresponde a la información de los consumos en kW de los usuarios que alimenta la subestación Muzú.
- Incidencias MZ: Corresponde a la información de los eventos que se presentaron durante el año 1.999 en los transformadores pertenecientes a la subestación Muzú.
- Transformador: Corresponde a la información necesaria, solamente de los transformadores que pertenecen a la subestación Muzú.
- “Trimes I MT”, “Trimes II MT”, “Trimes III MT”, “Trimes IV MT”: Corresponde a los índices de media tensión para el primero, segundo, tercero y cuarto trimestre del año 1999 respectivamente, los cuales fueron tomados directamente de la base de datos de CODENSA S.A. ESP (Sistema Gestión de Incidencias).

- Valores máximos admisibles: Corresponde a los valores máximos admisibles esperados para el período definitivo definidos en el numeral 3.2.2.3.
- Zonas: Corresponde a la información de las zonas definidas por CODENSA S.A. ESP para cada una de las partes en que divide a Bogotá. Esta tabla se utilizó para registrar eventos que pertenecen a otra zona de Bogotá, y de esta forma no limitar la utilización de esta base de datos con eventos que no pertenezcan a la zona sur que es la zona a la cual pertenece la subestación de estudio.

### 3.3.3 Definición de los campos de cada tabla

Establecido el propósito de las tablas se procedió a realizar la definición de los campos pertenecientes a cada una de las tablas, dando como resultado:

- Causas: Para esta tabla se necesitan 5 campos definidos de la siguiente manera:
  - ❖ “Cód\_Caus”: Corresponde al código para cada una de las causas presentadas en baja tensión, está definido como campo tipo texto.
  - ❖ “Descr\_falla”: Corresponde a un campo tipo texto en el cual se encuentra la descripción de la falla.
  - ❖ “Origen” : Corresponde a un campo tipo texto que por medio de un número identifica la ubicación de la falla. El número 4 se utiliza para causas de media tensión, el 5 para subestaciones y el 6 para alumbrado público.
  - ❖ “F/D”: Corresponde a un campo tipo texto que tiene como posibles valores las cadenas de caracteres “SI” y”NO”, con la finalidad de discriminar que eventos se toman en cuenta o no para efectos del cálculo de índices de calidad.
  - ❖ “Cod\_Fonoservicio”: Corresponde a un campo tipo texto que contiene el número del código que utilizaba el Departamento de Fonoservicio para su información, es decir, el código que reemplaza cada uno de los nuevos códigos creados.

- Circuito: Para esta tabla se necesitan 2 campos los cuales se definieron como:
  - ❖ “Cod\_Circuito”: Este corresponde a un campo de tipo texto el cual contiene el código de cada circuito de la subestación Muzú según CODENSA S.A. ESP.
  - ❖ “Circuito\_Nombre”: Corresponde a un campo tipo texto el cual contiene el nombre real de cada uno de los circuitos.
- Consumos: Esta tabla contiene tres campos, distribuidos de la siguiente manera:
  - ❖ “TRF\_CD”: Este es un campo tipo texto, el cual contiene el código del transformador formado por 4 o 5 dígitos seguidos de las letras TR y el dígito 1, 2 ó 3 , según codificación de CODENSA S.A. ESP.
  - ❖ “NIE”: Este es un campo tipo texto, el cual contiene el número de identificación eléctrica para cada usuario de los transformadores de la subestación Muzú.
  - ❖ “Consumo”: Este es un campo tipo texto, el cual contiene el consumo en kW de cada usuario.
- Incidencias MZ: Esta tabla contiene siete campos definidos de la siguiente manera:
  - ❖ “N° de orden”: Corresponde a un campo tipo texto, el cual contiene seis números que llevan una secuencia según el orden en que se presenta el evento.
  - ❖ “Fec\_Hora Ini”: Corresponde a un campo tipo fecha, en el cual se encuentra la fecha y la hora en que se presenta el daño.
  - ❖ “Fec\_Hora Fin”: Corresponde a un campo tipo fecha, en el cual se encuentra la fecha y la hora en que se reestablece el servicio.
  - ❖ “Cod\_Causa”: Corresponde a un campo tipo texto, en el cual se coloca el código de causa según el evento presentado, o la falla encontrada.
  - ❖ “OBS”: Corresponde a un campo tipo texto, en el cual se colocó la observación del evento ocurrido.

- ❖ “Zona”: Corresponde a un campo tipo texto, en el cual se introduce un número para saber a que zona pertenece la interrupción; en este caso todos los registros pertenecen a la zona 3 ya que sólo se tomaron los eventos de la subestación Muzú.
  - ❖ “TRF\_CD”: Este es un campo tipo texto, el cual contiene el código del transformador en que se presentó el evento o falla.
- Transformador: Esta tabla contiene 3 campos definidos de la siguiente manera:
    - ❖ “TRF\_CD”: Este es un campo tipo texto, el cual contiene el código del transformador según codificación de CODENSA S.A. ESP
    - ❖ “Ubicación”: Corresponde a un campo tipo texto, en el cual se tiene la dirección codificada de 27 números, del sitio en donde se encuentra ubicado el transformador.
    - ❖ “Cto”: Corresponde a un campo tipo texto, en el cual se encuentra el código del circuito al cual pertenece cada uno de los transformadores.
  - Las tablas Trimes I MT, Trimes II MT, Trimes III MT y Trimes IV MT contienen 3 campos definidos de la siguiente manera:
    - ❖ “TRF\_CD”: Este es un campo tipo texto, el cual contiene el código del transformador afectado en el año 1999, tomado directamente del Sistema Gestión de Incidencias (SGI).
    - ❖ “FES MT”: Campo tipo texto, con el índice de frecuencia FES, tomado directamente del Sistema Gestión de Incidencias(SGI).
    - ❖ “DES MT”: Campo tipo texto, en el cual se encuentra el índice de duración DES, tomado directamente del Sistema Gestión de Incidencias (SGI).
  - Valores Máximos admisibles: Esta tabla contiene los valores máximos admisibles esperados para el período definitivo contenidos en la tabla 3.6, por lo tanto contiene 8 campos tipo texto; que poseen un solo registro por campo, nombrados de la siguiente manera:

- ❖ “DES I”, “DES II”, “DES III”, “DES IV”, Campos tipo texto, correspondiente al valor máximo en duración para el primero, segundo, tercero y cuarto trimestre del año 2003, respectivamente.
- ❖ “FES I”, “FES II”, “FES III”, “FES IV”: Campo tipo texto, correspondiente al valor máximo en frecuencia para el primero, segundo, tercero y cuarto trimestre del año 2003, respectivamente.
- Zonas: Esta tabla contiene 3 campos, distribuidos de la siguiente manera:
  - ❖ “N° de zona”: Campo tipo texto, que corresponde a un número que identifica la zona.
  - ❖ “Zona”: Campo tipo texto en el cual se encuentra definida la zona a la cual pertenece el número anterior.
  - ❖ “Zon”: Campo tipo texto con un código que identifica la zona según los dos campos anteriores.

### 3.3.4 Definición de las llaves de cada tabla

Con la finalidad de asegurar integridad referencial, en la base de datos se define un campo como llave en las tablas que modelan entidades para identificarlas de forma única, las cuales se describen a continuación:

- “COD\_Caus”, en la tabla “Causas”.
- “COD\_Circuito”, en la tabla “Circuito”.
- “NIE” en la tabla Consumos.
- “N° de orden”, en la tabla “Incidencias MZ”.
- “TRF\_CD” , en la tabla “Transformador”.
- “TRF\_CD”, en las tables “Trimes I MT”, “Trimes II MT”, “Trimes III MT” y “Trimes IV MT”.
- “N° de zona”, en la tabla “Zonas”.

### 3.3.5 Definición de las relaciones entre las tablas

Para poder cumplir con los objetivos propuestos en esta base de datos y con la información necesaria, se elabora una serie de consultas en donde se necesita crear relaciones entre las diferentes tablas, ó entre tablas y consultas, e incluso entre consultas. De esta manera en la base de datos se obtienen 50 consultas, las cuales se encuentran bien descritas en el anexo M y se nombran a continuación:

- “C\_FES DES TRAF VS CAUSAS”: Permite calcular el índice FES anual por transformador y el aporte del índice DES anual a cada una de las causas, para los eventos de B.T, presentados durante el año 1.999.
- “C\_ N Y T POR CTO”: Esta consulta permite calcular los índices n y t por circuito anuales, para los eventos de B.T, presentados durante el año 1.999.
- “C\_DES TRAF VS CAUSAS”: Permite calcular el índice DES anual por transformador y el aporte del índice FES anual a cada una de las causas, para los eventos de B.T, presentados durante el año 1.999.
- “C\_FES DES POR CTO”: Permite calcular los índices FES y DES anuales, por circuito para los eventos de B.T, presentados durante el año 1.999.
- “C\_FES DES TRAF VS CAUS”: Permite calcular los índices FES y DES anuales por transformador según el tipo de causa, para los eventos B.T, presentados durante el año 1.999.
- “C\_FES TRAF VS CAUS”: Permite calcular los índices anuales agrupados por transformador con su correspondiente FES, además, se obtiene el aporte del índice DES según el tipo de causa para los eventos de B.T, presentados durante el año 1.999.
- “C\_FES\_DES BT ANUAL”: Permite obtener los índices anuales FES y DES agrupados por transformador, los cuales dependen de las dos consultas anteriores.
- “C\_FES\_DES\_CAUS”: Calcula los índices FES y DES de las interrupciones de B.T excluyendo los tiempos menores o iguales a un minuto y las causas definidas en el numeral 3.2.2.1.

- “C\_INDICES POR CTO”: Permite consultar los índices anuales N, T, FES y DES agrupados por circuito para los eventos de B.T del año 1.999
- “C\_CONSULTA 1”: Permite obtener todos los transformadores de la subestación Muzú con todos sus NIE(Número de Identificación Eléctrica) y el correspondiente consumo por usuario.
- “C\_FES DES X CAUSA”: Permite calcular los índices anuales FES y DES, agrupados por código de causa.
- “INCIDENCIAS MZ T”: Permite calcular el tiempo de duración de cada uno de los eventos de B.T.
- “IND\_DESMENBT”: Permite calcular el índice DES de B.T mensual, agrupados por transformador para los eventos del año 1.999.
- “IND\_FESMENBT”: Permite calcular el índice FES de B.T mensual, agrupados por transformador para los eventos del año 1.999.
- “INDICES MENSBT”: Permite calcular los índices FES y DES de B.T mensual, agrupados por transformador para los eventos del año 1.999.
- “INDICES MT”: Permite observar los índices de M.T para cada uno de los cuatro trimestres del año 1.999
- “INDICES TOTALES I”, “INDICES TOTALES II”, “INDICES TOTALES III”, “INDICES TOTALES IV”. Permiten calcular los índices totales, es decir, la suma de los índices de M.T más los de B.T, por transformador calculados para el primero, segundo, tercero y cuarto trimestre del año 1.999, respectivamente.
- “TOTAL I”, “TOTAL II”, “TOTAL III”, “TOTAL IV”, Permite obtener los índices por transformador, con la condición de que los índices sean mayores de cero, para el primero, segundo, tercero y cuarto trimestre del año 1.999, respectivamente.
- “TRAFO VS CAUS N”: Permite calcular el índice N anual, mostrando el aporte a cada una de las causas con su respectivo total.
- “TRAFO VS CAUS T”: Permite calcular el índice T anual, mostrando el aporte a cada una de las causas con su respectivo total.

- “TRIMES I BT”, “TRIMES II BT”, “TRIMES III BT”, “TRIMES IV BT”: Permite calcular los índices FES y DES por transformador para el primero, segundo, tercero y cuarto trimestre del año 1.999.
- “TRIMES I MT”, “TRIMES II MT”, “TRIMES III MT”, “TRIMES IV MT”: Permite obtener solamente los índices de M.T por transformador con su respectivo NIE y consumo, que cumplan con la condición índices FES y DES mayores que cero, para el primero, segundo, tercero y cuarto trimestre del año 1.999, respectivamente.
- “VC MEDIA TENSION I”, “VC MEDIA TENSION II”, “VC MEDIA TENSION III”, “VC MEDIA TENSION IV”: Permite calcular el valor a compensar ocasionado por los eventos de M.T, de acuerdo con las fórmulas definidas en el numeral 3.2.2.4, para el primero, segundo, tercero y cuarto trimestre del año 1.999.
- “VC TOTAL I”, “VC TOTAL II”, “VC TOTAL III”, “VC TOTAL IV”: Permite calcular el valor a compensar total, es decir tomando los índices totales (suma M.T más B.T), calculado para los cuatro trimestres del año 1.999.
- “VCMTI”, “VCMTII”, “VCMTIII”, “VCMTIV”: Permite obtener los transformadores con su correspondiente NIE, índices FES y DES de M.T con su respectivo valor a compensar, que cumplan con la condición de que el valor a compensar sea mayor que cero, para los cuatro trimestres del año 1.999.
- “VCTOT I”, “VCTOT II”, “VCTOT III”, “VCTOT IV”: Permite obtener los transformadores con su correspondiente NIE, índices FES y DES totales con su respectivo valor a compensar, que cumplan con la condición de que el valor a compensar sea mayor que cero, para los cuatro trimestres del año 1.999.

Para cada una de estas consultas se realizó un formulario y un informe, los cuales pueden ser consultados en esta base de datos manejada desde un equipo con software Access, procesador Pentium y capacidad de 64 Mb en memoria RAM, con el fin de garantizar un modo de consulta más rápido y eficiente. De esta manera se realizan las consultas descritas anteriormente, obteniendo los resultados que se analizan en el siguiente capítulo.

## 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 4.1 REGISTROS ADQUIRIDOS DE FONOSERVICIO

El departamento de Fonoservicio facilitó los registros correspondientes a las llamadas telefónicas relacionadas con los eventos ocurridos en el área de la red de CODENSA S.A. ESP, a los cuales se les realizó un proceso de depuración como ya se explicó en el capítulo 3 numeral 3.1. Realizado este proceso se encontró un total de 1.636 registros relacionados con los transformadores que pertenecen a la subestación Muzú, de los cuales:

- 246 registros, equivalentes a un tiempo de 3.575,65 horas, corresponden a eventos de baja tensión que no ocasionaron interrupción del servicio, como se explicó en el numeral 3.2.2.A
- 125 registros, equivalentes a 1.299,8 horas, corresponden a eventos de baja tensión que ocasionaron interrupción, los cuales no se encuentran contabilizados en ninguna base de datos que sea utilizada para el cálculo de índices y valor a compensar.
- 1.265 registros, equivalentes a un tiempo de 14.120,46 horas, corresponden a eventos ocasionados en media tensión que pueden estar reportados en el Sistema Gestión de Incidencias (SGI), según la causa de interrupción de acuerdo con el numeral 3.2.2.A.

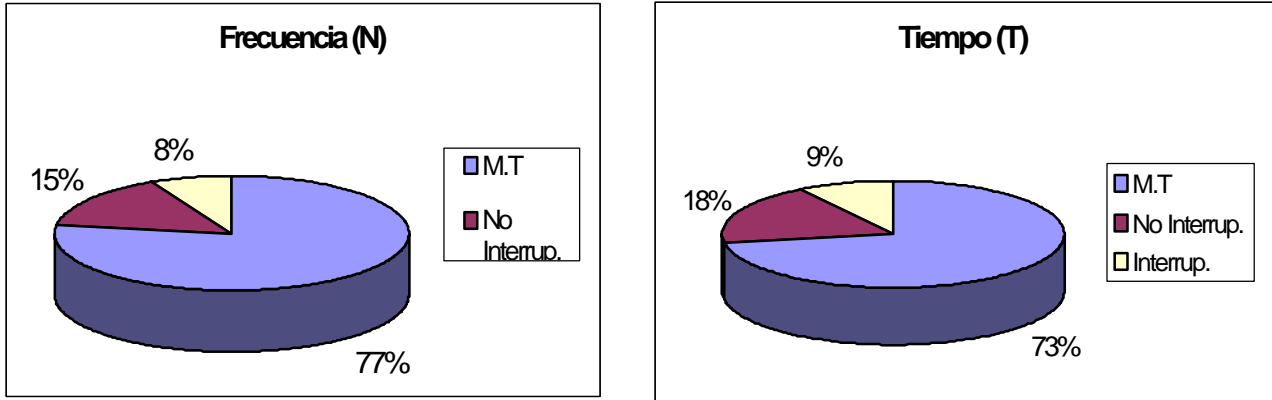


Figura 2. Frecuencia (N) y Tiempo (T) de los registros de Fonoservicio según el tipo de evento.

- En las figuras anteriores se observa que:
  - ❖ Cada tipo de evento aporta aproximadamente el mismo porcentaje tanto en tiempo como en frecuencia: el 8% corresponde a eventos de baja tensión que causan interrupción, el 17% eventos de baja tensión que no causan interrupción y 75 %eventos de media tensión.
- Los eventos de baja tensión que no ocasionaron interrupción son aproximadamente el doble de los eventos de baja tensión que si ocasionaron interrupción.
- Las causas relacionadas con media tensión ocasionan la mayor parte de los eventos registrados por Fonoservicio. Una parte de estos eventos se encuentran contabilizados en el Sistema Gestión de Incidencias (SGI), los cuales se excluyen según el código de causa de acuerdo con el anexo J, para evitar registros repetidos. La otra parte de eventos aunque se presentan en media tensión, se toman en cuenta dentro del cálculo de índices de baja tensión; dado que se calculó los índices totales.

## 4.2 EVENTOS EN BAJA TENSIÓN

### 4.2.1 Registros que No Generan Interrupción del Servicio

Dada la clasificación anterior de los registros adquiridos del Departamento de Fonoservicio, se define que a este tipo de registros corresponden los eventos con los siguientes códigos de causa:

- 5F14 (En Servicio): Esta causa corresponde a las llamadas que reportan daños y que en el momento de la respectiva revisión, el usuario se encuentra en servicio.
- 5O03 (Dirección errada): Esta causa corresponde a las llamadas que reportan daños y que en el momento de la revisión, no se encuentra la dirección correspondiente al evento registrado.
- 5O02 (No han llamado): Esta causa corresponde a las llamadas que reportan daños y que en el momento en que se realiza la revisión a la dirección correspondiente al evento, el usuario asegura no haber llamado y se encuentra con servicio.

Las anteriores causas se muestran con más detalle en la Tabla 1, en la cual se encuentra el aporte a cada uno de los trimestres del año 1.999.

Tabla 14. Aporte de las causas que no producen interrupción del servicio

Causa		Trimestre I		Trimestre II		Trimestre III		Trimestre IV		Total	
Código	Descripción	N (V)	T (H)	N (V)	T (H)	N (V)	T (H)	N (V)	T (H)	N (V)	T (H)
5F14	En servicio	18	302,8	0	0	66	914,4	143	2.076,5	227	3.293,7
5O03	Dirección errada	5	72,05	0	0	5	105,85	5	74,46	15	252,36
5O02	No han llamado	0	0	0	0	0	0	4	29,53	4	29,53
<b>Total</b>		<b>23</b>	<b>374,8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>71</b>	<b>1.020,2</b>	<b>152</b>	<b>2.180,5</b>	<b>246</b>	<b>3.575,6</b>

De la tabla anterior se observa que:

- El trimestre de mayor afectación es el IV con 60% en tiempo y 61% en frecuencia, seguido del III trimestre con el 29 % en tiempo y 29% en frecuencia.
- La causa de mayor aporte fue 5F14 “En servicio”, con 92 % en tiempo y 93 % en frecuencia.
- El tiempo promedio perdido por llamada es mayor para la causa “5O03 Dirección errada” (17 horas), seguido de “5F14 En servicio” (15 horas) y “5O02 No han llamado” (7 horas).

Este tipo de eventos genera una pérdida de tiempo para las cuadrillas y una pérdida en dinero para la empresa ya que por estos eventos de tipo erróneo, se deja de atender a usuarios que realmente se encuentran sin servicio, lo cual incrementa los índices de frecuencia y duración CREG (FES y DES) y por consiguiente aumenta el valor a compensar.

#### **4.2.2 Registros que generan interrupción del servicio**

Durante el año 1.999 se registraron 125 eventos en baja tensión equivalentes a 1.299,8 horas de interrupción, ocasionados por 6 tipos de causa de los cuales para el cálculo de los índices CREG (FES y DES) solamente se contabilizan los eventos correspondientes a dos tipos de causa, los demás se excluyen, de acuerdo con lo explicado en el numeral 3.2.1.

A continuación, se presentan cada una de estas causas con su respectiva descripción:

Tabla 15. Descripción de causas de interrupción

<b>Código</b>	<b>Nombre</b>	<b>Descripción</b>
5F03	Anillar	Colocar o cambiar el conector bimetálico
5F10	Podar árboles	Cortar ramas de los árboles que están muy cerca de la red.
5F02	Tapas rotas	Las tapas de las redes subterráneas, se encuentran quebradas o rotas.
5F07	Contactos	Fallas presentadas en la derivación de la red hacia la acometida del usuario debido al deterioro en el contacto entre el aluminio y el cobre.
5F08	Cambio de bajada	Cambio de los conductores que van de la red de baja tensión hacia el alimentador de la casa (cambio de acometida).
5F09	Medidas	El usuario solicita medir su voltaje, dado que el servicio presenta fluctuaciones.

#### 4.2.2.1 Afectación de las causas de interrupción a la Frecuencia (N) y Tiempo (T) total de interrupción

La tabla 16 y la figura 3 muestran la afectación de los índices N y T, por cada una de las causas en los diferentes trimestres del año 1.999.

Tabla 16. Aporte a los índices Frecuencia (N) y Tiempo (T)

Causa		Trimestre I		Trimestre II		Trimestre III		Trimestre IV		Total	
Código	Descripción	N (V)	T (H)	N (V)	T (H)	N (V)	T (H)	N (V)	T (H)	N (V)	T (H)
5F03	Anillar	25	317,1	25	300,5	26	204,2	24	177,01	100	998,81
5F08	Cambio de bajada	10	111,7	4	11,35	2	6,23	3	51,51	19	180,79
5F07	Contactos	0	0	0	0	0	0	1	19,01	1	19,01
5F10	Podar árboles	0	0	0	0	1	5	0	0	1	5
5F09	Medidas	3	68,83	0	0	0	0	0	0	3	68,83
5F02	Tapas rotas	1	27,26	0	0	0	0	0	0	1	27,26
<b>TOTAL</b>		<b>39</b>	<b>524,89</b>	<b>29</b>	<b>311,8</b>	<b>29</b>	<b>215,4</b>	<b>28</b>	<b>247,53</b>	<b>125</b>	<b>1.299,7</b>

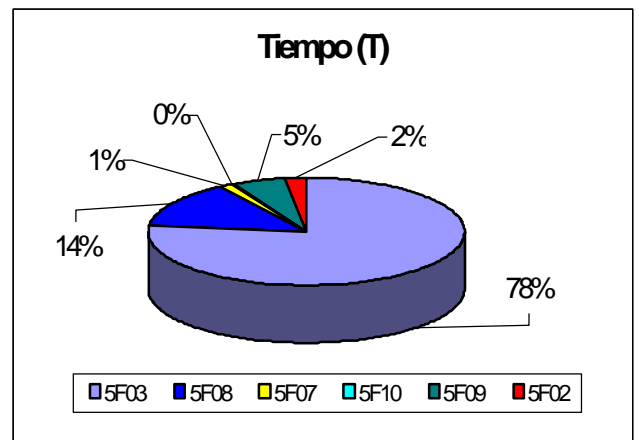
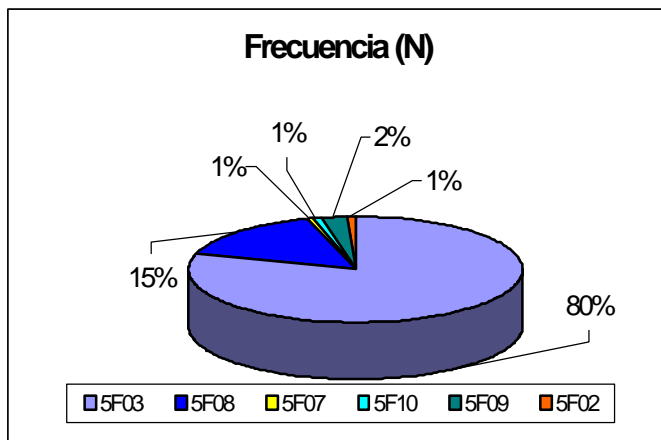


Figura 3. Aporte anual de causas a los índices Frecuencia (N) y Tiempo (T)

De la tabla 16 y la figura 3, se observa que:

- La causa de mayor incidencia en frecuencia y tiempo de interrupción durante el año 1.999 fue “5F03 Anillar”, con el 80 % de las interrupciones en frecuencia y el 78% en tiempo.
- La mayor incidencia en frecuencia y en tiempo se presentó en el primer trimestre (Enero a Marzo /99) con 39 veces y 524,89 horas, seguida del segundo trimestre (Abril a Junio /99) con 29 veces y 311,8 horas.
- Las causas “5F10 Podar árboles” y “5F02 Tapas rotas” se presentan una sola vez durante todo el año, por lo tanto no se justifica la existencia de un código para cada una de estas causas; se debería crear un solo código que reúna este tipo de causas.
- El tiempo promedio por interrupción es mayor para la causa “5F09 Medidas” (23 horas), seguida de “5F03 Anillar” y “5F08 Cambio de bajada” ambas con (10 horas).

#### 4.2.2.2 Afectación de las causas de interrupción a los índices CREG (FES y DES)

De las seis causas descritas en la tabla 15 del numeral anterior, se tiene que:

- La causa “5F02 Tapas rotas” corresponde a interrupciones debidas a interferencia de particulares, accidental o vandálica, que sería clasificada como un evento de fuerza mayor y por lo tanto son interrupciones que por reglamentación es posible excluir para el cálculo de indicadores CREG.
- Las causas “5F07 Contactos”, “5F08 Cambio de bajada” y “5F09 Medidas”, son interrupciones debidas al mal estado presentado en las instalaciones del usuario, donde el OR no tiene responsabilidad y por lo tanto se descuentan para el cálculo de índices.

- Las causas “5F03 Anillar” y “5F10 Podar árboles” corresponden a interrupciones que dependen de los trabajos de mantenimiento del OR y son las únicas dos causas de las seis descritas que son tenidas en cuenta para el cálculo de índices.

La tabla 17 y la figura 4 muestran la afectación de los índices FES y DES, por cada una de las causas en los diferentes trimestres del año 1.999.

Tabla 17. Aporte a los índices FES y DES

Causa		Trimestre I		Trimestre II		Trimestre III		Trimestre IV		Total	
Código	Descripción	FES (V)	DES (H)	FES (V)	DES (H)	FES (V)	DES (H)	FES (V)	DES (H)	FES (V)	DES (H)
5F03	Anillar	25	317,1	25	300,5	26	204,2	24	177,01	100	998,81
5F10	Podar árboles	0	0	0	0	1	5	0	0	1	5
<b>Total</b>		25	317,1	25	300,5	27	209,2	24	177,01	101	1.003,8

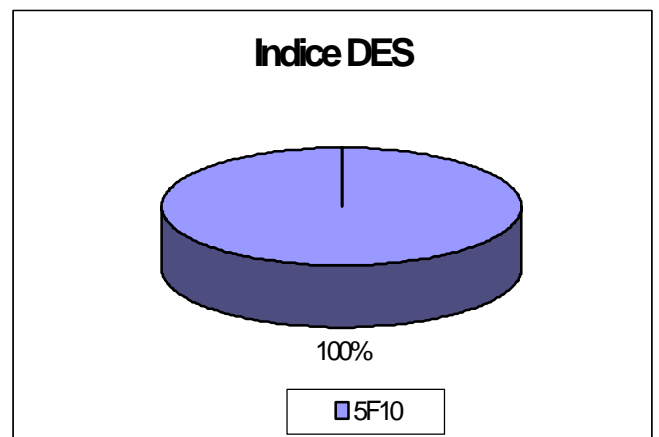
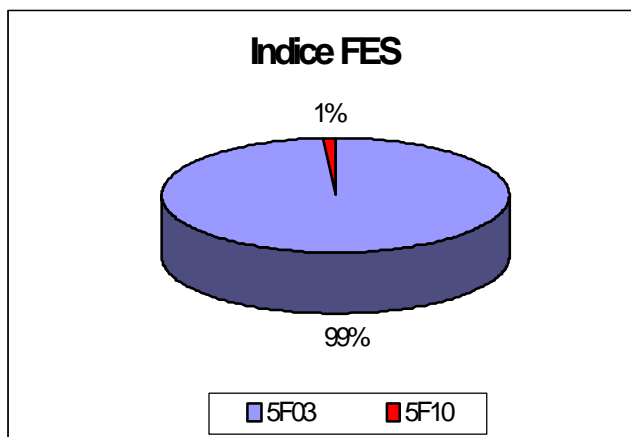


Figura 4. Aporte anual de causas a los índices FES y DES

- Del total de interrupciones de baja tensión que afectan usuarios, únicamente el 81 % de frecuencia y el 78 % del tiempo son tenidos en cuenta para el cálculo de indicadores CREG.
- El mayor índice FES se presentó durante el tercer trimestre (Julio a Septiembre/99) con 27 veces y 209,2 horas, seguida del primer trimestre (Enero a Marzo /99) con 25 veces y 317,1 horas; el cual corresponde al trimestre con mayor índice DES. Se resalta que los mayores valores se presentan en los trimestres I y II para los cuales se asignó, los mayores valores máximos admisibles como se mencionó en el capítulo 3 numeral 3.2.2.C.
- Al igual que para los índices N y T, la mayor afectación para los índices FES y DES se debe a la causa “5F03 Anillar” que prácticamente afecta el 100% en frecuencia y en tiempo.

#### 4.2.2.3 Afectación general de los circuitos por las causas de baja tensión

De acuerdo con la información obtenida por medio de la base de datos en Access, se encuentra que los índices de baja tensión, agrupados por circuito trimestralmente son los mostrados en la tabla 18.

Tabla 18. Índices de baja tensión por circuito

Circuito		Índices transformadores afectados									
		Trimestre I		Trimestre II		Trimestre III		Trimestre IV		Total	
Código	Nombre	FES	DES	FES	DES	FES	DES	FES	DES	FES	DES
MZ11	Alcalá	64	1.053,2	0	0,00	0	0,00	38	317,90	102	1.371,1
MZ31	Avenida 27	49	720,82	0	0,00	6	42,63	33	395,22	88	1.158,6
MZ26	Ingles BC	46	544,17	0	0,00	8	75,95	30	199,15	84	819,27
MZ35	Fátima	32	442,68	0	0,00	0	0,00	26	117,72	58	560,40
MZ34	San Vicente	41	502,38	0	0,00	0	0,00	25	126,17	66	628,55
MZ23	Libertador	49	578,33	0	0,00	39	340,97	20	189,35	108	1.108,6
MZ32	Delicias	40	403,17	0	0,00	9	88,60	19	201,93	68	693,70
MZ13	Autopista Sur	21	496,13	0	0,00	0	0,00	15	102,53	36	598,67
MZ17	Ciudad Montes	36	318,10	0	0,00	0	0,00	6	34,68	42	352,78
MZ22	La Fragua	34	375,02	2	11,03	49	350,32	0	0,00	85	736,37
MZ14	Villa Mayor	15	252,75	22	224,85	31	286,90	0	0,00	68	764,50
MZ36	PLZ Américas BC	18	93,75	1	15,78	27	244,03	0	0,00	46	353,57
MZ33	Venecia	0	0,00	12	74,98	22	164,88	0	0,00	34	239,87
MZ12	Sultana	3	26,25	43	556,63	9	114,90	0	0,00	55	697,78
MZ21	Bravo Paez	0	0,00	22	269,48	2	9,67	0	0,00	24	279,15
MZ15	Sevillana	1	0,08	0	0,00	2	8,75	0	0,00	3	8,83
MZ16	Alquería	43	580,98	29	332,33	1	13,33	0	0,00	73	926,65
MZ24	Villa Sonia	0	0,00	58	601,62	0	0,00	0	0,00	58	601,62
<b>Total</b>		492	6.387,8	189	2.086,7	205	1.740,9	212	1.684,6	1098	11.900,1

En la tabla 18 se muestran los índices de baja tensión, agrupados por circuito esto quiere decir que se suman los índices de los transformadores que pertenecen a un mismo circuito. De esta manera el indicador FES señala el número de transformadores interrumpidos y el DES el tiempo total que fueron interrumpidos. Los índices por circuito en baja tensión son los mismos índices por circuito en media tensión, según lo explicado en el numeral 3.2.2.E. De esta tabla se tiene que:

- El circuito con mayor número de transformadores interrumpidos durante el año 1.999 fue “MZ23 Libertador” con 108 transformadores interrumpidos y 1.108,6 horas como tiempo total de interrupción, seguido del “MZ11 Alcalá” con 102 transformadores y 1.371,1 horas como tiempo total de interrupción.
- El primer trimestre contiene el mayor número de transformadores interrumpidos ubicados en el circuito “MZ11 Alcalá” con 64 trafos y un tiempo total de interrupción de 1.053,2 horas, seguido del segundo trimestre con 58 trafos y 601,62 horas presentados en el circuito “MZ 24 Villa Sonia”.

### **4.3 EVENTOS EN MEDIA TENSIÓN**

Entre los eventos de media tensión se presentan dos clasificaciones, dado que se encontró:

- Eventos ocasionados en media tensión dentro de los registros de baja tensión suministrados por el Departamento de Fonoservicio, para los cuales se verifico su existencia en los índices contabilizados por el Sistema Gestión de Incidencias (SGI). De acuerdo con su existencia, se excluyen los contabilizados por la base de datos de media tensión (SGI), como se muestra en la columna F/D del anexo J.
- Eventos de media tensión, con los cuales la base de datos Sistema Gestión de Incidencias (SGI), calculó los índices de media tensión. Estos fueron los índices tomados directamente para la estimación de los índices totales.

### 4.3.1 Eventos de media tensión registrados en la información de baja tensión

Durante el año 1.999 se registraron 1.265 eventos en media tensión equivalentes a 14.120,46 horas de interrupción ocasionados por 5 causas, las cuales se presentan en la siguiente tabla con su respectiva descripción:

Tabla 19. Descripción de causas de interrupción en media tensión

<b>Código</b>	<b>Nombre</b>	<b>Descripción</b>
4F01	Reparación en red M.T	Actividades que se realizan para reparar daños en la red de media tensión.
4F03	Trafo quemado	Fallas ocasionados por sobrecarga, refrigeración u otros factores que afectan el funcionamiento del trafo hasta llegar a quemarlo.
4F05	Reposición de fusible	Fallas ocasionadas por sobrecarga, cortocircuito y otros factores, los cuales queman el fusible quedando sin servicio o con servicio parcial los usuarios de ese transformador.
4F07	Reparación en S/E particular	Realizar mantenimientos o arreglos en subestaciones que no son propiedad de CODENSA S.A ESP.
4O01	Operación en cuchillas M.T	Actividades que se realizan para mantenimiento en la red de media tensión.

4.3.1.1 Afectación de las causas de interrupción de media tensión a la frecuencia (N) y Tiempo (T) total de interrupción.

La tabla 19 y la figura 5 muestran la afectación de los índices N y T, por cada una de las causas de media tensión en los diferentes trimestres del año 1.999.

Tabla 20. Aporte a los índices Frecuencia (N) y Tiempo (T) por causas M.T

Causa		Trimestre I		Trimestre II		Trimestre III		Trimestre IV		Total	
Código	Descripción	N (V)	T (H)	N (V)	T (H)	N (V)	T (H)	N (V)	T (H)	N (V)	T (H)
4F05	Reposición de fusible	409	5.406,7	133	1.447,7	160	1.306,8	171	1.364,6	873	9.579,9
4O01	Operación de cuchillas en MT	81	1.322,3	15	175,4	33	260,5	29	224,0	158	1.982,2
4F03	Trafo quemado	58	609,9	32	343,9	24	256,1	16	136,2	130	1.346,3
4F07	Reparación en S/E particular.	32	349,6	1	6,73	4	17,6	10	94,8	47	468,8
4F01	Reparación red M.T	32	494,25	9	105,6	11	96,38	5	46,75	57	742,98
<b>Total</b>		612	8.182,7	189	2.073,8	226	1906,0	233	1.875,3	1265	14.120

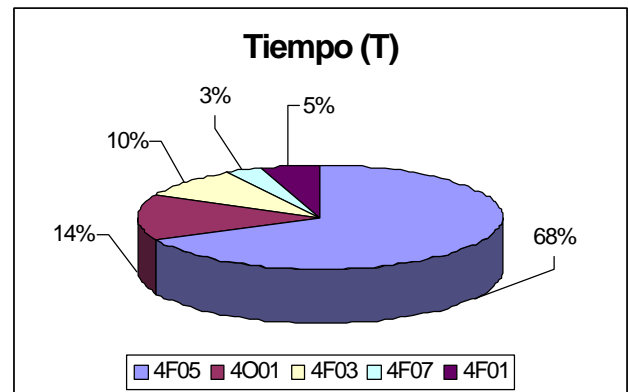
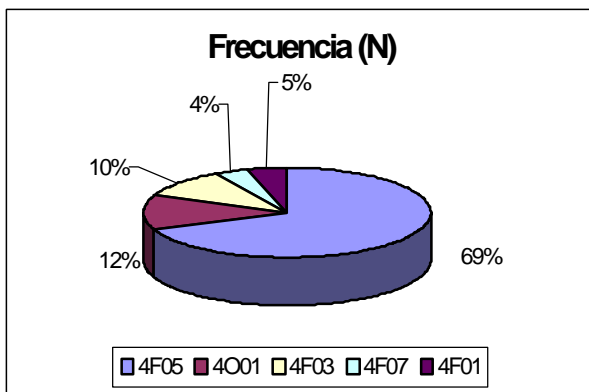


Figura 5. Aporte anual de causas M.T a los índices Frecuencia (N) y Tiempo (T)

De la tabla 19 y figura 5, se observa que:

- La causa de mayor incidencia en frecuencia y tiempo de interrupción en media tensión durante el año 1.999 fue “4F05 Reposición de fusible”, con el 69 % de las interrupciones tanto en tiempo como en frecuencia.
- La mayor incidencia en frecuencia y en tiempo se presentó en el primer trimestre (Enero a Marzo/99) con 409 veces y 5.406,75 horas, seguida del cuarto trimestre (Octubre a Diciembre /99) con 171 veces y 1.364,56 horas.
- El tiempo promedio por interrupción es mayor para la causa “4F01 Reparación red de M.T” (13,03 horas), seguida de “4O01 Operación en cuchillas de M.T” (12,54 horas).

#### 4.3.1.2 Afectación de las causas de interrupción a los índices CREG (FES y DES)

De las cinco causas descritas en la tabla 18 se tiene que:

- La causa “4F07 Reparación en S/E particular” corresponde a interrupciones debidas a particulares, dado que la S/E donde se realiza la reparación no es propiedad de CODENSA S.A ESP y por lo tanto se descuentan para el cálculo de índices.
- Las causas “4F01 Reparación en red M.T” y “4O01 Operación en cuchillas M.T” corresponden a interrupciones que se encuentran contabilizadas en la base de datos de media tensión Sistema Gestión de Incidencias (SGI) y por lo tanto se excluyen para el cálculo de índices.
- Las causas “4F03 Trafo quemado” y “4F05 Reposición de fusible” corresponden a interrupciones que dependen de mantenimientos por parte del OR y por lo tanto son las únicas dos causas de las cinco descritas que son tenidas en cuenta para el cálculo de índices.

La tabla 20 y la figura 6 muestran la afectación de los índices FES y DES, por cada una de las causas en los diferentes trimestres del año 1.999.

Tabla 21. Aporte a los índices CREG (FES y DES) por causas M.T

Causa		Trimestre I		Trimestre II		Trimestre III		Trimestre IV		Total	
Código	Descripción	FES (V)	DES (H)	FES (V)	DES (H)	FES (V)	DES (H)	FES (V)	DES (H)	FES (V)	DES (H)
4F05	Reposición De fusible	409	5.406,7	133	1.447,7	160	1.306,8	171	1.364,6	873	9.525,8
4F03	Trafo quemado	58	609,9	32	343,9	24	256,1	16	136,2	130	1.346,3
<b>Total</b>		467	6.016,6	165	1.791,6	184	1.562,9	187	1500,8	1.003	10.872

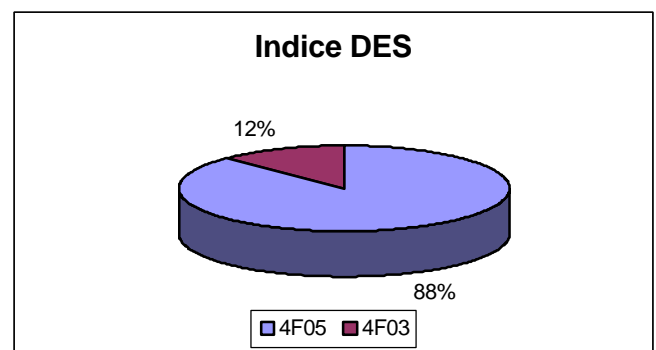
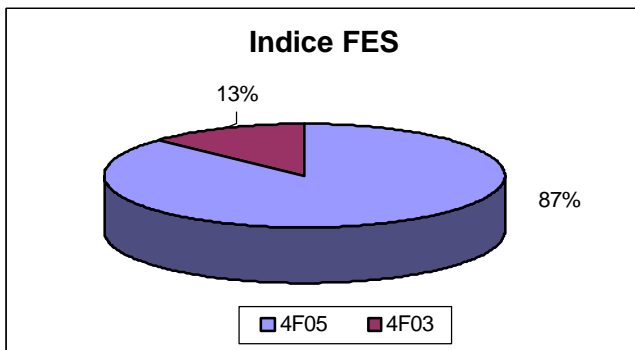


Figura 6. Aporte anual de causas M.T a los índices CREG (FES y DES)

- Del total de interrupciones de baja tensión que afectan usuarios, únicamente el 80 % de frecuencia y el 77 % del tiempo son tenidos en cuenta para el cálculo de indicadores CREG.
- El mayor índice FES y DES se presentó durante el primer trimestre (Enero a Marzo /99) con 409 veces y 5.406,7 horas, seguida del cuarto trimestre (Octubre a Diciembre /99) con 171 veces y 1.364,6 horas.

- Al igual que para los índices N y T, la mayor afectación para los índices FES y DES se debe a la causa “4F05 Reposición de fusible”, la cual afecta el 87 % en frecuencia y el 89 % en duración.

#### **4.3.2 Eventos de media tensión del Sistema Gestión de Incidencias (SGI)**

Como se mencionó en el capítulo 3 numeral 3.2.2.D, la información de los eventos de media tensión corresponde a la existente en el Sistema Gestión de Incidencias (SGI).

De esta información se tiene que durante 1.999 se presentaron 500 eventos de media tensión con un tiempo de afectación de 195,33 horas, a nivel de circuito según lo explicado en el numeral 3.2.2.E. Las causas por las cuales se afectan estos circuitos se encuentran descritas en el anexo E, para el cual es necesario saber que el código de causa corresponde a tres números y 1 letra, donde cada uno tiene su propio significado:

- El primer número que se encuentra de izquierda a derecha, corresponde al nivel de tensión en que se encuentra el daño (origen).
- El segundo carácter corresponde a una letra F o P, las cuales identifican el tipo de evento, por Falla o Programada.
- El tercer y cuarto número corresponden al tipo de causa real que ocasionó el evento.

#### 4.3.2.1 Afectación de las causas de interrupción de media tensión según (SGI) a la frecuencia y tiempo (T) total de interrupción

Dado que en estos eventos se manejan 121 causas, en la tabla 21 se muestran las 10 primeras causas que presentaron mayor aporte a los índices frecuencia (N) y tiempo (T) por circuito de la subestación Muzú.

Tabla 22. Aporte de las principales causas a los circuitos de Muzú

<b>Causa</b>		<b>Indíces</b>	
<b>Código</b>	<b>Descripción</b>	<b>N</b>	<b>T</b>
4F11	Falla transitoria circuito	119	5,65
1I02	Baja frecuencia	116	17,31
4F12	Falla con reenganche automático circuito	41	0
4F01	Falla red aérea	38	28,49
1I01	Otras causas sistema externo	33	76,17
3F16	Disparo accidental en S/E	19	6,79
4P10	Suplencia por trabajos programados	16	2
4F17	Interferencia particulares	16	11,89
3P04	Mantenimiento interruptor y/o celda	11	2,85
4F10	Suplencia por falla	9	1,42
<b>Total</b>		<b>418</b>	<b>152,57</b>

De estas diez causas se tiene que:

- La causa de mayor incidencia en frecuencia fue “4F11 Falla transitoria” con el 80 % en frecuencia y el 35% en duración, seguida de “1I02 Baja frecuencia” con el 37 % en frecuencia y el 24 % en tiempo.

- La causa de mayor incidencia en tiempo fue “1I01 Otras causas sistema externo” con el 7 % en frecuencia y el 39 % en tiempo, seguida de “4F01 Falla red aérea” con el 8 % en frecuencia y el 15 % en tiempo.
- La causa “4F12 Falla con reenganche automático circuito”, aunque presenta una frecuencia de 41 veces posee un tiempo de 0 horas dado que en el momento de la falla automáticamente realiza un intento de recierre quedando nuevamente en servicio, por lo tanto no hay duración en estos eventos.

#### 4.3.2.2 Afectación de las causas de interrupción de media tensión según (SGI) a los índices CREG (FES y DES)

De las 121 causas descritas en el anexo E, se excluyen los siguientes códigos de acuerdo con la clasificación, presentada en la reglamentación:

- Los eventos cuya duración es menor o igual a un minuto.
- Los códigos: 2F17, 3F08, 4F17 y 5F17 (interferencia de particulares en diferentes niveles de tensión); 2F18, 3F18, 4F18 y 5F18 (eventos de vandalismo en diferentes niveles de tensión); 2O06, 3O06, 4O06 y 5O06 (problemas de orden público en diferentes niveles de tensión) por estar clasificados en los eventos de fuerza mayor.
- Los códigos: 1I01, 1I02, 1I03, 1I04 y 1I05 (Diferente tipos de causa presentados en interconexión y generación), los cuales no son problemas dependientes de la empresa clasificándose así dentro de los eventos de sistema externo.

- Los códigos: 2P20, 3P20, 4P20 y 5P20 por pertenecer a los eventos de seguridad ciudadana en diferentes niveles de tensión y finalmente los códigos 2P26 y 3P26 por pertenecer a los trabajos de expansión en diferentes niveles de tensión.

De acuerdo con la clasificación de los eventos, en la tabla 22 se presenta la frecuencia (N) y tiempo (T) total de interrupción durante el año 1.999, de los eventos de media tensión según el Sistema Gestión de Incidencias (SGI).

Tabla 23. Índices N y T totales de interrupción, según clasificación

	<b>Índices</b>	
	<b>N (veces)</b>	<b>T (horas)</b>
Sistema externo	149	93,48
Fuerza mayor	17	11,97
Transitorias (>1minuto)	160	5,65
Otras causas	174	84,24
<b>Total</b>	<b>500</b>	<b>195,34</b>

De esta clasificación se tiene que:

- Las causas de mayor incidencia corresponden a las clasificadas dentro de "Otras causas" con el 35 % en frecuencia y el 44 % en duración del total de las causas presentadas en media tensión, seguida de las transitorias con el 32 % en frecuencia y el 3 % en duración, las causas por sistema externo con el 30 % en frecuencia y el 48 % en duración y las causas por fuerza mayor con el 4 % en frecuencia y el 7% en duración.

Para analizar los tipos de causas que aportaron tiempo y frecuencia a los índices CREG, en la tabla 23 se muestran las 10 primeras causas que presentaron mayor aporte en la clasificación de “Otras causas”, debido a que son ellas las únicas que realmente se toman en cuenta para el cálculo de los índices FES y DES.

Tabla 24. Causas de media tensión con mayor incidencia en los índices FES y DES

Causa		Indices	
Código	Descripción	FES	DES
4F01	Falla red aérea	38	28,49
3F16	Disparo accidental en S/E	19	6,79
4P10	Suplencia por trabajos programados	16	2
3P04	Mantenimiento interruptor y/o celda	11	2,85
4F10	Suplencia por falla	9	1,42
4F02	Falla red subterránea	8	9,67
4F19	Seguridad por trabajos debidos a falla	7	3,03
4F13	Condiciones atmosféricas adversas	7	0,68
4F05	Falla protecciones (Trafo / red)	7	6,71
4P21	Ampliación y/o remodelación de la red.	6	1,23
<b>Total</b>		128	62,85

De estas diez causas, se tiene que:

- Del total de eventos presentados en media tensión según el Sistema Gestión de Incidencias (SGI), el 89 % en frecuencia y el 44 % del tiempo se toman para el cálculo de los índices CREG.
- La causa de mayor incidencia fue “4F01 Falla red aérea” con el 22 % en frecuencia y el 34 % en duración, seguida de “3F16 Disparo accidental en S/E” con el 11 % en frecuencia y el 8 % en tiempo. Estos porcentajes están de acuerdo con el total de eventos clasificados en “Otras causas”.

#### 4.3.2.3 Afectación general de los circuitos por las causas de media tensión según el Sistema Gestión de Incidencias (SGI)

De acuerdo con la información obtenida por medio de la base de datos Sistema Gestión de Incidencias (SGI), los índices de media tensión se agruparon por circuito como se puede observar en la tabla 24.

Tabla 25. Índices de media tensión por circuito

Circuito		Índices		Índices CREG	
Código	Nombre	N	T	FES	DES
MZ11	ALCALA	49	14.18	12	7.06
MZ12	SULTANA	50	11.17	11	3.72
MZ13	AUTOPISTA SUR	23	11.10	9	3.25
MZ14	VILLA MAYOR	23	8.48	6	0.71
MZ15	SEVILLANA	8	6.28	6	2.83
MZ16	ALQUERIA	34	8.28	12	3.51
MZ17	CIUDAD MONTES	42	12.11	9	5.80
MZ21	BRAVO PAEZ	16	6.91	8	1.60
MZ22	LA FRAGUA	19	9.08	10	4.28
MZ23	LIBERTADOR	48	11.00	5	2.53
MZ24	VILLA SONIA	23	13.49	7	7.83
MZ26	INGLES BC	21	10.04	7	4.67
MZ31	AVENIDA 27	16	8.45	7	3.20
MZ32	DELICIAS	30	18.30	17	12.28
MZ33	VENECIA	31	10.54	13	2.57
MZ34	SAN VICENTE	24	10.51	14	3.85
MZ35	FATIMA	23	12.24	12	6.96
MZ36	PLZ AMERICAS BC	20	13.17	9	4.56
<b>Total</b>		500	195.33	174	81.21

De la anterior tabla se tiene que:

- Del total de interrupciones solamente el 35 % en frecuencia y el 42 % en duración, se toma en cuenta para efectos del cálculo de índices CREG.
- El circuito con mayor índice de frecuencia N es el “MZ12 Sultana” con 50 veces y 11,17 horas, seguido del “MZ11 Alcala” con 49 veces y 14,18 horas.

- El circuito que presenta mayor índice de tiempo T es el “MZ 32 Delicias” con 30 veces y 18,30 horas, seguido del “MZ 11” con 49 veces y 14,18 horas.
- El circuito con mayor índice FES y DES pertenece al circuito “MZ 32 Delicias” con 17 veces y 12,28 horas, seguido del “MZ34 San Vicente” con 14 veces y 3,85 horas.

#### **4.4 VALOR A COMPENSAR**

Dado que el objetivo principal de este trabajo era obtener el valor a compensar estimado para período definitivo con eventos de media más baja tensión y compararlos con la información que tiene actualmente CODENSA S.A ESP correspondientes a eventos de media tensión, a continuación se presentan los resultados agrupados por circuito dado que en la base de datos Access se calcularon a nivel de usuario individual, correspondientes a 55.217 registros por trimestre. Para la presentación por circuito se sumo el valor a compensar de todos los usuarios que pertenecen a un mismo circuito. De esta manera se obtiene:

##### **4.4.1 Valor a Compensar con Índices de Media Tensión**

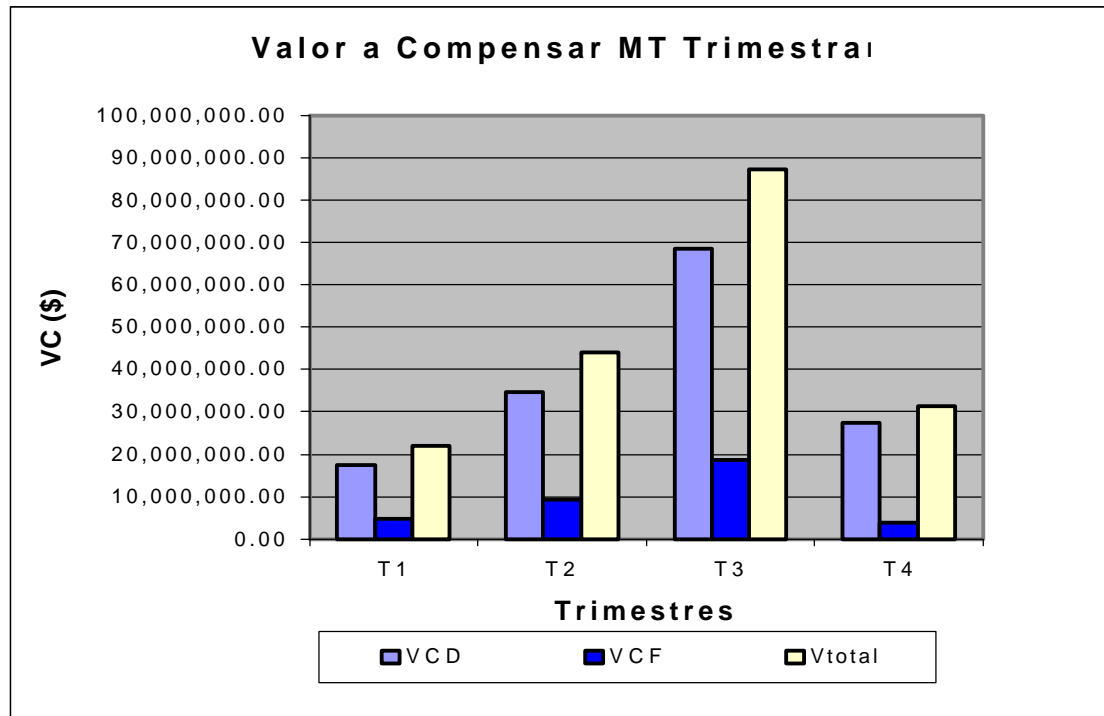
El valor a compensar de media tensión se calculó con la información de los índices de media tensión que hoy tiene CODENSA S.A. ESP disponibles en el Sistema Gestión de Incidencias (SGI) y de acuerdo con la reglamentación explicada en el numeral 3.2.2. En la tabla 26 se muestran los resultados obtenidos en la base de datos Access, agrupados de acuerdo con la explicación del numeral anterior.

Tabla 26. Valor a compensar trimestral con índices de Media Tensión

CTO	Trimestre I			Trimestre II			Trimestre III		
	VCD	VCF	VC TOTAL	VCD	VCF	VC TOTAL	VCD	VCF	VC TOTAL
MZ11	557,384.04	148,948.05	706,332.08	483,270.32	0.00	483,270.32	377,477.81	0	377,477.81
MZ12	0.00	0.00	0.00	234,050.62	0.00	234,050.62	197,189.45	0	197,189.45
MZ13	14,313.73	0.00	14,313.73	27,584.91	0.00	27,584.91	687,990.45	0	687,990.45
MZ14	2,367,893.2	0.00	2,367,893.2	2,033,597.3	0.00	2,033,597.33	344,367.36	0	344,367.36
MZ15	38,769.49	0.00	38,769.49	29,001.79	5,335.83	34,337.62	2,762.08	0	2,762.08
MZ16	674,905.12	211,385.10	886,290.21	182,304.18	0.00	182,304.18	439,793.72	0	439,793.72
MZ17	1,308,556.19	500,797.86	1,809,354.0	14,923.24	0.00	14,923.24	12,549.09	0	12,549.09
MZ21	0.00	0.00	0.00	121,445.25	0.00	121,445.25	103,260.96	0	103,260.96
MZ22	0.00	0.00	0.00	266,253.06	0.00	266,253.06	353,816.94	0	353,816.94
MZ23	0.00	0.00	0.00	43,752.98	0.00	43,752.98	29,180.64	0	29,180.64
MZ24	2,721.69	0.00	2,721.69	5,180.68	0.00	5,180.68	339,106.06	0	339,106.06
MZ26	3,297,783.47	1,569,327.3	4,867,110.8	69,009.80	0.00	69,009.80	11,722.96	0	11,722.96
MZ31	0.00	0.00	0.00	9,687.02	0.00	9,687.02	0.00	0	0.00
MZ32	32,045.71	0.00	32,045.71	0.00	0.00	0.00	495,818.91	0	495,818.91
MZ33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	288,740.75	0	288,740.75
MZ34	254,172.33	0.00	254,172.33	51,830.54	0.00	51,830.54	484,756.94	0	484,756.94
MZ35	50,545.98	0.00	50,545.98	99,327.66	0.00	99,327.66	614,040.57	0	614,040.57
MZ36	1,540,481.27	0.00	1,540,481.2	1,207,047.7	150,855.3	1,357,903.16	123,961.52	0	123,961.52
Total	10,139,572.3	2,430,458.3	12,570,030.7	4,878,267.1	156,191.1	5,034,458.37	4,906,536.2	0	4,906,536.2

CTO	Trimestre IV			TOTAL		
	VCD	VCF	VC TOTAL	VCD	VCF	VC TOTAL
MZ11	584,556.24	74,489.03	659,045.27	2,002,688.41	223,437.08	2,226,125.49
MZ12	20,768.34	38,711.41	59,479.75	452,008.41	38,711.41	490,719.82
MZ13	443,236.04	0.00	443,236.04	1,173,125.12	0.00	1,173,125.12
MZ14	0.00	0.00	0.00	4,745,857.97	0.00	4,745,857.97
MZ15	0.00	0.00	0.00	70,533.36	5,335.83	75,869.19
MZ16	564,726.90	90,478.67	655,205.57	1,861,729.91	301,863.76	2,163,593.68
MZ17	1,187,116.66	174,712.09	1,361,828.75	2,523,145.18	675,509.95	3,198,655.13
MZ21	1,506,905.79	181,929.72	1,688,835.50	1,731,611.99	181,929.72	1,913,541.71
MZ22	4,122.54	5,802.14	9,924.68	624,192.54	5,802.14	629,994.68
MZ23	11,879.21	0.00	11,879.21	84,812.83	0.00	84,812.83
MZ24	624,828.80	380,545.12	1,005,373.92	971,837.23	380,545.12	1,352,382.35
MZ26	730,130.64	153,191.05	883,321.69	4,108,646.87	1,722,518.45	5,831,165.32
MZ31	470,001.36	0.00	470,001.36	479,688.38	0.00	479,688.38
MZ32	378,677.77	0.00	378,677.77	906,542.39	0.00	906,542.39
MZ33	187,648.30	13,782.09	201,430.40	476,389.06	13,782.09	490,171.15
MZ34	793,352.12	0.00	793,352.12	1,584,111.93	0.00	1,584,111.93
MZ35	56,231.99	0.00	56,231.99	820,146.21	0.00	820,146.21
MZ36	40,680.93	10,227.87	50,908.80	2,912,171.52	161,083.24	3,073,254.76
Total	7,604,863.63	1,123,869.20	8,728,732.83	27,529,239.31	3,710,518.79	31,239,758.10

Figura 7. Valor a compensar de media tensión por circuito



De tabla 26 y la figura 7 se tiene que:

- El valor a compensar por media tensión durante el año 1.999 fue \$ 31'239.758 de los cuales el 89 % de este valor fue causado el indicador DES y el 11 % por el indicador FES.
- El mayor valor a compensar se presentó durante el primer trimestre del año con un valor total de \$12'570.030,7 de los cuales el 81 % de este valor fue causado por el indicador DES y el 19 % por el indicador FES, seguido del cuarto trimestre con un valor de \$8'728.732,83 de los cuales el 88 % de este valor fue causado por el indicador DES y el 12 % por el indicador FES.
- El circuito con mayor valor a compensar fue "MZ26 Ingles BC" con \$5'831.165,32 de los cuales el 70 % de este valor fue causado por el indicador DES y el 30 % por el indicador FES, seguido del "MZ14 Villa Mayor " con \$4'745.857 donde el 100 % de este valor fue causado por el indicador DES.

## 5. CONCLUSIONES

- En la resolución 070 no se encuentran diferencias importantes en los requerimientos establecidos en cuanto al período de transición y al período definitivo. Las exigencias para el período de transición deberían ser menos estrictas ya que es el período de acomodación a una nueva reglamentación lo cual requiere de ajuste tanto en los procesos operativos como en las herramientas utilizadas e inversión por parte de los OR's para levantar sus redes, obtener el vínculo cliente-red y mejorar sus sistemas de comunicaciones y almacenamiento de información, lo cual requiere de tiempo. Por lo tanto al no dar un plazo prudente para que los OR's hagan sus respectivos ajustes, se considera que se está desconociendo el período de transición y se establece que la única diferencia importante con el período definitivo son los valores máximos admisibles.
- De igual forma para el período de transición se debería mantener la convención de que se compensa por el mayor valor en dinero entre los dos indicadores como figuraba en la resolución 070 / 98 y durante el período definitivo compensar por ambos indicadores.
- Una dificultad que existe en las resoluciones es por causa de la definición de evento. Aparentemente para la CREG un evento se contabilizaría como toda interrupción, sin embargo, cuando se va a reparar una falla o se va a aislar una zona de trabajo para realizar mantenimiento en la mayoría de los casos, es necesario abrir el circuito varias veces y dado que la causa del evento es una sola, todas estas interrupciones hacen parte de un mismo evento. Para CODENSA un evento se inicia cuando el interruptor de media tensión del

circuito se abre y finaliza cuando el último cliente (visto desde media tensión) queda con servicio, independientemente del número de maniobras necesarias para reponer el servicio.

- Aunque la reglamentación establece que el período de transición se inicia en el año 2.000, al tener en cuenta el comportamiento de los índices en el año 1.999, se está penalizando al OR por un año anterior a la entrada de vigencia de la reglamentación; dando aún menos tiempo a los OR's para ajustarse a las nuevas normas.
- Se observa falta de planeamiento por parte de la CREG al publicar 4 resoluciones que rigen para tres años, modificando en cada una de estas las exigencias. Lo anterior es especialmente notorio en cuanto a los eventos que se descuentan y al cálculo del valor a compensar:
  - ❖ Resolución 070/98:
    - ✓ Se descuentan los eventos con duración menor o igual a un minuto.
    - ✓ El valor a compensar corresponde a la suma del valor a compensar por FES más el valor a compensar por DES.
  - ❖ Resolución 025/99:
    - ✓ Se descuentan los eventos con duración menor o igual a un minuto.
    - ✓ El valor a compensar corresponde al mayor valor entre el valor a compensar por FES y el valor a compensar por DES.
  - ❖ Resolución 089/99:
    - ✓ Se descuentan los eventos menores o iguales a tres minutos.
    - ✓ El valor a compensar corresponde a la suma del valor a compensar por FES más el valor a compensar por DES.
  - ❖ Resolución 096/00:
    - ✓ En el año 2001 se descuentan los eventos con duración menor igual a tres minutos y para el año 2002 los eventos con duración menor o igual a un minuto.

- ✓ El valor a compensar corresponde al mayor valor entre el valor a compensar por FES y el valor a compensar por DES.

Adicionalmente, por medio de esta comparación se puede observar que la reglamentación es más exigente en el período de julio a diciembre/99 (vigencia de la resolución 025/99) porque no tiene en cuenta para el cálculo de indicadores únicamente los eventos con duración menor o igual a un minuto, mientras que a partir del año 2000 (vigencia de la resolución 089/99) se descuentan entre otros eventos los menores o iguales a tres minutos, los de seguridad ciudadana y los de fuerza mayor.

- Por medio de la base de datos elaborada para los eventos de baja tensión, se pudo observar que en general la duración de estos es extensa. Por lo tanto, para efectos del cálculo de los índices de calidad de baja tensión excluir eventos con duración menor o igual a 1 ó a 3 minutos, no tiene ninguna incidencia dado que la menor duración fue de 5 minutos.
- Los clientes del circuito “MZ23 Libertador” son los usuarios de la subestación Muzú más afectados por las interrupciones, como son:
  - ❖ Se encuentra en la primera etapa de deslastre, es decir, que en el momento en que haya una baja de frecuencia según la tabla 12, el circuito está dentro del primer grupo de circuitos que se deslantran desconecta del sistema.
  - ❖ Es el circuito que presenta el mayor índice FES con 109 veces y DES 1.112,83 horas.
- De acuerdo con la explicación del cálculo de índices del numeral 3.2.2.5, los índices que ve el interruptor de cabecera son los que ve el circuito y los que como mínimo ven los transformadores en tiempo y frecuencia para N, T, FES y DES. Adicionalmente, se observa la importancia que tienen los índices calculados por circuito, dado que son los valores que toman como parámetros o guía los diferentes departamentos de CODENSA, con el fin de realizar los

respectivos mantenimientos, obras de ingeniería, planeamiento y operación; para prestar una mejor continuidad del servicio.

- La mayor parte de las compensaciones fue ocasionada por el índice DES.
- El mayor valor a compensar por DES fue de \$8'028.381, ocasionado en el circuito MZ26 "Ingles BC" y el mayor por FES fue de \$335.006, ocurrido en el circuito MZ34 "San Vicente".
- De acuerdo con los objetivos propuestos se logró realizar la base de datos, que calcula los índices CREG y el valor a compensar por usuario. Por medio de la elaboración de este sistema, se obtuvieron resultados con los cuales se logró demostrar que tomando en cuenta las interrupciones de baja tensión, el valor a compensar aumentaría.
- Se logró establecer la relación entre las diferentes causas de interrupción presentadas en los eventos de baja tensión, y el efecto o aporte que realizó cada una de ellas a los índices CREG (FES y DES), escritas en el capítulo 4. Por medio de este análisis y las resoluciones, se alcanzó otro de los objetivos específicos propuestos, en donde se dieron las respectivas conclusiones y recomendaciones, con el fin de prestar una mejor calidad y continuidad del servicio.

## 5.1. RECOMENDACIONES:

- Como primera resolución el OR debería compensar a sus usuarios con una disminución en sus tarifas ó que este dinero se invierta en realizar mantenimientos o ampliaciones de la infraestructura existente.
- Cuando se expide una resolución de calidad de servicio, se debe tener presente cuales son las condiciones reales de cada OR (el estado de sus redes, los equipos y el personal con el que cuentan), de manera que al mismo tiempo la reglamentación oriente y obligue a mejorar el servicio, establezca el plazo prudente para que cada empresa realice las adecuaciones necesarias. Igualmente no se debe olvidar que toda inversión que realiza un OR se debe reflejar en sus tarifas por lo que también es necesario revisar cual es la disponibilidad de pago del usuario y si está dispuesto a modificarla con el fin de obtener un mejor servicio.
- Se debe procurar establecer una reglamentación que se modifique lo menos posible, especialmente en el período de transición con el fin de cada OR pueda planear de forma organizada los ajustes y proyectos a desarrollar estableciendo prioridades y un orden lógico en sus inversiones. Igualmente una reglamentación que mantenga básicamente las mismas exigencias lo cual permite a los entes de vigilancia realizar un mejor control.
- La reglamentación debe establecer diferencias claras entre el período de transición y el período definitivo, siendo menos exigente obviamente en la etapa inicial. De esta forma en el período de transición se podrían mantener las siguientes exigencias:
  - ❖ No tener en cuenta para el cálculo de indicadores :
  - ✓ Los eventos menores o iguales a tres minutos
  - ✓ Los eventos programados

- ❖ El valor a compensar corresponda al mayor valor entre el valor a compensar por FES y el valor a compensar por DES.
- ❖ Exigir un indicador global a nivel de empresa, de manera que durante este período no sea necesario contar con toda la información detallada correspondiente al levantamiento de sus redes y al vínculo cliente - red.
- ❖ Establecer unos valores máximos admisibles únicos durante todo este período.
- Dada la influencia en los registros de baja tensión, por el código “5003 dirección errada”, se debería tener como requisito en el momento de recibir la llamada, preguntar al usuario además de su dirección, el número del transformador que lo alimenta, el cual se encuentra en su respectiva factura de cobro. Con estos datos el Departamento de Centro de Control podrá guiar con exactitud al móvil que atenderá la llamada indicándole la ubicación precisa del transformador que le da servicio al usuario y la dirección del mismo. De esta manera se puede disminuir el tiempo de atención y por lo tanto el indicador DES.
- Con el fin de disminuir la duración de los eventos presentados y por consiguiente los índices de calidad, se recomienda obtener mayor información en el momento de la llamada, acerca del daño ocurrido, para que de esta manera se pueda identificar si el daño corresponde a baja o a media tensión, adquiriendo mayor seguridad para el envío del móvil que atenderá el reclamo. Lo anterior debido a que los móviles que atienden los eventos de baja tensión y media tensión cuentan con equipos y herramientas diferentes según el nivel de tensión.
- Para las causas que son dependientes del usuario, este debe realizar una revisión periódica en sus instalaciones y tener a mano el material disponible para realizar los respectivos cambios. De esta manera se pueden disminuir los tiempos de interrupción y por lo tanto reduce el valor a compensar por DES que es el indicador de mayor aporte a estos valores.

- Aunque se presentó una sola vez en el año la interrupción por podas; se sugiere realizar jornadas periódicas de podas con el fin de mantener las redes lejos de las interrupciones ocasionadas por las ramas de los árboles.
- Dado que los mayores índices se presentan en los trimestres uno y tres, se sugiere aumentar los valores máximos admisibles, para que de esta manera se disminuya el valor a compensar.
- Como la mayor parte de las compensaciones se dio por causas del índice DES se sugiere:
  - ❖ Buscar la existencia de suplencias operativas para disminuir el tiempo fuera de servicio.
  - ❖ Incrementar el número de móviles que realizan la reposición del servicio.
  - ❖ Hacer mayor utilidad de los trabajos con línea viva
  - ❖ Revisar y hacer mayor énfasis en las causas que sean estacionarias en meses anteriores.
  - ❖ Dar prioridad a los circuitos que contienen mayor consumo, dado que este es un factor importante que aumenta el valor de la compensación.
- En el caso de la causa por trafos quemados se sugiere realizar una evaluación de la demanda de estos transformadores, en cuanto a sobrecarga que es la causa principal para que este se quemé. Al menos se debe realizar en las zonas que presenten mayor incidencia de esta causa.
- En cuanto a los fusibles quemados, que fue una de las causas que se presentó con mayor incidencia se sugiere disponer de un stock de fusibles de diversas capacidades, con el fin de realizar el cambio por fusibles que correspondan exactamente a la misma capacidad del retirado; dado que este es uno de los factores que influyen en la quema de trafos.
- Con estas sugerencias se da por terminado el análisis de los resultados, obtenidos por medio de la nueva base de datos en Acces.

## GLOSARIO

**ACTIVOS DE CONEXIÓN:** son los activos que se requieren para que un generador, un usuario u otro transmisor, se conecte físicamente al sistema de transmisión nacional, a un sistema de transmisión regional, o a un sistema de distribución local.

**ACOMETIDA:** derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general.

**CARGA O CAPACIDAD INSTALADA:** es la carga instalada o capacidad nominal que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico.

**CENTRO DE CONTROL:** se entiende como centro de control, el centro nacional de despacho (CND), un centro regional de despacho (CRD) o un centro local de distribución (CLD), según el caso.

**CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND):** es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. El

centro también está encargado de dar las instrucciones a los centros regionales de despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del consejo nacional de operación.

**CENTRO REGIONAL DE DESPACHO (CRD):** es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobra de esas instalaciones con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el centro nacional de despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el reglamento de operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado nacional.

**CIRCUITO:** es la red o tramo de red eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador de distribución o de otra red y suministra energía eléctrica a un área geográfica específica. Cuando un circuito tenga varias secciones o tramos, cada sección o tramo se considera como un circuito.

**COMERCIALIZADOR:** persona cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

**CONSUMO DE SUBSISTENCIA:** es la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer necesidades básicas que sólo pueden satisfacerse mediante la forma de energía final.

**DISTRIBUIDOR LOCAL (DL):** persona que opera y transporta energía eléctrica en un sistema de distribución local, o que ha constituido una empresa cuyo objeto incluye el desarrollo de dichas actividades; y la operará directamente o por interpuesta persona (Operador).

**EVENTOS NO PROGRAMADOS:** son aquellos que ocurren súbitamente y causan un efecto operacional en el sistema del OR y pueden o no causar efectos en la operación del SIN.

**EVENTOS PROGRAMADOS:** son aquellos eventos planeados por el OR que causan un efecto operacional en el sistema del OR y pueden o no causar efectos en la operación del SIN.

**MEDIDOR:** es el aparato que mide la demanda máxima y los consumos de energía activa o reactiva o las dos. La medida de energía puede ser realizada en función del tiempo y puede o no incluir dispositivos de transmisión de datos.

**NIVELES DE TENSIÓN:** los sistemas de transmisión regional y/o distribución local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel IV: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 62 kV.

Nivel III: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 62 kV.

Nivel II: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel I: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

**OPERADOR DE RED DE STR'S Y/O SDL'S (OR):** es la persona o entidad encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR's y/o SDL's aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos.

**POSICIÓN DOMINANTE:** es la que tiene una empresa de servicios públicos respecto a sus usuarios; y la que tiene una empresa, respecto al mercado de sus servicios y de los sustitutos próximos de este, cuando sirve al 25% o más de los usuarios que conforman el mercado.

**RED NACIONAL DE INTERCONEXIÓN:** conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales destinadas al servicio de los integrantes del sistema interconectado nacional.

**REGLAMENTO DE OPERACIÓN:** conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del SIN y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El reglamento de operación comprende varios documentos que se organizarán de acuerdo con los temas propios del funcionamiento del SIN.

**REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS:** la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que prestan los servicios públicos domiciliarios a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos. Las comisiones de regulación definirán los criterios, características, indicadores y modelos de carácter obligatorio que permitan evaluar la gestión y resultados de las empresas.

**SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA:** es el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final incluida su conexión y medición.

**SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL):** sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

## BIBLIOGRAFÍA

CODENSA S.A. ESP, EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A ESP EMGESA, Instrucciones generales de operación (Norma para la planeación de consignaciones y ejecución de trabajos en equipos del sistema eléctrico). Junio 1999.

CODENSA S.A. ESP, Documento técnico del Sistema de Gestión de Reclamos (GRE) Mayo de 1997.

CODENSA S.A. ESP, EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A ESP EMGESA, Plan de restablecimiento del sistema eléctrico del área operativa de Bogotá, Documento preliminar. Junio 1999.

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), Resolución número 070 Santafé de Bogotá, Emitida 8 de junio de 1998.

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), Resolución número 025 Santafé de Bogotá, Emitida 9 de junio de 1999

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), Resolución número 089 Santafé de Bogotá, Emitida 22 de diciembre de 1999.

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), Resolución número 096 Santafé de Bogotá, Emitida en diciembre de 2000.

GRUPO ENDESA, Procedimiento de mantenimiento de líneas aéreas de Media tensión. Noviembre 1998. 2da. Edición.

ISA (Interconexión Eléctrica S.A), Evaluación del EDAC (Esquema de Desconexión Automática de Carga) por baja frecuencia, Enero 31 de 2001.

SID (Sistema de Información de Distribución), Manual de aprendizaje.

- Este software propiedad de CODENSA se utilizó para el manejo cartográfico de la red de distribución, y búsqueda de puntos físicos, transformadores y demás. Implementado en 1996

SGI (sistema Gestión de Incidencias), Guía del usuario

- Este software también propiedad de CODENSA se utilizó para consultar la información registrada de los eventos de los índices de calidad para media tensión. Implementado en 1999.





## Anexo B. Documento de entrega de zona protegida

<b>ENTREGA DE ZONA PROTEGIDA</b>		<b>DEVOLUCION DE ZONA PROTEGIDA</b>	
Entrega de Zona Protegida para la consignación N° _____ por parte del Responsable de la consignación.	Fecha y Hora	Recepción de Zona Protegida de la consignación N° _____ por parte del Responsable de la consignación.	Fecha y Hora
Firma Nombre		Firma Nombre	
Recepción zona protegida por Jefes de Trabajo	Fecha y Hora	Devolución zona protegida por Jefes de Trabajo	Fecha y Hora
1 Firma Nombre		1 Firma Nombre	
2 Firma Nombre		2 Firma Nombre	
3 Firma Nombre		3 Firma Nombre	
4 Firma Nombre		4 Firma Nombre	
OBSERVACIONES : _____ _____ _____ _____			
<b>Para Trabajos con Equipo Desenergizado se Deberán Aplicar las Cinco Reglas de Oro:</b>			
• Primera Regla de Oro:	Corte Visible.		
• Segunda Regla de Oro:	Enclavamiento y/o Bloqueo y Señalización de un Aparato de Maniobra.		
• Tercera Regla de Oro:	Verificación de Ausencia de Tensión.		
• Cuarta Regla de Oro:	Puesta a Tierra y en Corto Circuito.		
• Quinta Regla de Oro:	Señalizar y Delimitar una Zona de Trabajo.		

Nota : Este formato lo entregará el “Responsable de la Consignación en el Lugar de Trabajo” a los Jefes de Trabajo, explicándoles claramente sobre el terreno, la situación en que queda la instalación o equipo y la “zona protegida”. De esta forma los Jefes de Trabajo firmarán que han recibido la zona protegida.

Al finalizar los trabajos los jefes de trabajo firmarán la devolución de la zona protegida y el “Responsable de la Consignación en el Lugar de Trabajo” firmará esta devolución.



## Formulario entrada de incidencias

SGI01 - [Entrada Incidencias CC]

Accion Editar Consulta Bloque Registro Campo Ayuda Ventana
\_ \_ X

Entrada de Incidencias CC: .....
CONSTANZA

1. Entrada Incidencias CC ▾

Referencia	3782	Estado Incid.	VALIDADA	Tipo Inci.	<input type="radio"/> Prg <input checked="" type="radio"/> Frz
Cod Circuito	SM11	Nom Circuito	CANTERAS	Carga (A)	170
Cod Inciden.	4F17	Desc Inciden.	INTERFERENCIA PARTICULARES (ACCIDENTAL)	Num Prg	
Fecha Inicial	31/12/98 23:55	Fecha Final	01/01/99 11:16	Area Prg	

**Proteccion Neutral**  Instantaneo  Diferido   
 **Señal**  Si  No   
 **Recierre**  Si  No   
 **Tipo**  R  L  R+L  R+L+L  
**Fases**  Instantaneo  Diferido   
 **Actua**  C/E  S/E  Fuera de Servicio  No actua

Maniobras	Instala. Fuera Servicio	Moviles	Elementos Averiaados	Elaborada por:
-----------	-------------------------	---------	----------------------	----------------

Nº	Fecha	Elem	Sec Cd	Pase PF	Tipo	Actua	Descripcion Maniobra	Direccion Seccionador	Movil
1	31/12/98 23:55	INT			A		H		
2	31/12/98 23:57	INT			C	S/E	H-I		
3	01/01/99 00:00	INT			C	S/E	H-I		
4	01/01/99 01:20	SEC			A		-S06 T 83 71B-15		
5	01/01/99 01:25	INT			C	C/E	H		
6	01/01/99 11:05	INT			A		H+S06 ABIERTO CIRCUITO PARA NORM.		
7	01/01/99 11:16	INT			C	C/E	H TODO EL CIRCUITO NORMALIZADO.		

**Obser CC** 
**Obser CDS**

¿Registro: 1/?
Inicio SGI01 - [Entrada Inci... SGI02 - [Validacion Incide... Bandeja de entrada - Micr...
14:29

Anexo E. Listado de código de causas

<b>SISTEMA EXTERNO</b>	<b>Origen</b>	<b>1</b>	<b>Código</b>	<b>Descripción de la interrupción</b>
	Interconexión Y Generación			1I01
			1I02	Baja frecuencia
			1I03	Baja tensión
			1I04	Racionamiento
			1I05	Error de operación
<b>SISTEMA PROPIO</b>	<b>Origen</b>	<b>2</b>	<b>Código</b>	<b>Descripción de la interrupción</b>
	<b>LINEAS DE TRANSMISIÓN</b>			2F01
		2F04	Falla interruptor línea	
		2F05	Falla control y/o protecciones línea	
		2F06	Falla otros equipos	
		2F08	Ramas sobre la línea	
		2F09	Falla coordinación protecciones línea	
		2F11	Falla transitoria línea	
		2F12	Falla con reenganche automático línea	
		2F13	Condiciones atmosféricas adversas	
		2F14	Se reviso línea y no se encontró daño	
		2F16	Disparo accidental (personal CODENSA)	
		2F17	Interferencia particulares (accidental)	
		2F18	Vandalismo	
		2F19	Seguridad por trabajos debidos a falla	
		2F24	Apertura alimentador 34,5 kV por falla línea	
		2O01	Error de operación	
		2O04	Sobrecarga de línea	
		2O06	Problemas orden público	
		2P01	Mantenimiento línea	
		2P04	Mantenimiento interruptor línea	
		2P05	Mantenimiento control y/o protecciones línea	
		2P15	Mantenimiento línea viva	
		2P17	Solicitud de usuarios	
	2P19	Seguridad por trabajos programados		
	2P20	Seguridad ciudadana		
	2P21	Ampliación y/o remodelación línea		
	2P22	Conexión cargas nuevas		
	2P24	Apertura alimentador 34,5 kV mantenimiento en líneas		
	2P26	Trabajos expansión líneas nivel IV (>62kV)		

SISTEMA EXTERNO	Origen	Código	Descripción de la interrupción	
	SUBESTACIONES	3	3F01	Falla cable de potencia / barraje
3F03			Falla transformador de potencia	
3F04			Falla interruptor y/o celda (trafo / circuito)	
3F05			Falla control y/o protecciones (trafo / circuito)	
3F06			Falla equipo de patio fabricar	
3F08			Interferencia particulares (accidental)	
3F09			Falla coordinación protecciones (trafo / circuito)	
3F10			Suplencia por falla	
3F13			Condiciones atmosféricas adversas	
3F16			Disparo accidental en subestación (personal CODENSA)	
3F18			Vandalismo	
3F19			Seguridad por trabajos debidos a falla	
3F24			Falla alimentador 34,5 kV por causa en s/e	
3F25			Falla originada en otro interruptor	
SISTEMA PROPIO			SUBESTACIONES	3
	3O03	Redistribución carga transformador de potencia		
	3O04	Sobrecarga transformador de potencia		
	3O06	Problemas orden público		
	3P01	Mantenimiento cable de potencia / barraje		
	3P03	Mantenimiento transformador de potencia		
	3P04	Mantenimiento interruptor y/o celda (trafo / circuito)		
	3P05	Mantenimiento control y/o protecciones (trafo / circuito)		
	3P06	Mantenimiento equipo de patio		
	3P07	Mantenimiento general subestación		
	3P10	Suplencia programada		
	3P19	Seguridad por trabajos programados		
	3P20	Seguridad ciudadana		
	3P21	Ampliación y/o remodelación subestación		
	3P23	Instalación o retiro equipo de medida		
3P24	Apertura alimentador 34,5 kV por mantenimiento S/E			
3P26	Trabajos expansión subestaciones nivel IV (>62kV)			
SISTEMA PROPIO	Origen	Código	Descripción de la interrupción	
	MEDIA TENSIÓN	4	4F01	Falla red aérea
			4F02	Falla red subterránea
			4F03	Falla transformador de distribución
			4F04	Falla equipo de maniobra (seccionador / reconectador)
			4F05	Falla protecciones (trafo / red)
			4F06	Falla otros equipos (condensadores / reguladores)
			4F07	Subestación inundada
			4F08	Ramas sobre la red
			4F10	Suplencia por falla
			4F11	Falla transitoria circuito
			4F12	Falla con reenganche automático circuito
			4F13	Condiciones atmosféricas adversas

<b>SISTEMA PROPIO</b>	<b>MEDIA TENSIÓN</b>	<b>4</b>	4F14	Se reviso circuito y no se encontró daño
			4F15	Corrección secuencia de fases
			4F16	Disparo accidental (personal CODENSA)
			4F17	Interferencia particulares (accidental)
			4F18	Vandalismo
			4F19	Seguridad por trabajos debidos a falla
			4F24	Falla alimentación en 34,5 kV
			4F25	Falla originada en otro circuito
			4O01	Error de operación
			4O02	Circuito identificado incorrectamente
			4O03	Transferencia de carga circuitos
			4O04	Sobrecarga circuito
			4O06	Problemas orden público
			4P01	Mantenimiento red aérea
			4P02	Mantenimiento red subterránea
			4P03	Mantenimiento transformador de distribución
			4P04	Mantenimiento equipo de maniobra (seccionador / reconectador)
			4P05	Mantenimiento protecciones (trafo / red)
			4P06	Mantenimiento otros equipos (condensadores / reguladores)
			4P07	Mantenimiento centro de distribución (subestación)
4P08	Poda árboles			
4P10	Suplencia por trabajos programados			
4P15	Trabajos en línea viva			
4P22	Conexión cargas nuevas (preliminares)			
4P23	Instalación o retiro equipo de medida			
<b>SISTEMA PROPIO</b>	<b>Origen</b>	<b>5</b>	4P24	Trabajos programados alimentación en 34,5 kV
	<b>BAJA TENSIÓN</b>		5F01	Falla red aérea B.T
			5F02	Falla red subterránea B.T
			5F04	Falla interruptor B.T
			5F06	Falla bajantes transformador
			5F17	Interferencia particulares (accidental)
			5F18	Vandalismo
			5O06	Problemas orden público
			5P01	Mantenimiento red aérea B.T
			5P02	Mantenimiento red subterránea B.T
			5P04	Mantenimiento interruptor B.T
			5P06	Cambio bajantes transformador
			5P20	Seguridad ciudadana
			5P21	Ampliación y/o remodelación red B.T
5P22	Conexión cargas nuevas B.T			

## Anexo F. Formulario de validación de incidencias

SGI02 - [Validacion Incidencias CDS]

Accion Editar Consulta Bloque Registro Campo Ayuda Ventana

**CODENSA** Validacion de Incidencias CDS EFRAIN

1. Validacion Incidencias CD

**Referencia** 71796 **Estado Incid.** VALIDADA **Tipo Inci.**  Prg  Frz  
**Cod Circuito** MZ21 **Nom Circuito** BRAVO PAEZ **Carga (A)** 60  
**Cod Inciden.** 4F13 **Desc Inciden.** CONDICIONES ATMOSFERICAS ADVERSAS **Num Prg**  
**Fecha Inicial** 07/01/01 12:26 **Fecha Final** 07/01/01 14:16 **Area Prg** **Fecha Prg**

**Proteccion Neutral**  Instantaneo  Diferido **Señal**  Si  No **Recierre**  Si  No **Tipo**  R  L  R+L  R+L+L  
**Fases**  Instantaneo  Diferido **RS** **Actua**  C/E  S/E  Fuera de Servicio  No actua

Maniobras		Instala. Fuera Servicio	Etapas	Moviles	Elementos Averiad	Elaborada por:		
Nº	Fecha	Elem	Sec Cd	Pase PF	Tipo Actua	Descripción Maniobras	Direccion Seccionador	Movil
1	07/01/01 12:26	INT			A			
2	07/01/01 12:28	INT			C	S/E		
3	07/01/01 12:57	SEC	S5660		A		CL32 SUR#28-14	
4	07/01/01 12:59	INT			C	C/E		
5	07/01/01 13:00	INT			A			
6	07/01/01 13:01	SEC	S5660		A		CL32 SUR#28-14	
7	07/01/01 13:20	INT			C	S/E		
8	07/01/01 14:16	INT			C	C/E		

**Obser CC** POR TORMENTA ATMOSFERICASE Y FUERTES VIENTOS **Obser CDS**

Registro: 1/1

Anexo G. Formulario de consulta de incidencias

**SGI03 - [Consulta Incidencias]**

Accion Editar Consulta Bloque Registro Campo Ayuda Ventana

**CODENSA** Consulta de Incidencias EFRAIN

1. Consulta Incidencias

Datos Incidencia 1	Datos Incidencia 2	Observaciones	Protecciones	Maniobras	Etapas							
Referencia	Estado	Subestacion	Cod Cto	Nombre Circuito	Zona	Fecha Inicio	Fecha Final	Dur (h:m)	Tipo Carga	NT	T (h)	
71474	VALIDADA	MUZU	MZ26	INGLES BC	US	02/01/01 10:11	02/01/01 12:23	02,12	P	2	BT 00,00	
71476	VALIDADA	MUZU	MZ13	AUTOPISTA SUR	US	02/01/01 11:16	02/01/01 11:29	00,13	F	120	MT 00,22	
71796	VALIDADA	MUZU	MZ21	BRAVO PAEZ	US	07/01/01 12:26	07/01/01 14:16	01,50	F	60	MT 01,83	
71937	VALIDADA	MUZU	MZ24	MLLA SONIA	US	11/01/01 16:00	11/01/01 17:03	01,03	F	70	MT 01,05	
72104	VALIDADA	MUZU	MZ14	MLLA MAYOR	US	11/01/01 16:32	11/01/01 18:06	01,34	F	120	MT 01,57	
72112	VALIDADA	MUZU	MZ36	PLZ AMERICAS BC	US	12/01/01 11:34	12/01/01 12:30	00,56	F	5	MT 00,00	
72196	VALIDADA	MUZU	MZ12	SULTANA	US	13/01/01 10:09	13/01/01 15:54	05,45	F	70	MT 00,72	
72197	VALIDADA	MUZU	MZ36	PLZ AMERICAS BC	US	13/01/01 10:42	13/01/01 10:45	00,03	F	90	MT 00,05	
72548	VALIDADA	MUZU	MZ11	ALCALA	US	17/01/01 14:25	17/01/01 14:40	00,15	F	120	AT 00,25	
72549	VALIDADA	MUZU	MZ12	SULTANA	US	17/01/01 14:25	17/01/01 14:40	00,15	F	80	AT 00,25	
72550	VALIDADA	MUZU	MZ13	AUTOPISTA SUR	US	17/01/01 14:25	17/01/01 14:40	00,15	F	160	AT 00,25	
72551	VALIDADA	MUZU	MZ14	MLLA MAYOR	US	17/01/01 14:25	17/01/01 14:40	00,15	F	30	AT 00,25	
72552	VALIDADA	MUZU	MZ15	SEVILLANA	US	17/01/01 14:25	17/01/01 14:40	00,15	F	140	AT 00,25	
72553	VALIDADA	MUZU	MZ16	ALQUERIA	US	17/01/01 14:25	17/01/01 14:40	00,15	F	160	AT 00,25	
72554	VALIDADA	MUZU	MZ17	CIUDAD MONTES	US	17/01/01 14:25	17/01/01 14:40	00,15	F	80	AT 00,25	
72555	VALIDADA	MUZU	MZ21	BRAVO PAEZ	US	17/01/01 14:25	17/01/01 14:40	00,15	F	90	AT 00,25	
72556	VALIDADA	MUZU	MZ22	LA FRAGUA	US	17/01/01 14:25	17/01/01 14:40	00,15	F	130	AT 00,25	
72557	VALIDADA	MUZU	MZ23	LIBERTADOR	US	17/01/01 14:25	17/01/01 14:40	00,15	F	120	AT 00,25	
42	Incidentes										Σ	18,60

Anexo H. Reporte de usuario ausente

Nombre del contratista.  
Contratista de CODENSA S.A ESP  
Reporte de usuario ausente.

Dirección:-----  
Teléfono: -----

En el día de hoy se ha efectuado la visita solicitada por usted, según la orden N°----- del 115, sin encontrarse persona alguna en este inmueble. Con esta visita se da por cumplida la orden generada por usted. Si es necesario nuevamente nuestra visita le sugerimos comunicarse al 115 y solicitar una nueva orden de servicio.

Móvil que efectuó la visita: -----

Anexo J. Listado de código de causas de baja tensión

<b>Código</b>	<b>Causa</b>	<b>Origen</b>	<b>F/D*</b>	<b>Observación</b>
4F01	Reparación red M.T	4	NO	Daño en la red de media tensión SGI
4F03	Trafo quemado	4	SI	Daño en media tensión ocasionado por sobrecarga u otros factores.
4F05	Reposición de fusible	4	SI	Quema de fusible, ocasionado por sobrecarga o cortocircuito.
4F07	Reparación en s/e particular	4	NO	Mantenimiento en subestaciones que no son propiedad de CODENSA.
4O01	Operación cuchillas en M.T	4	NO	Operación de cuchillas en media tensión para localizar daños.
5F01	Red B.T reparación y poste averiado.	5	SI	Reparación en la red de baja tensión.
5F02	Tapas rotas	5	NO	Se encuentran rotas las tapas de las cajas de inspección.
5F03	Anillar	5	SI	Colocar conector bimetálico, entre la red de baja tensión en aluminio y el conductor que realiza la bajada en cobre.
5F07	Contactos	5	NO	Sulfatación entre el aluminio y el cobre en la unión de la red de baja tensión y la acometida ocasionada por la falta del conector bimetálico.
5F08	Cambio de bajada y compra de alambre	5	NO	Cambio del conductor que va de la red de baja tensión hacia el alimentador de la casa. (cambio de bajada).
5F09	Medidas	5	NO	Solicitud del usuario para realizar medidas de voltaje, debido a que se presentan fluctuaciones.

<b>Código</b>	<b>Causa</b>	<b>Origen</b>	<b>F/D*</b>	<b>Observación</b>
5F10	Poda de árboles	5	NO	Cortar las ramas de los árboles cercanas a la red.
5F14	En servicio	5	NO	En el momento de la revisión, el usuario se encuentra con servicio.
5F18	Red robada y habilitada por A.I	5	SI	Red robada y reparada por la sección de atención inmediata de CODENSA.
5O02	No han llamado	5	NO	En el momento de la revisión, el usuario asegura no haber llamado y se encuentra con servicio.
5O03	Dirección errada	5	NO	En el momento de la revisión, no se encuentra la dirección registrada en Fonoservicio.
6F01	Falla (Corriente A.P)	6	NO	Daño en alumbrado público.
6F18	Cambio por vandalismo A.P	6	NO	Daño en alumbrado público.
6O01	Instalación A.P	6	NO	Daño en alumbrado público.
6O02	Reinstalación y retiro A.P	6	NO	Daño en alumbrado público.
6O03	Dirección errada	6	NO	Daño en alumbrado público.
6O04	Pendiente A.P	6	NO	Daño en alumbrado público.

- Origen 4: Subestaciones
- Origen 5: Baja tensión
- Origen 6: Alumbrado público
- F/D : Esta columna indica si esta causa se toma en cuenta o no para efecto del cálculo de los índices FES y DES.





#### Anexo M. Descripción de las consultas de la base de datos

- C\_FES DES TRAF VS CAUSAS: Es una consulta de referencias cruzadas, se elabora dependiendo de la consulta "C\_FES des traf vs caus", en donde agrupado por los campos "TRF\_CD" y "COD\_CAUS", suma el campo "FES" anual. Se obtienen 6 campos con 806 registros.
- C\_N Y T POR CTO: Es una consulta de selección, involucra la tabla "Transformador" y la consulta "Incidencias MZ T", con las cuales se establece una relación uno a uno entre los campos "TRF\_CD" de la tabla y la consulta; además, se le ordena sumar todos los registros correspondientes al campo "T" de la consulta "Incidencias MZ T" para definir el índice T anual y que cuente todos los registros del campo "N° de orden", con el fin de definir el índice N anual, agrupados por circuito. Se obtienen 18 registros con 3 campos.
- C\_DES TRAF VS CAUSAS: Es una consulta de referencias cruzadas, se elabora dependiendo de la tabla "Causas", las consultas "C\_Fes des traf vs caus" y "C\_Incidencias MZ T", en donde agrupado por los campos "TRF\_CD" y "DES" anual, suma el "FES" anual según el Código de causa. Se obtienen 15 campos con 882 registros.
- C\_FES DES POR CTO: Es una consulta de selección, involucra las tablas "Causas" y "Transformador" las cuales contienen una relación uno a uno por medio del campo "COD\_CAUS", y la consulta "Incidencias MZ T" que contiene una relación uno a uno por medio del campo "TRF\_CD" con la tabla "Transformador"; además, se le da la condición que agrupado por circuito cuente el campo "N° de orden" y suma el campo "T", de los eventos donde el campo "F/D" corresponda a "SI". Se obtienen 18 registros con 3 campos.

- C\_FES DES TRAF VS CAUS: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la tabla "Causas" y la consulta "Incidencias MZ T", en donde agrupado por los campos "TRF\_CD" y "COD\_CAUS", sume el campo "T" y cuente el campo "Nº de orden", donde el campo "T" es mayor de un minuto y el campo "F/D" corresponda a "SI". Se obtienen 4 campos con 882 registros.
- C\_FES TRAFO VS CAUS: Es una consulta de referencias cruzadas, se elabora dependiendo de la consulta "C\_Incidencias MZ T" la cual contiene una relación uno a uno con la tabla "Causas" a través del campo "COD\_CAUSA" y otra relación uno a uno con la consulta "C\_Fes des traf vs caus" a través del campo "TRF\_CD". De esta manera se da la condición para el cálculo en donde agrupado por los campos "TRF\_CD" y "FES", sume el "DES" según "COD\_CAUS". Se obtienen 6 campos con 806 registros.
- C\_FES\_DES BT ANUAL: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la consulta "C\_Fes des causa". De esta manera se da la condición para el cálculo en donde agrupado por el campo "TRF\_CD", sume los campos "DES" y "FES". Se obtienen 3 campos con 781 registros.
- C\_FES\_DES\_CAUS: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la tabla "Causas" y la consulta "Incidencias MZ T" la cual contiene una relación uno a uno por medio del campo "COD\_CAUS". De esta manera se da la condición para el cálculo en donde agrupado por los campos "COD\_CAUS" y "TRF\_CD", sume el campo "T" y cuente el campo "Nº de orden" donde "T" sea mayor que un minuto y el campo "F/D" sea "SI". Se obtienen 4 campos con 882 registros.
- C\_INDICES POR CTO: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de las consultas "C\_fes des por cto" y "C\_n y t por cto" las cuales contienen una relación uno a uno por medio del campo "CTO". De esta manera se seleccionan los campos que se necesitan. Se obtienen 5 campos con 18 registros.
- C\_CONSULTA 1: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de las tablas "Consumo" y "Transformador" las cuales contiene una relación uno a uno por medio del campo "TRF\_CD". De esta manera se seleccionan los campos requeridos. Se obtienen 3 campos con 55.217 registros.
- C\_FES DES X CAUSA: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la tabla "Causas" y la consulta "Incidencias MZ T" la cual contiene una relación uno a uno por medio del campo "TRF\_CD". De esta manera se da la condición para el cálculo en donde agrupado por el campo "COD\_CAUS", sume el campo "DES" y cuente el campo "FES". Se obtienen 4 campos con 4 registros.
- INCIDENCIAS MZ T: Es una consulta de selección que depende de la tabla "Incidencias MZ". De esta manera se da la condición para el cálculo en donde agrupado por el campo "TRF\_CD", realice la diferencia entre la hora de apertura y la de cierre, con el fin de calcular la duración de cada evento. De esta manera se obtienen 8 campos con 1637 registros.

- IND\_DESMENBT: Es una consulta de referencias cruzadas, se elabora dependiendo de la tabla "Causas" y la consulta "Incidencias MZ T" la cual contiene una relación uno a uno por medio del campo "COD\_CAUS". De esta manera se da la condición para el cálculo en donde agrupado por los campos "TRF\_CD" y "FECHA", coloque el índice "DES" donde "T" sea mayor que un minuto y el campo "F/D" sea "SI".
- IND\_FESMENBT: Es una consulta de referencias cruzadas, se elabora dependiendo de la tabla "Causas" y la consulta "Incidencias MZ T" la cual contiene una relación uno a uno por medio del campo "COD\_CAUS". De esta manera se da la condición para el cálculo en donde agrupado por los campos "TRF\_CD" y "FECHA", coloque el índice "FES" donde "T" sea mayor que un minuto y el campo "F/D" sea "SI".
- INDICES MENSBT: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de las tablas anteriores "IND\_FESMENBT" y "IND\_DESMENBT", las cuales contienen una relación uno a uno por medio del campo "TRF\_CD". De esta manera se obtienen los índices "FES" y "DES" mensuales por transformador en una sola consulta.
- INDICES MT: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de las consultas "Trimes I MT", "Trimes II MT", "Trimes III MT" y "Trimes IV", las cuales contienen una relación uno a uno entre sí por medio del campo "TRF\_CD". De esta manera se obtienen los índices FES y DES trimestrales por transformador en una sola consulta.
- INDICES TOTALES I: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de las consultas "Trimes I BT" y "Trimes I MT", las cuales contienen una relación de combinación que incluye todos los registros del campo "TRF\_CD" de "Trimes I MT" y solo los registros del campo "TRF\_CD" de "Trimes I BT" que sean iguales. De esta manera se ordena la suma de los dos índices para obtener los índices totales para el primer trimestre del año 1.999. Se obtienen 5 campos con 912 registros.
- INDICES TOTALES II: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de las consultas "Trimes II BT" y "Trimes II MT", las cuales contienen una relación de combinación que incluye todos los registros del campo "TRF\_CD" de "Trimes II MT" y solo los registros del campo "TRF\_CD" de "Trimes II BT" que sean iguales. De esta manera se ordena la suma de los dos índices para obtener los índices totales para el segundo trimestre del año 1.999. Se obtienen 5 campos con 912 registros.
- INDICES TOTALES III: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de las consultas "Trimes III BT" y "Trimes III MT", las cuales contienen una relación de combinación que incluye todos los registros del campo "TRF\_CD" de "Trimes III MT" y solo los registros del campo "TRF\_CD" de "Trimes III BT" que sean iguales. De esta manera se ordena la suma de los dos índices para obtener los índices totales para el tercer trimestre del año 1.999. Se obtienen 5 campos con 912 registros.
- INDICES TOTALES IV: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de las consultas "Trimes IV BT" y "Trimes IV MT", las cuales contienen una relación de combinación que incluye todos los registros del campo

“TRF\_CD” de “Trimes IV MT” y solo los registros del campo “TRF\_CD” de “Trimes IV BT” que sean iguales. De esta manera se ordena la suma de los dos índices para obtener los índices totales para el cuarto trimestre del año 1.999. Se obtienen 5 campos con 912 registros.

- TOTAL I: Es una consulta de selección que depende de la consulta “INDICES TOTALES I”, eligiendo los campos “TRF\_CD”, “FES” y “DES” donde los índices FES y DES sean mayores que cero. Esta consulta se realiza con el fin de utilizarla para el cálculo del valor a compensar del primer trimestre del año 1.999 y evitar un desbordamiento por causa de división con valores cero. Se obtienen 4 campos con 823 registros.
- TOTAL II: Es una consulta de selección que depende de la consulta “INDICES TOTALES II”, eligiendo los campos “TRF\_CD”, “FES” y “DES” donde los índices FES y DES sean mayores que cero. Esta consulta se realiza con el fin de utilizarla para el cálculo del valor a compensar del segundo trimestre del año 1.999 y evitar un desbordamiento por causa de división con valores cero. Se obtienen 4 campos con 878 registros.
- TOTAL III: Es una consulta de selección que depende de la consulta “INDICES TOTALES III”, eligiendo los campos “TRF\_CD”, “FES” y “DES” donde los índices FES y DES sean mayores que cero. Esta consulta se realiza con el fin de utilizarla para el cálculo del valor a compensar del tercer trimestre del año 1.999 y evitar un desbordamiento por causa de división con valores cero. Se obtienen 4 campos con 772 registros.
- TOTAL IV: Es una consulta de selección que depende de la consulta “INDICES TOTALES IV”, eligiendo los campos “TRF\_CD”, “FES” y “DES” donde los índices FES y DES sean mayores que cero. Esta consulta se realiza con el fin de utilizarla para el cálculo del valor a compensar del cuarto trimestre del año 1.999 y evitar un desbordamiento por causa de división con valores cero. Se obtienen 4 campos con 744 registros.
- TRAFO VS CAUS N: Es una consulta de referencias cruzadas, se elabora dependiendo de la consulta “Incidencias MZ T”. De esta manera se da la condición para el cálculo en donde agrupado por los campos “COD\_CAUS” y “TRF\_CD”, cuente el campo “Nº de orden” y lo coloque según el tipo de causa. Se obtienen 16 campos con 912 registros.
- TRAFO VS CAUS T: Es una consulta de referencias cruzadas, se elabora dependiendo de la consulta “Incidencias MZ T”. De esta manera se da la condición para el cálculo en donde agrupado por los campos “COD\_CAUS” y “TRF\_CD”, sume el campo “T” y lo coloque según el tipo de causa. Se obtienen 16 campos con 912 registros.
- TRIMES I BT: Es una consulta de selección que depende de la consulta “Incidencias MZ T”, donde se calculan los índices FES y DES, por períodos. Por lo tanto se coloca como condición que el campo fecha este entre el 1/01/99 y el 31/03/99, para efectos de calcular los índices para el primer trimestre del año 1.999. Se obtienen 3 campos con 674 registros.

- TRIMES II BT: Es una consulta de selección que depende de la consulta "Incidencias MZ T", donde se calculan los índices FES y DES, por períodos. Por lo tanto se coloca como condición que el campo fecha este entre el 01/04/99 y el 30/06/99, para efectos de calcular los índices para el segundo trimestre del año 1.999. Se obtienen 3 campos con 218 registros.
- TRIMES III BT: Es una consulta de selección que depende de la consulta "Incidencias MZ T", donde se calculan los índices FES y DES, por períodos. Por lo tanto se coloca como condición que el campo fecha este entre el 01/07/99 y el 30/09/99, para efectos de calcular los índices para el tercer trimestre del año 1.999. Se obtienen 3 campos con 326 registros.
- TRIMES IV BT: Es una consulta de selección que depende de la consulta "Incidencias MZ T", donde se calculan los índices FES y DES, por períodos. Por lo tanto se coloca como condición que el campo fecha este entre el 01/10/99 y el 31/12/99, para efectos de calcular los índices para el primer trimestre del año 1.999. Se obtienen 3 campos con 412 registros.
- TRIMES I MT: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la tabla "Consumos" y "Trimes I MT", las cuales contienen una relación con la combinación donde incluya todos los registros del campo "TRF\_CD" de "Trimes I MT" y solo aquellos registros del campo "TRF\_CD" de "Consumos" donde los campos sean iguales y que además los registros de los campos "FES" y "DES" sean mayores que cero. Se obtienen 5 campos con 50.612 registros.
- TRIMES II MT: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la tabla "Consumos" y "Trimes II MT", las cuales contienen una relación con la combinación donde incluya todos los registros del campo "TRF\_CD" de "Trimes II MT" y solo aquellos registros del campo "TRF\_CD" de "Consumos" donde los campos sean iguales y que además los registros de los campos "FES" y "DES" sean mayores que cero. Se obtienen 5 campos con 53.826 registros.
- TRIMES III MT: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la tabla "Consumos" y "Trimes III MT", las cuales contienen una relación con la combinación donde incluya todos los registros del campo "TRF\_CD" de "Trimes III MT" y solo aquellos registros del campo "TRF\_CD" de "Consumos" donde los campos sean iguales y que además los registros de los campos "FES" y "DES" sean mayores que cero. Se obtienen 5 campos con 47.582 registros.
- TRIMES IV MT: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la tabla "Consumos" y "Trimes IV MT", las cuales contienen una relación con la combinación donde incluya todos los registros del campo "TRF\_CD" de "Trimes IV MT" y solo aquellos registros del campo "TRF\_CD" de "Consumos" donde los campos sean iguales y que además los registros de los campos "FES" y "DES" sean mayores que cero. Se obtienen 5 campos con 43.930 registros.
- VC MEDIA TENSION I: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la consulta "VCMTI", con el fin de reemplazar los registros con valores negativos por cero. Se obtienen 6 campos con 48.322 registros.

- VC MEDIA TENSION I: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la consulta “VCMTI”, con el fin de reemplazar los registros con valores negativos por cero. Se obtienen 6 campos con 48.322 registros.
- VC MEDIA TENSION II: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la consulta “VCMTII”, con el fin de reemplazar los registros con valores negativos por cero. Se obtienen 6 campos con 51.780 registros.
- VC MEDIA TENSION III: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la consulta “VCMTIII”, con el fin de reemplazar los registros con valores negativos por cero. Se obtienen 6 campos con 45.880 registros.
- VC MEDIA TENSION IV: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la consulta “VCMTIV”, con el fin de reemplazar los registros con valores negativos por cero. Se obtienen 6 campos con 40.273 registros.
- VC TOTAL I: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la consulta “VCTOTI”, con el fin de reemplazar los registros con valores negativos por cero. Se obtienen 6 campos con 48.322 registros.
- VC TOTAL II: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la consulta “VCTOTII”, con el fin de reemplazar los registros con valores negativos por cero. Se obtienen 6 campos con 51.780 registros.
- VC TOTAL III: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la consulta “VCTOTIII”, con el fin de reemplazar los registros con valores negativos por cero. Se obtienen 6 campos con 45.880 registros.
- VC TOTAL IV: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la consulta “VCTOTIV”, con el fin de reemplazar los registros con valores negativos por cero. Se obtienen 6 campos con 40.273 registros.
- VCMTI: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la Tabla “Valores Máximos Admisibles” y la consulta “TRIMES I MT”. En esta consulta se introducen las fórmulas del valor a compensar definidas en el numeral 3.2.2.4, dando como resultado los transformadores donde el valor a compensar sea mayor que cero. Se obtienen 6 campos con 48.322 registros.
- VCMTII: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la Tabla “Valores Máximos Admisibles” y la consulta “TRIMES II MT”. En esta consulta se introducen las fórmulas del valor a compensar definidas en el numeral 3.2.2.4, dando como resultado los transformadores donde el valor a compensar sea mayor que cero. Se obtienen 6 campos con 51.780 registros.
- VCMTIII: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la Tabla “Valores Máximos Admisibles” y la consulta “TRIMES III MT”. En esta consulta se introducen las fórmulas del valor a compensar definidas en el numeral 3.2.2.4, dando como resultado los transformadores donde el valor a compensar sea mayor que cero. Se obtienen 6 campos con 45.880 registros.
- VCMTIV: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la Tabla “Valores Máximos Admisibles” y la consulta “TRIMES IV MT”. En esta consulta se introducen las fórmulas del valor a compensar definidas en el numeral

3.2.2.4, dando como resultado los transformadores donde el valor a compensar sea mayor que cero. Se obtienen 6 campos con 40.273 registros.

- VCTOT I: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la Tabla “Valores Máximos Admisibles” y las consultas “Total I” y “Consulta 1”. En esta consulta se introducen las fórmulas del valor a compensar definidas en el numeral 3.2.2.4, dando como resultado los transformadores donde el valor a compensar sea mayor que cero. Se obtienen 6 campos con 48.322 registros.
- VCTOT II: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la Tabla “Valores Máximos Admisibles” y las consultas “Total II” y “Consulta 1”. En esta consulta se introducen las fórmulas del valor a compensar definidas en el numeral 3.2.2.4, dando como resultado los transformadores donde el valor a compensar sea mayor que cero. Se obtienen 6 campos con 51.780 registros.
- VCTOT III: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la Tabla “Valores Máximos Admisibles” y las consultas “Total III” y “Consulta 1”. En esta consulta se introducen las fórmulas del valor a compensar definidas en el numeral 3.2.2.4, dando como resultado los transformadores donde el valor a compensar sea mayor que cero. Se obtienen 6 campos con 45.880 registros.
- VCTOT IV: Es una consulta de selección, se elabora dependiendo de la Tabla “Valores Máximos Admisibles” y las consultas “Total IV” y “Consulta 1”. En esta consulta se introducen las fórmulas del valor a compensar definidas en el numeral 3.2.2.4, dando como resultado los transformadores donde el valor a compensar sea mayor que cero.

A continuación se muestra el registro tomado directamente de la nueva base de datos Access, el cual nos enseña los principales aspectos de cada una de las consultas.

## Información para maniobra en el circuito UM 23 (Tiguaque)

SGI02 - [Validacion Incidencias CDS]
\_ | □ | X

Accion Editar Consulta Bloque Registro Campo Ayuda Ventana
\_ | □ | X

Validacion de Incidencias CDS
EFRAIN

1. Validacion Incidencias CD

Referencia	75302	Estado Incid.	VALIDADA	Tipo Inci.	<input checked="" type="radio"/> Prg <input type="radio"/> Frz
Cod Circuito	UM23	Nom Circuito	TIGUAQUE	Carga (A)	40
Cod Inciden.	4P01	Desc Inciden.	MANTENIMIENTO RED AEREA	Num Prg	20171
Fecha Inicial	23/02/01 07:25	Fecha Final	23/02/01 20:33	Area Prg	PIMT
				Fecha Prg	23/02/01 07:00

Proteccion Neutral	<input type="radio"/> Instantaneo <input type="radio"/> Diferido	Señal	<input type="radio"/> Si <input type="radio"/> No	Recierre	<input type="radio"/> Si <input type="radio"/> No	Tipo	<input type="radio"/> R <input type="radio"/> L <input type="radio"/> R+L <input type="radio"/> R+L+L
Fases	<input type="radio"/> Instantaneo <input type="radio"/> Diferido	Actua	<input type="radio"/> C/E <input type="radio"/> S/E <input type="radio"/> Fuera de Servicio <input type="radio"/> No actua				

Maniobras	Instala. Fuera Servicio	Etapas	Moviles	Elaborada por:
-----------	-------------------------	--------	---------	----------------

Nº	Fecha	Elem	Sec Cd	Pase PF	Tipo Actua	Descripción Maniobras	Direccion Seccionador	Movil
1	23/02/01 07:25	INT			A	-I		
2	23/02/01 08:14	SEC		295899	A	-SO1.	CR47B ESTE#84-4 SUR	
3	23/02/01 08:16	SEC		296015	A	-SO2	K 4C BIS E # 81-81	
4	23/02/01 08:17	INT			C	+I		
5	23/02/01 08:31	SEC	S3952		C	+ST.	LA ESPERANZA	
6	23/02/01 20:04	SEC	S3952		A	-ST	LA ESPERANZA	
7	23/02/01 20:12	INT			A	-I		
8	23/02/01 20:12	SEC		295899	C	-SO1	CR47B ESTE#84-4 SUR	
9	23/02/01 20:33	SEC		296015	C	+SO2.	K 4C BIS E # 81-81	

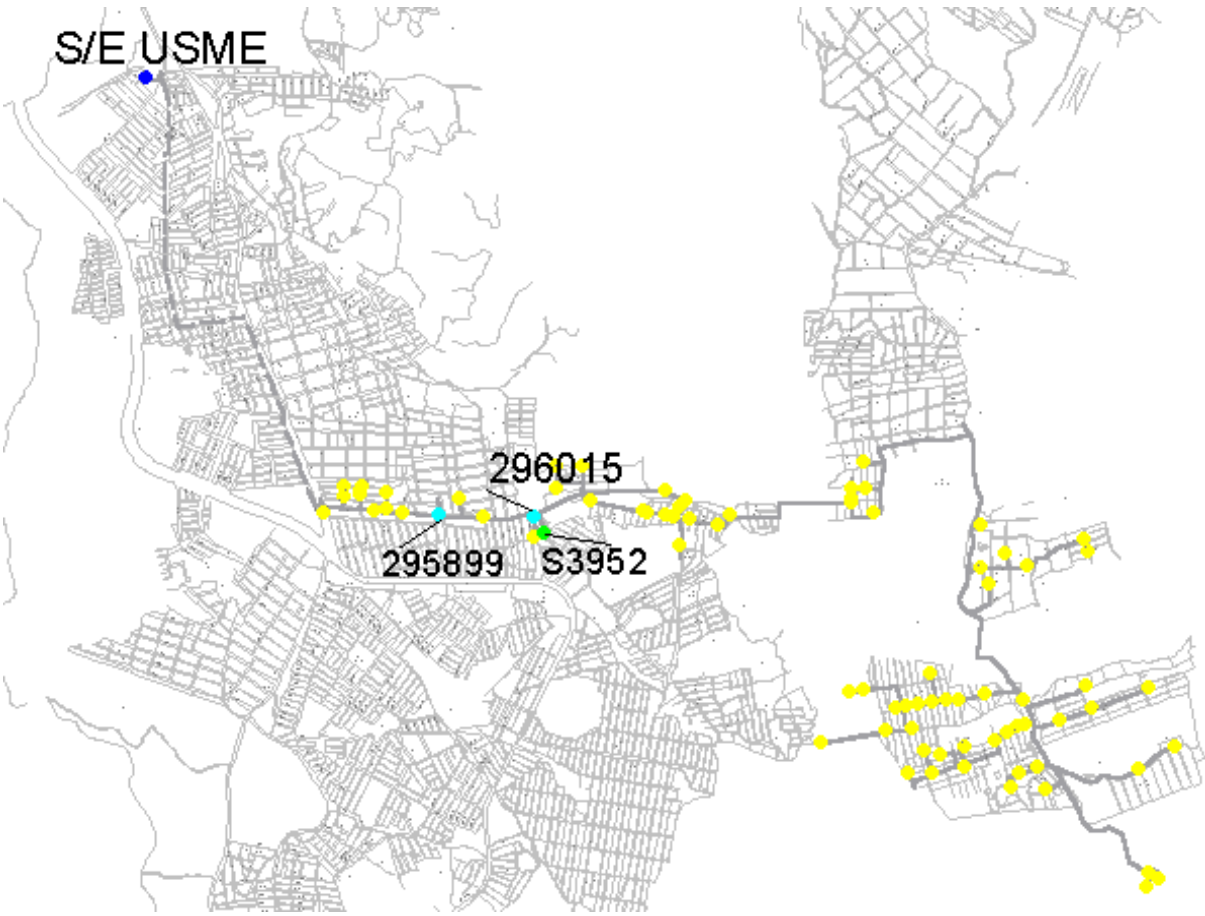
Obser CC	TRASLADO, APLOMADO Y CAMBIO DE POSTES MT	Obser CDS	
----------	--	-----------	--

Registro: 9/10

15:32



Anexo P. Esquema de maniobra en circuito UM23 (Tiguaque)



**Anexo Q. Valor a compensar trimestral con índices de media tensión**

CTO	Trimestre II			Trimestre II			Trimestre III		
	VCD	VCF	VC TOTAL	VCD	VCF	VC TOTAL	VCD	VCF	VCTOTAL
MZ11	968304.916	0	968304.916	0	0	0	968304.916	0	968304.916
MZ12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MZ13	3375.57005	0	3375.57005	0	0	0	3375.57005	0	3375.57005
MZ14	391393.117	0	391393.117	0	0	0	391393.117	0	391393.117
MZ15	3038.28315	0	3038.28315	0	0	0	3038.28315	0	3038.28315
MZ16	68598.0742	0	68598.0742	0	0	0	68598.0742	0	68598.0742
MZ17	1202464.84	0	1202464.84	0	0	0	1202464.84	0	1202464.84
MZ21	237324.912	0	237324.912	0	0	0	237324.912	0	237324.912
MZ22	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MZ23	20303.1585	0	20303.1585	0	0	0	20303.1585	0	20303.1585
MZ24	706332.73	0	706332.73	0	0	0	706332.73	0	706332.73
MZ26	3991154.7	0	3991154.7	0	0	0	3991154.7	0	3991154.7
MZ32	158636.239	0	158636.239	0	0	0	158636.239	0	158636.239
MZ33	4953.49544	0	4953.49544	0	0	0	4953.49544	0	4953.49544
MZ34	1067.07003	0	1067.07003	0	0	0	1067.07003	0	1067.07003
MZ35	307108.734	0	307108.734	0	0	0	307108.734	0	307108.734
MZ36	335592.395	0	335592.395	0	0	0	335592.395	0	335592.395
1.1.1.1.1.1.1.	8399648.24	0	8399648.24	0	0	0	8399648.24	0	8399648.24

CTO	Trimestre IV			Total		
	VCD	VCF	VCTOTAL	VCD	VCF	VCTOTAL
MZ11	1035047.01	185767.365	1220814.38	2971656.84	185767.365	3157424.21
MZ12	33661.4473	38590.7169	72252.1641	33661.4473	38590.7169	72252.1641
MZ13	1312748.77	282800.924	1595549.69	1319499.91	282800.924	1602300.83
MZ14	509.985311	0	509.985311	783296.219	0	783296.219
MZ15	0	0	0	6076.5663	0	6076.5663
MZ16	880943.475	0	880943.475	1018139.62	0	1018139.62
MZ17	922728.05	0	922728.05	3327657.74	0	3327657.74
MZ21	601230.612	81194.1806	682424.792	1075880.44	81194.1806	1157074.62
MZ22	53095.2314	123233.258	176328.489	53095.2314	123233.258	176328.489
MZ23	38835.0248	82988.6584	121823.683	79441.3418	82988.6584	162430
MZ24	9652.52398	2150.91717	11803.4411	1422317.98	2150.91717	1424468.9
MZ26	46072.3832	45487.9724	91560.3556	8028381.79	45487.9724	8073869.76
MZ32	701547.988	110365	811912.988	1018820.47	110365	1129185.47
MZ33	7551.58658	0	7551.58658	17458.5775	0	17458.5775
MZ34	1629939.68	335006.052	1964945.74	1632073.82	335006.052	1967079.88
MZ35	233504.779	0	233504.779	847722.247	0	847722.247
MZ36	756541.384	140521.15	897062.534	1427726.17	140521.15	1568247.32
	8263609.93	1428106.19	9691716.12	25062906.4	1428106.19	26491012.6

**Anexo R. Valor a compensar trimestral con índices totales**

CTO	Trimestre I			Trimestre II			Trimestre III		
	VCD	VCF	VC TOTAL	VCD	VCF	VC TOTAL	VCD	VCF	VC TOTAL
MZ11	557,384.04	148,948.05	706,332.08	483,270.32	0.00	483,270.32	377,477.81	0	377,477.81
MZ12	0.00	0.00	0.00	234,050.62	0.00	234,050.62	197,189.45	0	197,189.45
MZ13	14,313.73	0.00	14,313.73	27,584.91	0.00	27,584.91	687,990.45	0	687,990.45
MZ14	2,367,893.2	0.00	2,367,893.2	2,033,597.3	0.00	2,033,597.33	344,367.36	0	344,367.36
MZ15	38,769.49	0.00	38,769.49	29,001.79	5,335.83	34,337.62	2,762.08	0	2,762.08
MZ16	674,905.12	211,385.10	886,290.21	182,304.18	0.00	182,304.18	439,793.72	0	439,793.72
MZ17	1,308,556.19	500,797.86	1,809,354.0	14,923.24	0.00	14,923.24	12,549.09	0	12,549.09
MZ21	0.00	0.00	0.00	121,445.25	0.00	121,445.25	103,260.96	0	103,260.96
MZ22	0.00	0.00	0.00	266,253.06	0.00	266,253.06	353,816.94	0	353,816.94
MZ23	0.00	0.00	0.00	43,752.98	0.00	43,752.98	29,180.64	0	29,180.64
MZ24	2,721.69	0.00	2,721.69	5,180.68	0.00	5,180.68	339,106.06	0	339,106.06
MZ26	3,297,783.47	1,569,327.3	4,867,110.8	69,009.80	0.00	69,009.80	11,722.96	0	11,722.96
MZ31	0.00	0.00	0.00	9,687.02	0.00	9,687.02	0.00	0	0.00
MZ32	32,045.71	0.00	32,045.71	0.00	0.00	0.00	495,818.91	0	495,818.91
MZ33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	288,740.75	0	288,740.75
MZ34	254,172.33	0.00	254,172.33	51,830.54	0.00	51,830.54	484,756.94	0	484,756.94
MZ35	50,545.98	0.00	50,545.98	99,327.66	0.00	99,327.66	614,040.57	0	614,040.57
MZ36	1,540,481.27	0.00	1,540,481.2	1,207,047.7	150,855.3	1,357,903.16	123,961.52	0	123,961.52
1.1.1.1.1	10,139,572.3	2,430,458.3	12,570,030.7	4,878,267.1	156,191.1	5,034,458.37	4,906,536.2	0	4,906,536.2

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

CTO	Trimestre IV			TOTAL		
	VCD	VCF	VC TOTAL	VCD	VCF	VC TOTAL
MZ11	584,556.24	74,489.03	659,045.27	2,002,688.41	223,437.08	2,226,125.49
MZ12	20,768.34	38,711.41	59,479.75	452,008.41	38,711.41	490,719.82
MZ13	443,236.04	0.00	443,236.04	1,173,125.12	0.00	1,173,125.12
MZ14	0.00	0.00	0.00	4,745,857.97	0.00	4,745,857.97
MZ15	0.00	0.00	0.00	70,533.36	5,335.83	75,869.19
MZ16	564,726.90	90,478.67	655,205.57	1,861,729.91	301,863.76	2,163,593.68
MZ17	1,187,116.66	174,712.09	1,361,828.75	2,523,145.18	675,509.95	3,198,655.13
MZ21	1,506,905.79	181,929.72	1,688,835.50	1,731,611.99	181,929.72	1,913,541.71
MZ22	4,122.54	5,802.14	9,924.68	624,192.54	5,802.14	629,994.68
MZ23	11,879.21	0.00	11,879.21	84,812.83	0.00	84,812.83
MZ24	624,828.80	380,545.12	1,005,373.92	971,837.23	380,545.12	1,352,382.35
MZ26	730,130.64	153,191.05	883,321.69	4,108,646.87	1,722,518.45	5,831,165.32
MZ31	470,001.36	0.00	470,001.36	479,688.38	0.00	479,688.38
MZ32	378,677.77	0.00	378,677.77	906,542.39	0.00	906,542.39
MZ33	187,648.30	13,782.09	201,430.40	476,389.06	13,782.09	490,171.15
MZ34	793,352.12	0.00	793,352.12	1,584,111.93	0.00	1,584,111.93
MZ35	56,231.99	0.00	56,231.99	820,146.21	0.00	820,146.21
MZ36	40,680.93	10,227.87	50,908.80	2,912,171.52	161,083.24	3,073,254.76
<b>1.1.1.1.1.</b>	<b>7,604,863.63</b>	<b>1,123,869.20</b>	<b>8,728,732.83</b>	<b>27,529,239.31</b>	<b>3,710,518.79</b>	<b>31,239,758.10</b>

## ANEXO S. Comentarios a las resoluciones

### 1. Comentarios a la resolución CREG 070/98

- El plazo estipulado para solucionar un problema de calidad de potencia puede considerarse corto, ya que es necesario identificar el usuario causante y realizar un estudio tanto de las instalaciones del usuario como de la red del OR que le da servicio, lo cual en algunos casos requiere más de 30 días. Otra de las dificultades para el OR, es que no se define el tipo de equipos a utilizar (especificaciones técnicas) ni se precisa en donde medir (en el punto de conexión del usuario o en los puntos de entrega en M.T), por lo que un OR no puede proyectar con exactitud que inversión debe realizar para cumplir con las exigencias de monitoreo de calidad de potencia.
- Con referencia a la clasificación de las interrupciones para el cálculo de indicadores del servicio, se deberían descontar las interrupciones debidas a la interferencia de particulares (accidental o vandalismo) y las interrupciones por desastres naturales, debido a que no son responsabilidad del OR. Igualmente las interrupciones programadas también deberían descontarse, al menos en el período de transición ya que estas se realizan en general para ampliación o remodelación de redes con el objeto de mejorar la calidad del servicio. Adicionalmente, se debería ampliar la duración de las interrupciones a excluir en el cálculo de indicadores debido a que en un minuto únicamente es posible despejar fallas en aquellos circuitos que cuentan con relé de recierre o con sistemas automatizados; consecuentemente teniendo en cuenta que ningún OR contaba con la infraestructura necesaria en sus circuitos en la fecha de publicación del Reglamento de Distribución, sería necesario una inversión por parte de los OR's, la cual se vería reflejada en las tarifas de servicio a los usuarios.

- Para cumplir con las exigencias de la reglamentación en cuanto al cálculo de índices y valor a compensar, es necesario que para cada interrupción que se presente, se conozca la infraestructura (circuito, transformadores, etc) y los usuarios afectados. Lo anterior únicamente es posible si cada OR cuenta con el levantamiento de sus redes en todos los niveles de tensión (A.T,M.T,B.T)<sup>1</sup> y en todas las zonas de atención (urbana y rural); además , se debe tener un listado de los clientes que son atendidos por cada transformador lo cual se define como vínculo cliente – red y finalmente, contar con una base de datos robusta que permita almacenar la información de interrupciones, las modificaciones en la red (entrada de nuevos circuitos y transformadores), traslados de carga y su correspondiente afectación en el vínculo cliente-red.
- Dadas las dificultades que se presentan para la construcción y mantenimiento de los circuitos rurales con respecto a los urbanos:
  - ❖ Zonas de difícil acceso, pues los circuitos no siempre van sobre vías construidas.
  - ❖ En algunos casos poca o ninguna posibilidad de comunicación para coordinación de operaciones
  - ❖ Los circuitos son de mayor longitud y poca carga
  - ❖ Al pertenecer la mayoría de sus clientes a los estratos 1 y 2 el OR recibe menor ingreso por kWh consumido.
  - ❖ Por todas estas razones los valores máximos admisibles deberían ser más altos para los circuitos rurales que para los urbanos.
- Utilizar la demanda máxima para el cálculo del valor a compensar es suponer que toda interrupción del servicio ocurre en el momento de máxima demanda, desconociendo que la demanda diaria en Colombia se comporta como una curva que varía significativamente y que adicionalmente la demanda máxima se mantiene poco tiempo como se puede observar en el siguiente gráfico (véase la figura 6.1), donde se muestra la curva de demanda diaria del sistema de CODENSA para el año 2000, cuyo factor de carga (demanda promedio/ demanda máxima) es de 0.69.

---

<sup>1</sup> A.T, M.T y B.T: Alta tensión, media tensión y baja tensión respectivamente.

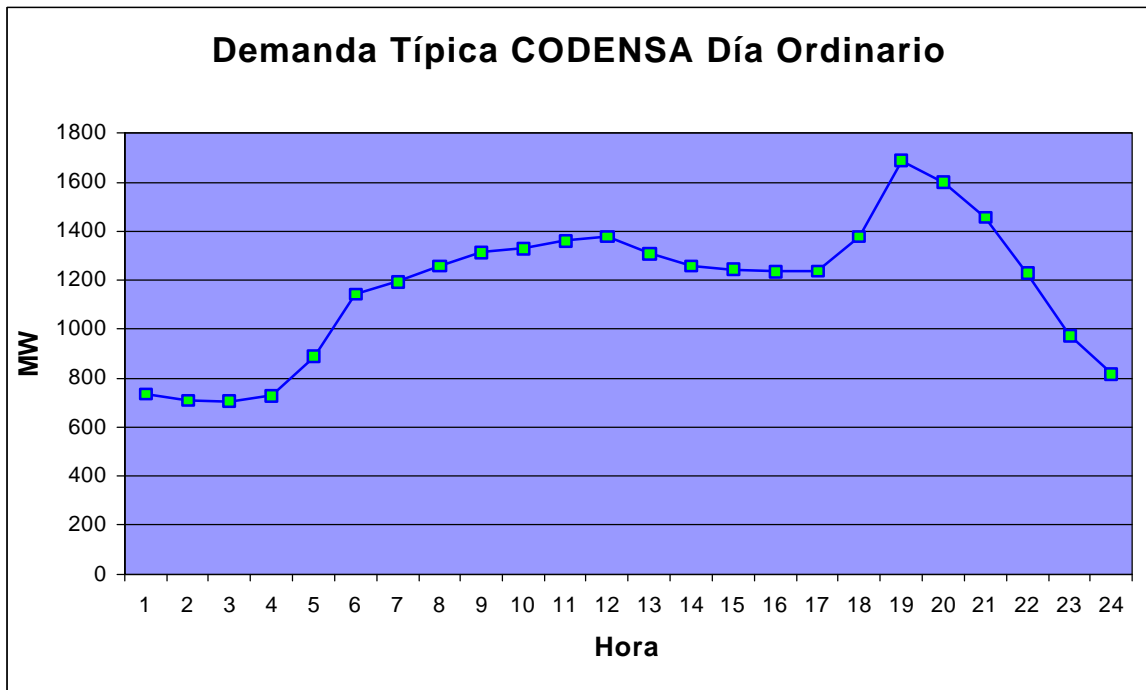


Figura 6.1. Curva de demanda diaria de CODENSA<sup>2</sup>

- Repartir las compensaciones de los usuarios morosos, es beneficiar clientes de forma injustificada. Una alternativa más imparcial sería que el OR no realizara este pago, ya que no ha recibido ingresos por un servicio prestado.
2. Comentarios a la resolución CREG 025/99
- En la resolución 025 los indicadores de seguimiento se calcularán durante los años 2 y 3 del período de transición. Lo anterior se ajusta más a las condiciones de las OR's ya que en la resolución 070 / 98 se exigían a partir del año 1, pero como no existía el vínculo cliente – red aunque se exigieran no se podrían calcular.
  - Con la clasificación de los circuitos por grupos, la reglamentación es más rigurosa con las interrupciones que afecten un mayor número de usuarios. Adicionalmente, se reconoce que el costo de la prestación del servicio y el beneficio recibido por parte de los OR's varía apreciablemente dependiendo de la ubicación de los circuitos.

<sup>2</sup> Curva realizada por CODENSA S.A E. S. P, de acuerdo a sus estadísticas.

- La resolución 025/99 es más exigente que la resolución 070/98, al establecer que el valor a compensar corresponderá a la suma del obtenido por frecuencia más el obtenido por duración y no al mayor de los dos. Teniendo en cuenta que esta resolución es vigente durante un período de transición, se debería procurar mantener las condiciones de regulación durante todo este período.
- Al penalizar a los OR'S con la demanda promedio, se corrige la deficiencia existente en la resolución 070/98 porque se reconoce el comportamiento de la demanda diaria.
- Estimar el valor de la demanda promedio (DPc) con la capacidad instalada produciría valores muy altos, ya que en general se considera que los transformadores están sobredimensionados. De otra parte si se cuenta con el vínculo cliente – red, el cálculo se acercaría bastante a la demanda real interrumpida, pues correspondería a los consumos de los clientes de un transformador en particular. A manera de ejemplo en CODENSA S.A. ESP se realizó una estimación de la demanda promedio utilizando la capacidad instalada de los transformadores y la demanda real de los usuarios encontrando una relación de 3 a 1.
- Como para el cálculo de los índices del transformador se tienen en cuenta los índices del circuito a que pertenece más su reporte de novedades, la penalización deja de ser por circuito y empieza a ser por transformador; lo anterior implica mayores exigencias para el OR al requerir recursos adicionales para obtener, almacenar, procesar y analizar el reporte de novedades que contiene exclusivamente los eventos de baja tensión. No obstante lo anterior, la reglamentación parece desconocer que existen eventos que no interrumpen el circuito (es decir, no abren el interruptor de media tensión en la subestación), sí interrumpen los transformadores y no corresponden a eventos de baja tensión, como son los traslados de carga, las suplencias y las diferentes maniobras en media tensión necesarias para aislar la falla o la zona de trabajo.
- El valor máximo admisible para el pago de compensaciones lo establece el transformador, por lo tanto no sería necesaria la clasificación de los circuitos.

- Ubicar geográficamente un transformador significa tener disponible el levantamiento de redes asociado a un sistema de información geográfica que permita establecer exactamente para cada transformador su ubicación con respecto al municipio a que pertenece (cabecera municipal o zona rural). En el momento de publicación de esta resolución, ningún OR contaba con la ubicación precisa (coordenadas geográficas) de todos sus transformadores.

### 3. Comentarios a la resolución CREG 089/99

- Esta resolución es menos estricta en cuanto a que a partir de este momento se empiezan a descontar los eventos menores o iguales a 3 minutos, dando así mayor posibilidad y un poco más de tiempo para que los interruptores intercalen cuando se presenten los eventos por condiciones atmosféricas u otro tipo de causas en el que el despeje de la falla se demora un poco más de un minuto, lo cual disminuye notablemente los índices de calidad.
- Por primera vez en la reglamentación se descuentan las interrupciones programadas para realizar trabajos de expansión, para el cálculo de indicadores. Aunque no lo toman en cuenta para todos los eventos (únicamente para aquellos de nivel IV), al menos se tiene en cuenta, que estos se derivan de trabajos para atender nuevas demandas por incremento de concentración de población y creación de nuevas industrias en un determinado sector. Se debe tener presente que las afectaciones a este nivel son muy grandes ya que se necesita desconectar toda una subestación, es decir, más o menos 24 circuitos en donde fácilmente se pueden interrumpir hasta 50.000 usuarios y que adicionalmente son trabajos en donde se realizan inversiones de alto costo.
- Se encuentra mayor flexibilidad dado que se excluyen los eventos de fuerza mayor los cuales comprenden las interrupciones presentadas por causa de

actos de vandalismo, interferencia de particulares ya sean personas o animales y causas de orden público en donde el OR no puede realizar ningún tipo de labor para evitarlas, sin embargo el OR debe llevar registro de los eventos anteriores y poderlos sustentar ante el ente de vigilancia y control.

#### 4. Comentarios a la resolución CREG 096/00.

- En esta resolución para el cálculo de indicadores en el año 2 se excluyen las interrupciones con duración igual o inferior a tres (3) minutos y para el año 3 del período de transición, las interrupciones con duración igual o inferior a un (1) minuto. Lo anterior indica una modificación de condiciones procurando ser más exigentes en la medida en que pasa el tiempo, sin embargo, se debe tener presente que esta misma condición que existe para el año 3 se tenía en las resoluciones 070/98 y 025/99.
- La reglamentación es más exigente al establecer valores máximos admisibles trimestrales y no anuales. Se debe tener presente que en el comportamiento de los índices se refleja estacionalidad y al tener valor máximos admisibles anuales se cuenta con un mes de índices altos (como por ejemplo agosto) el cual se puede compensar y equilibrar con un mes de índices bajos (como por ejemplo enero) y finalmente no ocasionar penalización. Si los valores máximos admisibles son trimestrales el “mal comportamiento” de los índices en un mes inducirán casi obligatoriamente a compensar en el trimestre respectivo, pudiendo no ser así si se contará con valores máximos admisibles anuales.
- El valor total a compensar se modifica nuevamente al corresponder ahora al mayor valor entre los dos indicadores, es decir se compensa por un solo indicador y no por los dos, retomando lo establecido en la resolución 070/98.