



## **METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO DE LAS NORMAS TECNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION**

---

**RESOLUCION CNEE-39-2003**

7 de abril de 2003

**LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA**

### **CONSIDERANDO**

Que el artículo 4, del decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, establece que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos, en materia de su competencia; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, así como proteger los derechos de los usuarios y emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico.

### **CONSIDERANDO**

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 78, señala las normas técnicas que debe elaborar la Comisión, dentro de las cuales se encuentran las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD); otorgándole además la facultad de ampliar o emitir otras normas complementarias.

### **CONSIDERANDO**

Que tanto el artículo 51 de la Ley General de Electricidad, como el 101 del Reglamento de la referida Ley, preceptúan que todo usuario tiene derecho a demandar el suministro de un servicio eléctrico de calidad, de acuerdo al procedimiento que establece la presente ley y su reglamento, recayendo en el Distribuidor la responsabilidad de prestar el servicio público de Distribución a todos sus usuarios y Grandes usuarios ubicados dentro del área obligatoria en su zona de autorización, así como cumplir con las obligaciones de servicio técnico y comercial establecidas en el reglamento y en las normas técnicas que emita la Comisión.

### **CONSIDERANDO**

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica con fecha siete de abril de mil novecientos noventa y nueve, emitió la Resolución número CNEE-09-99, publicada en el Diario de Centro América el día once de mayo de 1999, que contiene las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, y, con fecha veintiséis de noviembre de mil novecientos noventa y nueve emitió la Resolución número CNEE-51-99, publicada en el Diario de Centro América el día veintidós de diciembre de mil novecientos noventa y nueve que contiene los Anexos a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-; y con fecha doce de septiembre de dos mil uno emitió la resolución CNEE-77-2001 publicada en el Diario de Centro América el 25 de septiembre de 2001; y tomando en consideración la entrada en vigencia de la Etapa de Régimen para las Distribuidoras autorizadas para distribuir energía eléctrica, se modifican los criterios para el intercambio de la información, con el objeto de hacer viables los mecanismos tanto de control, como de recepción y remisión de la información para la correcta y adecuada aplicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-.

### **POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en ejercicio de las funciones que le confiere el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96, del Congreso de la República,

### **RESUELVE:**

Emitir la siguiente:

### **METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO DE LAS NORMAS TECNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION**

**Artículo 1. Objeto.** La presente Metodología para el control de la Calidad del Servicio Técnico tiene por objeto viabilizar los mecanismos tanto de control, como de recepción y remisión de la información para la correcta y adecuada aplicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-.

#### **Artículo 2. Disposiciones Generales.**

2.1 La aplicación de la presente Metodología se realizará conforme a lo establecido en las NTSD, por medio de sistemas informáticos en donde se registren y gestionen las interrupciones del servicio,

- relacionadas con las instalaciones y los usuarios afectados, a partir de lo cual se determinarán indicadores individuales y/o globales de interrupciones para los usuarios, según la etapa que corresponda.
- 2.2 Si se excedieran estos indicadores respecto de los límites fijados en las NTSD, el Distribuidor reconocerá al usuario una indemnización proporcional a la energía no suministrada, determinada de acuerdo a los criterios indicados en las citadas Normas y en la presente Metodología.
  - 2.3 Para poder determinar estos indicadores, se deberá organizar, en Bases de Datos, la información de la interrupción, hora de inicio y fin de la misma, de los usuarios y equipos afectados, incluyendo su relación y ubicación con la red de distribución, así como de los equipos operados para normalizar el servicio.
  - 2.4 A partir del mes trece de la Etapa de Régimen, dichas Bases de Datos deberán contar con los datos de las interrupciones de la red y con el esquema de alimentación de cada usuario en Baja Tensión, de forma tal de posibilitar la identificación de los usuarios afectados ante cada falta de suministro.
  - 2.5 Además, debe cumplirse con lo siguiente:
    - 2.5.1 Todas las tablas deben entregarse en archivo plano, en formato ASCII.
    - 2.5.2 El nombre de las tablas debe corresponder exactamente con la codificación establecida en la Metodología.
    - 2.5.3 El separador de campo utilizado en las tablas debe ser "TAB".
    - 2.5.4 El separador decimal para un campo Tipo Decimal debe ser el punto.
    - 2.5.5 Los campos con Tipo Decimal deben informarse con dos decimales, excepto para los campos FMIK y TTIK, donde serán cuatro decimales.
    - 2.5.6 En los campos Numéricos, no utilizar separador de miles ni símbolos monetarios, ni de ningún otro tipo.
    - 2.5.7 Todos los campos de las tablas solicitadas en la Metodología deben estar informados íntegramente, respetando el orden establecido.
    - 2.5.8 No pueden entregarse datos complementarios en tablas adicionales. Si no se dispone información de alguno de los campos se debe informar dicho campo con dato "nulo", o sea que al no disponerse de información para un campo, este irá solo con el separador definido ("TAB"). No se deberán completar campos con información por defecto cuando no se disponga del dato (ejemplo "31/12/1999", "A", "B", etc.)
    - 2.5.9 Para cada envío que realice la empresa Distribuidora, deberá acompañar un documento indicando para cada una de las tablas el número de registros informados.
    - 2.5.10 Si se reenvía una tabla, cualquiera fuera el motivo, deberá enviarse nuevamente la tabla completa utilizando el mismo nombre de archivo.
    - 2.5.11 El formato para todas las fechas de todas las tablas debe ser "dd/mm/yyyy hh:mm:ss", colocando hora cero cuando la hora no sea requerida.
    - 2.5.12 La codificación establecida en la Metodología deberá respetarse para los campos que así lo requieran.

### **Artículo 3. Sistemas de información y base de datos.**

- 3.1 Las Bases de Datos deberán contener información sobre los equipos e instalaciones que le abastecen a cada usuario, con el siguiente nivel de agregación:
  - 3.1.1 Centro de transformación MT/BT y usuarios en MT.
  - 3.1.2 Alimentador MT.
  - 3.1.3 Subestación AT/MT y usuarios en AT.
  - 3.1.4 Red de AT.
  - 3.1.5 Alimentador de BT, a partir del mes trece de la Etapa de Régimen.  
(BT es Baja Tensión, MT es Media Tensión y AT es Alta Tensión).
- 3.2 Estas Bases de Datos deberán estar relacionadas con los archivos de facturación y permitir el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los usuarios de manera individual y global para usuarios a partir de la Etapa de Régimen, según corresponda.

- 3.3 La recopilación de la información estará a cargo del Distribuidor, así como, cuando corresponda, el cálculo de los indicadores y la determinación de las indemnizaciones. La CNEE fiscalizará todo el procedimiento tal como se describe en las NTSD y esta Metodología.
- 3.4 El control de la información básica se realizará comparando los datos proporcionados por el Distribuidor con la información adicional definida a continuación, para lo cual la CNEE procederá a su vez a recopilar información de interrupciones que provengan de otras fuentes, tales como:
- 3.4.1 Informes del Administrador del Mercado Mayorista.
  - 3.4.2 Informes de las Empresas de Transporte de Energía Eléctrica.
  - 3.4.3 Mediciones de tensión utilizadas por la CNEE para medir la Calidad del Producto Técnico.
  - 3.4.4 Reclamos recibidos en la CNEE.
  - 3.4.5 Ante causas fundadas que justifiquen la medida, tal como controversias entre usuarios empresa o con la CNEE, y por pedido expreso de este último, se instalará el equipo necesario para el registro de las interrupciones o mediciones que puedan relacionarse al motivo de la controversia. De realizarse la instalación de estos equipos en las instalaciones del Distribuidor, se coordinará con esta actividad.
  - 3.4.6 Registradores de eventos de tensión a instalar por la CNEE con el fin de auditar la información relativa a interrupciones que provea el Distribuidor.
  - 3.4.7 Toda otra información que la CNEE considere conveniente.

**Artículo 4. Verificación de los registros.** La CNEE podrá verificar o realizar auditorias en los centros de procesamiento de interrupciones, afectando al mínimo posible su actividad, y podrá requerir la información que estime conveniente para su control, así como validará los indicadores de calidad a partir de la información básica proporcionada por el Distribuidor. El control de la información básica se realizará comparando los datos proporcionados por el Distribuidor con la información adicional definida precedentemente.

**Artículo 5. Criterios para la asignación de las interrupciones.** Para la determinación de los Indicadores de Calidad del Servicio Técnico y el cálculo de las indemnizaciones a los usuarios, deben observarse los criterios siguientes:

- 5.1 Interrupciones a partir del inicio de la etapa de régimen. A los efectos del seguimiento de indicadores globales de calidad por parte de la CNEE, los usuarios conectados en AT o MT serán considerados como equivalentes a la potencia del banco de transformación del usuario, excluyendo el caso del cálculo de los indicadores necesarios para la determinación de las indemnizaciones globales durante los dos primeros dos semestres de la Etapa de Régimen.
- 5.2 Corte de Suministro por Morosidad u Otras Causas. Las interrupciones relacionadas con servicios de usuarios en situación de corte de suministro ordenado por el propio distribuidor como consecuencia de su estado de morosidad o de otras causas permitidas por la Ley General de Electricidad, su Reglamento y normas vigentes, no serán consideradas para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio técnico.
- 5.3 Usuarios con antigüedad menor a un período de control. Para el caso de usuarios con una antigüedad inferior a un período de control, se computarán las interrupciones desde la fecha de su conexión hasta el final del período de control, y la energía necesaria para el cálculo de la eventual indemnización por incumplimientos en los niveles de Calidad del Servicio Técnico será la correspondiente al consumo efectuado durante el tiempo que estuvo conectado a la red dentro del período de control correspondiente.
- 5.4 Usuarios dados de baja. Para el caso de usuarios dados de baja, se computarán las interrupciones desde el inicio del período de control hasta la fecha en que se produce efectivamente dicha circunstancia, y la energía necesaria para el cálculo de la eventual indemnización por incumplimientos en los niveles de Calidad del Servicio Técnico será la correspondiente al consumo efectuado durante el tiempo que estuvo conectado a la red dentro del período de control correspondiente.

- 5.5 Usuarios que hayan modificado su tensión de alimentación. En el caso de usuarios que hayan modificado su tensión, se computarán las interrupciones producidas desde el inicio del semestre hasta la fecha del cambio, según los límites fijados que se corresponden con la tarifa de dicho período. Las interrupciones producidas después de dicho cambio hasta el final del semestre se computarán hasta el final del semestre, según los límites que se correspondan con la nueva tensión. Las indemnizaciones se computarán en ambas condiciones, considerando para cada caso la energía consumida dentro de cada uno de los respectivos períodos de tiempo.
- 5.6 Alumbrado público. A efectos del cómputo de las interrupciones del alumbrado público, las luminarias deberán estar asociadas a cada salida de baja tensión del centro de transformación MT/BT, con su correspondiente potencia.

**Artículo 6. Sistema de recepción de reclamos.** Al ser una de las alternativas que el horario inicial de las interrupciones de los usuarios y de los alimentadores de MT sea determinado por el sistema de reclamos, el Distribuidor deberá asegurar que los usuarios tengan la posibilidad de acceso telefónico inmediato y que el horario de recepción del reclamo quede registrado en forma inmediata. Toda limitación a dichas obligaciones será considerada como un incumplimiento por parte del Distribuidor.

**Artículo 7. Sistema informático y modificaciones posteriores.** El Distribuidor deberá presentar a la CNEE la documentación del sistema informático implementado para el seguimiento de la Calidad del Servicio Técnico con anterioridad al mes dieciocho de la Etapa de Régimen, para efectos de poder realizar las auditorias. Las modificaciones que se realicen a posteriori tanto en su estructura como en sus funciones, deberán ser documentadas e informadas a la CNEE durante el mes siguiente de efectuadas las mismas.

**Artículo 8. Información de las interrupciones y pago a los usuarios.** Al momento de acreditar la indemnización por incumplimiento a los límites de los indicadores de Calidad del Servicio Técnico, el Distribuidor deberá informar solamente el monto de la indemnización resultante, dentro de la factura correspondiente.

El Distribuidor deberá comunicar a la CNEE la modalidad y el texto a utilizar para el cumplimiento de lo establecido en este punto, el cual podrá ser modificado por la CNEE en caso sea necesario.

**Artículo 9. Procedimiento para la Presentación del Cálculo de los Indicadores e Indemnizaciones.** Con anterioridad al último día hábil, inclusive, del mes siguiente de vencido el semestre, el distribuidor deberá presentar los resultados de los cálculos efectuados y la información indicada de acuerdo a la modalidad establecida en el artículo 12.

Vencido el semestre, corresponderá a la CNEE dictar la Resolución pertinente definiendo sobre los casos de exclusión por causales de Fuerza Mayor presentados por el Distribuidor en ajuste a lo reglamentado en la presente Metodología, e instruyendo al Distribuidor para que:

- 9.1 Excluya del cálculo de los indicadores las interrupciones aceptadas como de Fuerza Mayor y proceda al cálculo correspondiente.
- 9.2 Haga efectiva la indemnización a favor de los usuarios, en los términos establecidos.

**Artículo 10. Información a remitir con carácter excepcional.** En el caso de emergencias en el sistema eléctrico o a pedido de la CNEE, el Distribuidor deberá remitir la información señalada en el cuadro al final de este artículo.

Se considerará que el sistema eléctrico del Distribuidor está en emergencia cuando una contingencia produzca una interrupción de uno de los transformadores de cualquier Subestación AT/MT, con capacidad nominal igual o superior a 10/14 MVA y con duración prevista igual o superior a una hora.

En tales casos el Distribuidor, en un plazo que no exceda la hora de producida la contingencia, deberá remitir a la CNEE un fax con información preliminar de lo ocurrido.

A partir de dicha información, y hasta tanto se produzca la normalización completa de la contingencia, el Distribuidor remitirá vía fax y con igual destino, la información requerida precedentemente, a las 08:00, 13:00 y 18:00 horas. La CNEE podrá solicitar información adicional de ser necesario.

Finalizada la emergencia, el Distribuidor, en un plazo no mayor de cinco días hábiles, deberá entregar a la CNEE un informe pormenorizado del acontecimiento y de sus consecuencias.

**INFORME EN CASO DE EMERGENCIAS:**

SUBESTACION		ALIMENTADORES O CIRCUITOS	CANTIDAD DE KVA AFECTADOS	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	PRINCIPALES LUGARES AFECTADOS
NOMBRE	POTENCIA - TENSIONES				

**ESTADO:** Trabajos efectuados y por hacer.

A LAS 08:00: \_\_\_\_\_

A LAS 13:00: \_\_\_\_\_

A LAS 18:00: \_\_\_\_\_

OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_

**Artículo 11. Información a remitir por el Distribuidor.** Con el objeto de verificar el debido cumplimiento de las obligaciones por parte del Distribuidor y llevar el seguimiento y control por parte de la CNEE, el Distribuidor deberá remitir la información, organizada en Base de Datos, con los formatos que se encuentran detallados en esta Metodología.

Las tablas deberán remitirse a la CNEE por vía informática al momento de corresponder el envío y serán nombradas de acuerdo a la codificación indicada a continuación:

**1 2 3 4 5 \_NOMBRETABLA.xxx**

Dígito 1

- Identificación del Distribuidor

- **A:** Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
- **B:** Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A.
- **C:** Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A.
- **D, E ...** para uso de otros Distribuidores.

Dígito 2

- Código de identificación del área de servicio

- **T:** Calidad de Servicio Técnico

Dígito 3 y 4

- Código de identificación del Año de envío

- Dos últimos Dígitos del Año: 01, 02, ...

Dígito 5

- Código de identificación del Mes de Envío

- El mes de envío, dependiendo de la campaña de control y tipo de tabla. Del 1 al 9 para enero a septiembre, y O (Octubre), N (Noviembre), D (Diciembre).

**NOMBRETABLA:** Denominación de las Tablas enviadas, definidas en el Artículo 12 de esta Metodología.

**Artículo 12. Información con periodicidad mensual.** Con anterioridad al último día hábil del mes, inclusive, el Distribuidor deberá remitir a la CNEE las siguientes tablas referidas a lo ocurrido durante el mes calendario anterior. En el artículo 16 se presentan los Formatos de cada una de las Tablas a presentar.

NOMBRETABLA	PERIODO	DESCRIPCION
FUERZA MAYOR	Mensual	Tabla de casos con invocación de causal por Fuerza Mayor.
INTERRUPCIONES	Mensual	Tabla de Interrupciones.
REPOSICIONES	Mensual	Tabla de Reposiciones.
CENTROS MTBT	Mensual	Tabla de Centros de Transformación MT/BT afectados.

INSTALACIONES	Mensual	Tabla total de instalaciones para red normal.
REP_USUARIOS	Mensual	Tabla de interrupciones por usuario
REP_EXCLUIDOS	Mensual	Tabla de interrupciones por usuario excluidas por motivos comerciales.
RECLAMOS	Mensual	Tabla de reclamos de usuarios (Sólo los correspondientes a falta de suministro)

Artículo 13. Información con periodicidad semestral. **En los plazos establecidos, el Distribuidor deberá remitir a la CNEE la información indicada a continuación:**

NOMBRE TABLA	PERIODO	DESCRIPCIÓN
DATOS_TECNICOS	Semestral	Datos Técnicos de todos los Usuarios
DATOS_CENTROS	Semestral	Datos Técnicos de los Centros de Transformación de AT/MT y MT/BT
SALIDA_INDIVIDUAL	Semestral	Tabla de Indicadores e Indemnizaciones por Usuario.
SALIDA_GLOBAL	Semestral	Tabla de Indicadores e Indemnizaciones globales.

**Artículo 14.** Interrupciones por causa de Fuerza Mayor. A continuación se establece el mecanismo que servirá a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y a los interesados, para el trámite de expedientes relacionados con interrupciones del Servicio de distribución Final, en las cuales la empresa Distribuidora argumente causa de fuerza mayor.

Este mecanismo es de aplicación obligatoria para toda empresa distribuidora que preste el Servicio de Distribución Final, en el territorio nacional, cuando someta a la consideración de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, casos de interrupciones en dicho Servicio, argumentando como causa la fuerza mayor, la que deberá ser probada por el agente que la invoca.

14.1 Notificación. Cuando la empresa Distribuidora considere que la causa de una interrupción en la continuidad del fluido eléctrico, se pueda argumentar como Fuerza Mayor, deberá notificar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el acaecimiento de dicha interrupción, dentro del plazo de dos días hábiles, contados a partir de ocurrido el hecho. Esta notificación podrá hacerse mediante documento escrito o por medio magnético o correo electrónico, indicando el lugar, la fecha, la hora y el tiempo exacto de la interrupción, descripción de las posibles causas que provocaron la interrupción y los motivos por los cuales se consideran de fuerza mayor, adjuntando además copia del reporte original del encargado técnico que atendió el evento.

14.2 Pruebas. Por cada caso que la empresa Distribuidora argumente como de Fuerza Mayor, deberá presentar ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, dentro de los ocho días hábiles posteriores a los indicados anteriormente, todas las pruebas necesarias que justifiquen el por qué de su consideración, pudiendo acompañar todos aquellos medios de prueba que considere idóneos para probar el acaecimiento del hecho de tal manera que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica pueda dictaminar la procedencia o no de la calificación como causa de Fuerza Mayor.

14.3 Trámite dentro de la Comisión. Una vez cumplido con el requisito de la notificación y recibidos los medios de prueba justificativos del hecho y causal invocada, estos serán remitidos a la Gerencia de Asuntos Jurídicos de la Comisión para que, dentro de un plazo de cinco días, proceda a analizar las pruebas y a emitir la opinión correspondiente sobre la documentación y medios de prueba que obren en autos; si se determina necesario que el Transportista amplíe las pruebas o justifique de mejor manera los casos invocados como de fuerza mayor, se le dará audiencia, por un plazo de dos días, para que cumpla con lo solicitado; vencido el plazo y con el informe de la Gerencia de Asuntos Jurídicos, se trasladará el expediente a la Gerencia de Normas y Control de esta Comisión para que al finalizar el respectivo período de control emita la correspondiente opinión técnica, debiendo posteriormente elevar el expediente al Directorio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

14.4 Resolución final. La Comisión Nacional de Eléctrica, con los dictámenes indicados en el punto anterior, emitirá la resolución final por medio de la cual determinará que causas de la indisponibilidad de suministro estima son de Fuerza Mayor, así como las que determina improcedentes, notificando lo resuelto a la Distribuidora.

14.5 Integración de Índices de Calidad. Las interrupciones no consideradas como causas de fuerza mayor, se sumarán al cálculo de los índices de calidad de servicio técnico del semestre que corresponda, de conformidad con lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución – NTSD-.

14.6 Criterios de Fuerza Mayor en la Resolución Final. Los criterios y considerandos que utilice la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para calificar o tipificar la causa como de fuerza mayor, en cada caso presentado, no podrán ser referidos a otros casos similares, no formarán antecedente y serán de aplicación exclusiva del caso concreto al que temporal, material y espacialmente se aplique.

14.7 Identificación de los casos. Para propósitos de control y seguimiento, cada uno de los casos deberá ser identificado conforme a la Planilla “FUERZA MAYOR”, incluyendo toda la información que en el mismo se indica. La calificación de Fuerza Mayor le corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo con la Ley General de Electricidad y su Reglamento, siguiéndose para esto el procedimiento antes descrito.

Artículo 15. La siguiente planilla debe formar la parte inicial de los expedientes de causa de Fuerza Mayor.

**PLANILLA: FUERZA MAYOR**

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA			
CASOS DE FUERZA MAYOR			
IDENTIFICACION DE LA INTERRUPCION:		MES-AÑO:	
		CASO No.	
CORRELATIVO DE LA INTERRUPCION O INCIDENCIA		FECHA-HORA INICIO	
SUBESTACION		FECHA-HORA FIN	
ALIMENTADORES O CIRCUITOS		DURACION-HORAS	
CANTIDAD DE USUARIOS			
CAUSA DE LA FUERZA MAYOR			
BREVE DESCRIPCION DEL HECHO:			
RESUMEN DE PRUEBAS APORTADAS:			
	PRIMERA:		SEGUNDA:
1		1	
2		2	
3		3	
4		4	
5		5	
RESERVADO PARA OPINION DE LA CNEE:			
PRIMERA:	ACEPTADO (SI/NO)		
SEGUNDA	ACEPTADO(SI/NO)		

**Artículo 16. Tablas.** A continuación se presentan las el formato de las Tablas a las que se hace referencia en los artículos anteriores.

**INFORMACIÓN CON PERIODICIDAD MENSUAL:**

**TABLA FUERZA MAYOR.** Tabla de Fuerza Mayor.

Para el campo “Mes” se utilizará la codificación siguiente “mm/yy”. Ejemplo: para el mes de Julio del 2002 se debe informar “07/02”.

El campo “Duracion” deberá ser Decimal en vez de Hora. Ejemplo: una duración de 2 horas 30 minutos se debe informar como 2.50.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Mes	Mes al que corresponde el caso indicando el Año (mm/yy)	Texto (5)
Caso	N° correlativo de caso dentro del mes	Entero
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto (50)
InstalacionAfect	Instalaciones afectadas (S/E, Circuito, Potencia (kVA), etc.)	Texto (50)
UsuaAfect	Cantidad de usuarios afectados	Entero
FechaIni	Fecha y hora de inicio de la interrupción	Fecha + Hora
FechaRep	Fecha y hora de última reposición	Fecha + Hora
Duración	Duración en horas y/o fracción de la interrupción para la última reposición.	Decimal
CausaFM	Causa de la Fuerza Mayor	Texto (50)
Descripcion	Breve descripción de los hechos	Texto (250)
Resolucion	Resultado final de resolución: Aprobado (SI), No aprobado (NO)	Texto (2)
ExpteCNEE	Número de Expediente de la CNEE.	Texto (20)

**TABLA: INTERRUPCIONES.** Tabla de Interrupciones.

Se deberán informar todas las interrupciones, incluidas aquellas menores a 3 minutos.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto (50)
Sistema	Tipo de Sistema: AT (A) , MT (M) y BT (B)	Texto (1)
Origen	Externa (E) o Interna (I)	Texto (1)
Tipo	Forzado (F) o Programado (P)	Texto (1)
FechaIn	Fecha y Hora de Inicio de la Interrupción	Fecha + Hora
DiviRed	División Red: Normal (N) o Alterada (A)	Texto (1)
IDlelem	Identificación del elemento de red origen de interrupción	Texto (50)
TipoElem	Descripción del elemento de red origen de interrupción (interruptor, fusible, etc.)	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT, N° de transformador y N° de barra MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción.	Texto (50)
Circuito	N° de circuito de MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la Interrupción.	Texto (50)
CodigoInter	Código de la causa de la Interrupción	Texto (10)

El campo CodigoInter se informará codificado de acuerdo a lo establecido por el siguiente formato.

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Dígitos 1 y 2

Para identificar la Causa como Interna o Externa al Distribuidor.

Dígitos 3 al 10

Resto de la Codificación. La empresa utilizará las posiciones que considere necesarias para su codificación, hasta completar los diez dígitos, la cual deberá presentar a esta Comisión durante el primer envío de información y actualizarla cada mes, en caso de que existan cambios.

No se podrá utilizar como causa la Fuerza Mayor, dado que su caracterización quedará a Resolución de la CNEE. Estas causas se deberán incluir en la discriminación de Interna o Externa.

**TABLA: REPOSICIONES.** Tabla de Reposiciones. Se deberán informar todas las reposiciones, incluidas las menores a 3 minutos. El campo "Duracion" deberá ser Decimal en vez de Hora. Ejemplo: una duración de 2 horas 30 minutos se debe informar como 2.50.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)

IDRepos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
FechaRp	Fecha y Hora de la reposición	Fecha + Hora
Duración	Duración en horas y/o fracción para cada interrupción.	Decimal
IDElem	Elemento maniobrado para reposición	Texto (50)
TipoElem	Descripción del elemento de red origen de la reposición (interruptor, fusible, etc.)	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT, N° de transformador y N° de barra MT desde donde se alimenta el elemento maniobrado para reposición.	Texto (50)
Circuito	N° de circuito de MT desde donde se alimenta el elemento maniobrado para la reposición.	Texto (50)

**TABLA: CENTROS\_MTBT.** Tabla de centros de transformación de MT/BT afectados. Se deberán informar todos los centros MT/BT afectados.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
IDInter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
Centro	N° de centro MT/BT o AT/MT.	Texto (50)
KVA	KVA Instalados del transformador Repuesto.	Decimal
TipoRed	Urbano (U) y Rural (R)	Texto (1)

**TABLA: INSTALACIONES.** Tabla total de instalaciones para red normal.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
Circuito	N° de circuito de MT.	Texto (50)
Subestación	Código o identificación de la Subestación AT/MT a la cual pertenece el circuito	Texto (50)
TrafosUrb	Cantidad total de transformadores MT/BT Urbanos en el circuito para división red normal	Entero
TrafosRur	Cantidad total de transformadores MT/BT Rurales en el circuito para división red normal	Entero
KVAInsUrb	KVA instalados totales Urbanos para el circuito de MT, determinados como suma de potencias nominales de los transformadores MT/BT Urbanos para división red normal	Decimal
KVAInsRur	KVA instalados totales Rurales para el circuito de MT, determinados como suma de potencias nominales de los transformadores MT/BT Rurales para división red normal	Decimal
PotContUrb	Sumatoria de las Potencias Máximas Contratadas por los Usuario Urbanos conectados en MT en el circuito.	Decimal
PotContRur	Sumatoria de las Potencias Máximas Contratadas por los Usuario Rurales conectados en MT en el circuito.	Decimal

**TABLA: REP\_USUARIOS.** Tabla de Interrupciones/Reposiciones por Usuario. Se deberán informar todos los usuarios afectados para todas las interrupciones, incluidas las menores a 3 minutos.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
IDInter	Identificación de la Interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la Reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
IDUsuario	N° de identificación única del usuario (Identificador, N° de cuenta, etc...)	Texto (30)
Tensión	Tensión de alimentación del usuario BT (B), MT (M) o AT (A)	Texto (1)
TipoRed	Urbano (U) y Rural (R)	Texto (1)

**TABLA: REP\_EXCLUIDOS.** Tabla de Interrupciones/Reposiciones por Usuario excluidas por Motivos Comerciales. Se deberán informar todas las interrupciones que deberán ser excluidas de la tabla "REP\_USUARIOS" por motivos comerciales.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la Interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la Reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Motivo	Baja de Usuarios (BAJA), Suspensión del suministro por Morosidad (MOROSIDAD), etc.....	Texto (10)

**TABLA: RECLAMOS.** Tabla de reclamos de Usuarios.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Nreclamo	Nº de reclamo asignado por el distribuidor	Texto (50)
FechaRe	Fecha y Hora de ingreso del reclamo	Fecha + Hora
IDInter	Identificación de la interrupción motivo del reclamo (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
Codigolnter	Código de la causa de la interrupción, según el reclamo.	Texto (10)

**INFORMACIÓN CON PERIODICIDAD SEMESTRAL:**

**TABLA: DATOS\_TECNICOS.** Datos Técnicos de los Usuarios del Distribuidor.

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio del Usuario, en voltios	Decimal
TipoRed	Urbano (U) / Rural (R)	Texto (1)
CoSemestral	Consumo Semestral en KWh	Decimal
TipoInstalacion	Monofásica (M) / Trifásica (T)	Texto (1)
CircuitoAT	Nº de circuito AT desde donde se alimenta al usuario para división red normal	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT, Nº de transformador y Nº de barra desde donde se alimenta al usuario	Texto (50)
Circuito	Nº de circuito MT desde donde se alimenta al usuario para división red normal	Texto (50)
Centro	Nº de centro MT/BT o AT/MT.	Texto (50)

**TABLA: DATOS\_CENTROS.** Tabla total de Centros MT/BT y AT/MT. Se informará la totalidad de los centros MT/BT y AT/MT de transformadores que estuvieron en servicio en algún momento durante el semestre.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
Centro	Nº de centro MT/BT o AT/MT.	Texto (50)
TensionNominal	Tensión Nominal de Servicio del Circuito al cual está conectado el centro de transformación, en voltios.	Decimal
TipoArrollamiento	Monofásico (M), Bifásico (B) o Trifásico (T) u Otro (O)	Texto (1)
TipoRed	Urbano (U) - Rural (R)	Texto (1)
TipoCon	Poste, Plataforma aérea, cámara a nivel, cámara subterránea	Texto (50)
NumTrafo	Número de Trafos en el Centro	Texto (10)
KVAinst	KVA instalado total en el Centro	Decimal
Dirección	Dirección donde se ubica el centro de transformación	Texto (250)
Municipio	Nombre del Municipio	Texto (50)
Departamento	Nombre del Departamento	Texto (50)

Sucursal	Nombre de la sucursal o zona en que está dividido el distribuidor	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT al cual está conectado.	Texto (50)
Circuito	Nº de alimentador MT desde donde se alimenta al CT MT/BT en división red normal	Texto (50)
CoordenadaNorte	Coordenada Norte (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Centro de MTBT o de ATMT	Decimal
CoordenadaEste	Coordenada Este (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Centro de MTBT o de ATMT	Decimal

**TABLA: SALIDA INDIVIDUAL.** Tabla de indicadores individuales e indemnización por usuario.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
FIU	Frecuencia de interrupciones por usuario	Decimal
TIU	Tiempo de interrupción por usuario	Decimal
ENSfui	Energía no Suministrada por excederse el indicador FIU	Decimal
ENStiu	Energía no Suministrada por excederse el indicador TIU	Decimal
INDEMNIZACION	Monto total en Quetzales de la indemnización aplicada asociada con los Indicadores Individuales.	Decimal

**TABLA: SALIDA GLOBAL.** Tabla de indicadores individuales e indemnización Globales.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
FMIKuisfm	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Urbana Interna.	Decimal
TTIKuisfm	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Urbana Interna.	Decimal
FMIKrisfm	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Rural Interna	Decimal
TTIKrisfm	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Rural Interna.	Decimal
FMIKesfm	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Externa	Decimal
TTIKesfm	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Externa.	Decimal
FMIKui	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red Urbana Interna	Decimal
TTIKui	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red urbana interna.	Decimal
FMIKri	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna	Decimal
TTIKri	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna.	Decimal
FMIKe	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red externa	Decimal
TTIKe	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red externa.	Decimal
ENSFMIKui	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red urbana interna	Decimal
ENSTTIKui	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red urbana interna	Decimal
INIGui	Indemnización global por excederse los límites de los Indicadores FMIK y/o TTIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna	Decimal
ENSFMIKri	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna.	Decimal
ENSTTIKri	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna.	Decimal
INIGri	Indemnización global por excederse los límites de los Indicadores FMIK y/o TTIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna.	Decimal

ENSFMIKe	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red externa.	Decimal
ENSTTIKe	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red externa.	Decimal
INIGe	Indemnización global por excederse los límites de los Indicadores FMIK y/o TTIK calculado por el Distribuidor, para red externa.	Decimal

**Artículo 17. Modificaciones.** La presente metodología podrá ser modificada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando lo estime pertinente, debiendo en todo caso notificarse con anticipación a cada Distribuidor, remitiéndole las nuevas disposiciones.

**Artículo 18. Interpretación.** La interpretación de la totalidad de los aspectos relacionados con el control de la calidad de la energía eléctrica, es competencia de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

**Artículo 19. Auditoría.** La Comisión Nacional de Energía Eléctrica podrá auditar cualquier etapa del proceso de aplicación de la presente Metodología.

**Artículo 20. Sanciones.** La Comisión Nacional de energía Eléctrica, conforme la Ley General de Electricidad y su Reglamento, sancionará el incumplimiento a lo dispuesto en la presente Metodología, al omitirse entregar la información en tiempo y forma, especialmente en lo que se refiere a entrega de información que obstaculice o no permita la evaluación de la calidad del servicio de energía eléctrica.

**Artículo 21. Derogatoria.** Se deroga la resolución CNEE-77-2001, emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el doce de septiembre de dos mil uno.

**Artículo 22. Vigencia:** La presente resolución entra en vigencia un día después de su publicación en el Diario de Centro América.

Dada el 7 de abril de 2003

Ingeniero Sergio O. Velásquez M.  
Secretario Ejecutivo