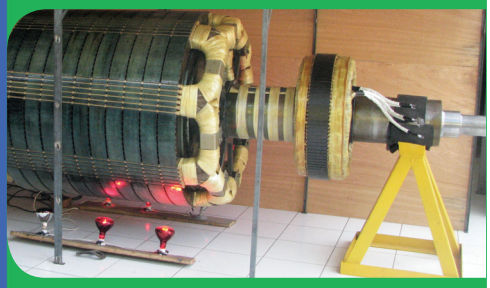
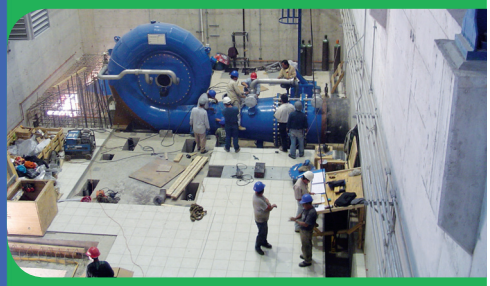
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA. C.A.

Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Guatemala, marzo 2010

Índice

Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte –NEAST– 3

Normas Técnicas de Acceso y uso de la Capacidad de Transporte –NTAUCT– 13

Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD– 29

Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución –NTDOID– 121

Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica –NTDOST– 173

Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS– 183

Normas de Seguridad de Presas –NSP– 223

Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable –NTGDR– y Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía 267

Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión –NTT– 281

NEAST

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
–CNEE–

NORMAS DE ESTUDIOS DE ACCESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE

–NEAST–

GUATEMALA, MARZO 2010

Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte –NEAST–

Titulo I Disposiciones Generales 3
Capítulo I Generalidades 3
Capítulo II Objetivo y Alcance. 4
Título II Estudios Eléctricos. 4
Capítulo I Tipo de los Estudios. 4
Capítulo II Presentación y Contenido. 4
Título III Criterios para Programas, Estudios Eléctricos y Simulación de Fallas 6
Capítulo I Estudios Eléctricos del Sistema de Potencia. 6
Capítulo II Criterios para la Simulación de Fallas. 6
Título IV Disposiciones Finales. 8
Capítulo Único 8
Titulo V Disposiciones Transitorias. 9
Capítulo Único 9

NORMAS DE ESTUDIOS DE ACCESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE

RESOLUCION CNEE 28-98

Guatemala, 25 de noviembre de 1998.

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, se deben emitir normas técnicas y disposiciones relativas al subsector eléctrico, para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución del Sistema Eléctrico Nacional.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 4, inciso j, del Acuerdo Gubernativo 256-97, Reglamento de La Ley General de Electricidad, toda solicitud para la obtención de las autorizaciones definitivas para plantas de generación y transporte, presentadas al Ministerio de Energía y Minas, deberá cumplir con las Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte.

CONSIDERANDO:

Que las Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte son necesarias para garantizar que nuevas instalaciones, que requieran de autorización definitiva, no provoquen distorsiones que menoscaben la calidad del servicio eléctrico al usuario final.

POR TANTO:

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 las siguientes:

NORMAS DE ESTUDIOS DE ACCESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE –NEAST–

TITULO I
DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I
GENERALIDADES

Artículo 1. Abreviaturas y definiciones. Para los efectos de estas Normas, se establecen las siguientes abreviaturas y definiciones, las cuales se agregan a las contenidas en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y otras Normas aprobadas por la Comisión.

AMM: Es el Administrador del Mercado Mayorista.

CNEE o COMISION: Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

ENS: Es la Energía No Suministrada.

MEM o Ministerio: Es el Ministerio de Energía y Minas.

Normas: Son las Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte –NEAST–

SEN: Es el Sistema Eléctrico Nacional.

SNI: Es el Sistema Nacional Interconectado.

CAPITULO II
OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 2. Objetivo. El objetivo de estas Normas es establecer el tipo y contenido de los estudios eléctricos para Sistemas de Potencia, que todo interesado debe presentar ante la CNEE, para toda nueva instalación, o ampliación de su infraestructura existente, de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica. Toda instalación nueva o ampliación deberá cumplir con las normas de diseño vigentes, tanto las emitidas por la Comisión como aquellas que apruebe ésta, del Transportista o Distribuidor.

Artículo 3. Alcance. Las presentes Normas serán de aplicación obligatoria para todo interesado en desarrollar obras de generación, transmisión o distribución que impacten sobre el sistema de transmisión existente de energía eléctrica.

TITULO II
ESTUDIOS ELECTRICOS

CAPITULO I
TIPO DE LOS ESTUDIOS

Artículo 4. Tipo de los estudios. En general, los estudios eléctricos deberán mostrar el impacto resultante de las instalaciones propuestas y de los equipos adicionales requeridos de transformación, maniobra, control, protección y medición, sobre el Sistema de Transmisión existente y sus parámetros eléctricos. En el siguiente cuadro se detallan los estudios eléctricos requeridos, según el tipo de instalación:

	Tipo de instalacion		
Tipo de Estudio	Generación	Transporte	Distribución
Flujo de Cargas	Si	Si	Si
Cortocircuitos	Si	Si (1)	Si (1)
Estabilidad Transitoria	Si	Si (1)	Si (1)

1) *En el caso de ser evidente o se demostrare un impacto no significativo en el comportamiento dinámico del sistema de transmisión existente, ante determinadas perturbaciones, el interesado de nueva instalación o de ampliación del sistema de Transporte y/o de Distribución, podrá solicitar a la Comisión la no realización de estos estudios.*

CAPITULO II
PRESENTACION Y CONTENIDO

Artículo 5. Presentación. El informe de los estudios eléctricos, estipulados en el artículo anterior de estas Normas, deberá ser presentado a la Comisión, en original y copia en papel, y en dispositivo de tipo magnético (disquete de computadora), todo en idioma español.

La memoria técnica de los estudios eléctricos a presentar por el interesado deberá demostrar, y tener el detalle y la información necesarios para poder evaluar, que la instalación propuesta es técnicamente factible en el marco del sistema eléctrico existente, con las adecuaciones propuestas. Con tal propósito, los estudios deberán permitir verificar:

a) El funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado o Sistemas aislados, en estado estático;
b) Los límites de transporte de energía eléctrica en los sistemas de transmisión afectados; y
c) El funcionamiento del sistema estudiado ante transitorios electromagnéticos (estabilidad transitoria).

Artículo 6. Contenido. Los estudios eléctricos deberán contener como mínimo lo siguiente:

1. Informe ejecutivo que reseñe los motivos de la solicitud, los resultados más importantes de los estudios y el impacto resultante de la obra propuesta, sobre toda la infraestructura eléctrica asociada al sistema de transporte existente.
2. Descripción resumida del proyecto nuevo o de la modificación propuesta.
3. Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo de los estudios.

4. Exposición detallada de los resultados de los estudios realizados, separando apropiadamente los correspondientes a cada análisis, según el tipo de instalación, tipo de estudio y escenarios considerados.
5. Base de datos utilizada, indicando su fuente.
6. Criterios adoptados para realizar las simulaciones.
7. Premisas de los estudios.
8. Memoria de cálculo.
9. Requerimientos del Sistema de Transporte.
10. Modelos de prueba de los programas utilizados.

Artículo 7. Base de datos. Los estudios a elaborar deberán utilizar la base de datos disponible en la Comisión u otra que la misma apruebe, a solicitud del interesado. Los datos correspondientes a las instalaciones propuestas y los equipos adicionales de transformación, maniobra, control, protección y medición requeridos, que no provengan de la Base de Datos de la Comisión, deberán detallarse en el estudio indicando su fuente.

Artículo 8. Análisis de los estudios. Al simular la conexión de una nueva instalación al SEN, debe verificarse que no se producirán efectos adversos y, como mínimo, el interesado deberá analizar si la misma:

1. Supera la capacidad disponible del sistema de transporte.
2. Produce corrientes de cortocircuito excesivas u otros efectos que puedan afectar la vida útil de los equipos existentes o requerir su adecuación o reemplazo.
3. Reduce la calidad de servicio del Sistema de Transporte existente.
4. Produce niveles de tensión fuera de los límites normados.
5. Introduce sobrecargas que puedan conducir a cortes de carga o requerir la adecuación o reemplazo de los equipos existentes.
6. Introduce perturbaciones superiores a los límites establecidos, por distorsión armónica o flicker, de corresponder.

Artículo 9. Escenarios. Los escenarios a considerar, para los estudios requeridos deberán ser realizados para aquellos estados del sistema que se presenten al momento de puesta en servicio comercial de la nueva instalación o ampliación de generación, transporte o distribución, realizando la simulación con los datos del equipo y los sistemas de control asociados, previstos para tal fecha. Dichos estados serán los correspondientes a la operación del SNI según:

a) La condición operativa:
   a.1 Sistema en condición normal,
   a.2 Sistema en condición post-falla (según se lo requiera: para la simulación de fallas, indicadas en estas Normas).

b) El estado de carga:
   b.1 Demanda máxima y mínima.

Además, se deberán realizar los análisis complementarios para otros escenarios previsibles o que la Comisión solicite, correspondientes a etapas posteriores a la puesta en operación, que permitan detectar las limitaciones futuras que pudiere producir la propuesta presentada.

El solicitante deberá considerar despachos de carga típicos del AMM, en condiciones estacionales de demanda máxima y mínima e hidrología media para los años segundo y cuarto, contados a partir de la fecha prevista para la puesta en servicio comercial de la instalación propuesta, considerando inclusive escenarios de exportación e importación de energía eléctrica, si ese fuere el caso. Se deben considerar situaciones excepcionales previsibles en el SNI dentro de un horizonte de 4 años, contados a partir de la puesta en servicio comercial, asociados a condiciones máximas y mínimas minimorum, estados hidrológicos que impliquen máxima exigencia y/o restricciones en el sistema de transporte o del sistema de Distribución.

TITULO III
CRITERIOS PARA PROGRAMAS, ESTUDIOS ELECTRICOS Y SIMULACION DE FALLAS

CAPITULO I
ESTUDIOS ELECTRICOS DEL SISTEMA DE POTENCIA

Artículo 10. Programas de cómputo. Para realizar las simulaciones, el solicitante podrá utilizar los programas que utilice la Comisión o el AMM; en caso contrario, el solicitante podrá proponer la utilización de otro programa, debiendo solicitar previamente la respectiva aprobación de la Comisión. Cuando sea requerido, el solicitante deberá poner a disposición de la Comisión el programa utilizado en los estudios, por un tiempo razonable, para realizar una verificación parcial o total de los estudios.

Los estudios deben ser realizados considerando la situación del Sistema, antes y después de incluir la obra propuesta.

Artículo 11. Flujos de carga. Los estudios de flujo de carga se deberán realizar para las condiciones críticas con relación a la incorporación de las nuevas instalaciones o ampliaciones de generación, transporte y distribución, tanto para máxima como para mínima demanda. A partir de estos flujos de carga se deberá verificar la existencia o no de sobrecargas en equipos y el cumplimiento de los parámetros eléctricos.

Este estudio debe incluir el funcionamiento post-falla del Sistema, luego de fallas simples (sistema en condición N-1) en cada uno de los casos indicados en el Artículo 14 de estas Normas, analizando los estados que sean más exigentes para el Sistema. Cuando puedan preverse fallas múltiples de media o alta probabilidad de ocurrencia, se deberán realizar los correspondientes estudios de funcionamiento del Sistema. Además, deberán analizarse las condiciones de máximo requerimiento del transporte para los escenarios elegidos.

Artículo 12. Cortocircuito. Se deberán realizar simulaciones de cortocircuito, trifásicos y monofásicos a tierra, para los estados de demanda de máxima y mínima.

Los puntos del Sistema a estudiar, serán en principio aquellos que el interesado considere críticos en función de la nueva instalación.

Deberá verificarse que en ninguna estación del Sistema se superen los niveles de potencia de cortocircuito nominal de los equipos instalados. Se deberá indicar además cuál es el incremento de la potencia de cortocircuito que resulta por efecto de la inserción de la nueva instalación; así como analizar especialmente la condición más desfavorable dentro de los escenarios elegidos.

Artículo 13. Estabilidad transitoria. Se deberán realizar estudios de estabilidad transitoria y analizar la respuesta, tanto de los equipos existentes como de la nueva instalación propuesta, ante perturbaciones que ocasionen inestabilidad en el SNI o en los Sistemas aislados.

CAPITULO II
CRITERIOS PARA LA SIMULACION DE FALLAS

Artículo 14. Criterios para la Simulación de fallas y perturbaciones. Los criterios para realizar la simulación de fallas y perturbaciones del Sistema de Transporte, son los siguientes:

1. Operación Estática.

1.1 En condiciones normales, entendiéndose por tales aquéllas en que el sistema de transmisión cuenta con todo su equipo en servicio:

1.1.1 Deberá mantenerse un nivel de tensión, en todos los nodos del Sistema de Transporte, de conformidad con lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD–.

1.1.2 La generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del área de sobreex-

citación de la Curva de capacidad de la unidad generadora.

1.1.3 Deberá mantenerse como mínimo la potencia de un módulo, como reserva, en los Compensadores estáticos y sincrónicos.

1.1.4 La potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo de la potencia máxima de transmisión que se determina aplicando los criterios de operación estática, dinámica y de confiabilidad del SIN o de los Sistemas Aislados.

1.2 En condiciones posteriores a fallas simples, entendiéndose por tales la falla de un elemento serie del SNI o de los Sistemas aislados, además del cumplimiento de los incisos 1.1.1 y 1.1.2, según corresponda, la potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipo correspondiente.

1.3 En condiciones posteriores a fallas que no sean simples, los niveles de tensión de todos los nodos del Sistema de Transporte en Alta Tensión no deberán ser superiores a 1.1 ni inferiores a 0.85 por unidad. Estos niveles de tensión no podrían tener una duración mayor que sesenta segundos contados a partir del inicio de la falla.

2. Operación Dinámica.

2.1 El Sistema de Transporte en Alta Tensión, en condiciones normales y frente a fallas simples deberá mantenerse transitoriamente estable para cualquier estado de carga obtenida a partir de las proyecciones de la demanda,

2.2 El Sistema de Transporte en Alta Tensión en condiciones normales o con un equipo fuera de servicio deberá soportar una falla simple sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico, entendiéndose por tal un desmembramiento no controlado que, en por lo menos uno de los subsistemas resultantes, provoca una interrupción total del servicio eléctrico,

2.3 Las fallas simples que se deben considerar a los fines de la aplicación de lo dispuesto en los incisos 2.1 Y 2.2 precedentes son las siguientes:

2.3.1 Para líneas de interconexión del Sistema de Transporte en Alta Tensión no radiales entendiéndose por tales aquellas que cuentan con un transporte alternativo:

2.3.1.1 Cortocircuito monofásico en un extremo de la línea del que resultare su desconexión, no debiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación, las cuales se reservarán para casos excepcionales de la etapa operativa del sistema eléctrico.

2.3.1.2 Cortocircuito trifásico en un extremo de la línea del que resultare su desconexión y monofásico en un extremo de una línea de interconexión de la que resultare su desconexión y posterior reconexión y apertura ante el sostenimiento del cortocircuito pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no produjeran la desconexión de interconexiones o de cualquier otro equipo.

2.3.2 Para líneas de interconexión del Sistema de Transporte en Alta Tensión radiales entendiéndose por tales aquellas que no cuentan con un transporte alternativo:

2.3.2.1 Cortocircuito monofásico en un extremo de la línea del que resultare su desconexión y posterior reconexión exitosa no pudiéndose emplear en tal caso

la desconexión automática de carga y/o generación.

2.3.2.2 Cortocircuito trifásico en un extremo de la línea del que resultare su desconexión y monofásico en un extremo de una línea de interconexión de la que resultare su desconexión y posterior reconexión y apertura ante el sostenimiento del cortocircuito pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no se produjeran condiciones con niveles de tensión y de frecuencia no admisibles.

2.3.3 Para fallas atípicas sobre equipo del Sistema de Transporte en Alta Tensión existente pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no se produjeran condiciones con niveles de tensión y de frecuencia no admisibles, ni se produjeran pérdidas de interconexiones ni de cualquier otro equipo del Sistema de Transporte en Alta Tensión. Se entenderán por fallas atípicas a aquéllas no indicadas en los puntos 2.3.1 y 2.3.2 anteriores, que contando con un grado de probabilidad de ocurrencia medio son de una de severidad superior a la trifásica en falla simple.

2.4 El Sistema de Transporte en Alta Tensión en condiciones excepcionales de alta o baja demanda o generación, o cuando contare con equipo fuera de servicio deberá respetar los criterios indicados en los incisos 1.1 y 1.2 de los párrafos anteriores, aunque se permitirá la aplicación de desconexión automática de carga o generación para cualquier falla. De no resultar ello suficiente, se deberá limitar la transmisión hasta que se den las condiciones para dar cumplimiento a los criterios previstos en los incisos 1.1 y 1.2 del presente artículo, no admitiéndose en ningún caso que ante fallas simples y/o dobles de alta probabilidad en equipos existentes se produzca el colapso del sistema completo.

Se entenderá por falla doble aquélla que comprende a dos equipos del sistema eléctrico simultáneamente, o a la formada por dos fallas simples consecutivas ocurridas dentro de un intervalo tal que la segunda se produzca antes de la normalización del sistema luego de ocurrida la primera.

TITULO IV
DISPOSICIONES FINALES

CAPITULO UNICO

Artículo 15. Competencia de la Comisión. Será competencia de la Comisión en lo concerniente a estas Normas, sin que ello sea limitativo:

a) La fiscalización de su fiel cumplimiento.
b) Su revisión y actualización, y la emisión de normas complementarias.
c) Su interpretación, en caso de divergencia o dudas, y la resolución de los casos no previstos.
d) La aplicación de sanciones en caso de incumplimiento.

Artículo 16. Responsabilidad técnica. Toda actividad técnica relacionada con estas Normas, deberá ser realizada, supervisada y/o avalada por un Ingeniero Electricista o Mecánico Electricista, colegiado activo.

Artículo 17. Si de los estudios presentados no se establece con certeza el impacto que ocasionarían las nuevas instalaciones o modificaciones sobre el Sistema de transporte existente, la Comisión podrá requerir ampliación de los estudios estipulados en estas Normas o de los criterios o escenarios asumidos por el interesado, en caso que se considere conveniente.

TITULO V
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPITULO UNICO

Artículo 18. Derogatoria. Se derogan todas las disposiciones y normas técnicas que contradigan estas Normas.

Artículo 19. Vigencia. Estas Normas entran en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
–CNEE–

NORMAS TÉCNICAS DE ACCESO Y USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

–NTAUCT–

NTAUCT

GUATEMALA, MARZO 2010

Normas Técnicas de Acceso y uso de la Capacidad de Transporte –NTAUCT–

Título I Disposiciones Generales 13
Capítulo I Generalidades 13
Capítulo II Objetivo y Alcance. 14
Título II Solicitudes de Acceso y Ampliación a la Capacidad de Transporte. 14
Capítulo I Presentación 14
Capítulo II Solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte 14
Capítulo III Evaluación de la Solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte. 14
Capítulo IV Solicitud de Ampliación de la Capacidad de Transporte 15
Título III Estudios Eléctricos Requeridos para la Consideración de Solicitudes de Acceso o Ampliación de la Capacidad de Transporte. 17
Capítulo I Generalidades 17
Capítulo II Criterios de Modelación y Estudios a Efectuar. 18
Capítulo III Descripción de los Procedimientos y Programas a Emplear 20
Título IV Disposiciones Finales. 26
Capítulo Único 26
Título V Disposiciones Transitorias. 26
Capítulo Único 26

NORMAS TECNICAS DE ACCESO Y USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE –NTAUCT–

RESOLUCION CNEE No. 33-98

Guatemala, 8 de diciembre de 1998.

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, se deben emitir normas y disposiciones relativas al subsector eléctrico para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución del Sistema Eléctrico Nacional.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 48, inciso d, del Acuerdo Gubernativo 256-97, Reglamento de la Ley General de Electricidad, toda solicitud de acceso a la capacidad de transporte, presentada ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, deberá cumplir con las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 51, inciso f, del Acuerdo Gubernativo 256-97, Reglamento de la Ley General de Electricidad, toda solicitud de ampliación a la capacidad de transporte, presentada ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, deberá cumplir con las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte.

POR TANTO:

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 las siguientes:

NORMAS TECNICAS DE ACCESO Y USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE –NTAUCT–

TITULO I
DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I
GENERALIDADES

Artículo 1. Definiciones. Estas definiciones se agregan a las contenidas en la Ley General de Electricidad, su Reglamento, el reglamento del AMM y otras normas aprobadas por la COMISION.

Normas: Son las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte –NTAUCT--.

CAPITULO II
OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 2. Objetivos. Los objetivos de estas Normas son:

1. Establecer el tipo y contenido de los estudios eléctricos para sistemas de potencia, que todo interesado en accesar al Sistema de Transporte de energía eléctrica, debe presentar ante la Comisión.
2. Definir el procedimiento a seguir en la evaluación de:
   - 2.1 Solicitudes de acceso a la capacidad de Transporte existente, presentada por un interesado que requiera conectar sus instalaciones eléctricas, de manera que implique una modificación de la potencia intercambiada en el sistema, en los términos estipulados en el Título V, Capítulo II, Artículos 48 y 49, del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y
   - 2.2 Solicitudes de ampliación de la capacidad de Transporte del sistema, presentada por uno o más Grandes Usuarios o Agentes o Participantes del Mercado Mayorista, en los términos estipulados en el Título V, Capítulo III, Artículos 51 al 54, del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

En general, los estudios eléctricos deberán mostrar el impacto resultante de las instalaciones propuestas y de los equipos necesarios de transformación, maniobra, control, protección, sobre el Sistema de Transmisión existente y sus parámetros eléctricos.

Artículo 3. Alcance. Toda expansión del Sistema Nacional Interconectado, deberá ser analizada en el marco de estas Normas, en cuanto a su impacto sobre las instalaciones existentes y a las acciones o mecanismos adecuados para su implementación.

TITULO II
SOLICITUDES DE ACCESO Y AMPLIACION A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

CAPITULO I
PRESENTACION

Artículo 4. Presentación. La solicitud deberá ser entregada en papel, en original y tres copias, y en medio magnético, todo en idioma español acompañada de la memoria técnica, detallando la interpretación de los resultados obtenidos e incluyendo la base de datos utilizada, con los datos correspondientes a la nueva instalación o ampliación, cuya autorización de conexión se solicita.

CAPITULO II
SOLICITUD DE ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Artículo 5. Requisitos para la presentación de la solicitud. Los requisitos para la presentación de la solicitud de acceso a la capacidad de transporte, son los indicados en el Artículo 48 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Los estudios eléctricos a presentar por el solicitante, en cumplimiento de lo indicado en el inciso d) de dicho artículo, se describen bajo el Título III de estas Normas.

CAPITULO III
EVALUACION DE LA SOLICITUD DE ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Artículo 6. **Evaluación de la Solicitud.** Corresponde al la COMISION la evaluación de la solicitud conforme a lo establecido en el Artículo 49 del Reglamento de la

Ley General de Electricidad, y deberá ceñirse al procedimiento que a continuación se establece.

Artículo 7. Procedimiento de evaluación y autorización. Dentro del plazo de cinco (5) días de recibida una solicitud de acceso a la capacidad de transporte existente, la COMISION procederá a girar copia de la misma al AMM y al Transportista involucrado, requiriéndoles su análisis y la presentación de los comentarios, objeciones y soluciones o recomendaciones, si fuere el caso.

El AMM y el Transportista involucrado deberán evaluar la factibilidad técnica de la solicitud y las eventuales modificaciones en la composición de la oferta de energía eléctrica resultante de tal conexión, debiendo notificar a la Comisión sobre el resultado de las mismas, en un plazo máximo de veinte (20) días. La falta de notificación, ya sea por el AMM o el Transportista involucrado, se interpretará como aceptación del contenido total de la solicitud.

Cuando la Comisión considere que existe capacidad en el Sistema de Transporte, y que la de calidad del servicio de energía eléctrica es mejorada y/o están conforme a los requerido por las normas respectivas, la COMISION procederá a su aprobación. En caso contrario, deberá notificar al solicitante, indicando los motivos, las limitaciones del sistema y las posibles adecuaciones que deben implementarse para que su autorización sea procedente.

En caso de aprobación de la solicitud, y con la notificación de ello al solicitante, la COMISION procederá a:

a) Establecer la fecha en que el solicitante comenzará a pagar la remuneración por el uso del Sistema de Transporte correspondiente.
b) Notificar al AMM y al Transportista involucrado la autorización otorgada, a efecto de incorporarla a la correspondiente gestión técnica y comercial.
c) Establecer el plazo para que el solicitante entregue el programa definitivo de energización de sus instalaciones, junto con el protocolo de pruebas que acuerden con el transportista involucrado, a efecto de poder cumplir con las obligaciones que le fija el Artículo 49 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
d) Determinar la necesidad y oportunidad de contratar consultoría a cargo de aquellos participantes obligados al pago de la instalación, a efectos de verificar su ejecución de acuerdo a lo especificado y autorizado, y en particular de su conexión.

CAPITULO IV
SOLICITUD DE AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Artículo 8. Requisitos para la presentación de una solicitud de ampliación de la capacidad de transporte por acuerdo entre las partes o por consulta y licitación pública. Los requisitos para la presentación de una solicitud de ampliación de la capacidad de transporte por acuerdo entre las partes o por consulta y licitación pública, son los indicados en el Artículo 51 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Los estudios estipulados en el inciso b del artículo mencionado, que demuestren los beneficios de la ampliación, deberán adecuarse a lo indicado en el Artículo 54 del mismo Reglamento y contener toda la información necesaria.

Los estudios eléctricos a presentar por el solicitante en cumplimiento de las previsiones del inciso f) del Artículo 51 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se describen bajo el Título IV de estas Normas.

Artículo 9. Procedimiento de evaluación y autorización de una solicitud de ampliación de la capacidad de transporte por acuerdo entre las partes. Para el cumplimiento de lo establecido en el artículo 53 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se debe realizar dentro del plazo de cinco (5) días de recibida una solicitud de ampliación de la capacidad de transporte existente mediante el procedimiento de acuerdo entre las partes, la COMISION procederá a girar copia de la misma al AMM y al Transportista involucrado requiriéndoles su análisis y comentarios.

El AMM deberá evaluar la factibilidad técnica y económica de la solicitud y las eventuales modificaciones en la composición de la oferta y demanda de energía eléctrica resultante de la misma. El Transportista invo-

lucrado deberá evaluar la factibilidad técnica de la solicitud y las eventuales modificaciones en la potencia y energía eléctrica a transportar como consecuencia de tal ampliación.

Ambas evaluaciones serán notificadas a la COMISION en un plazo máximo de veinte (20) días. La falta de notificación por parte del AMM o del Transportista involucrado se interpretará como aceptación total del contenido de la solicitud.

Recibidas las evaluaciones del AMM y del Transportista involucrado, la COMISION deberá resolver en el plazo establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, sobre la existencia o no de impactos que afecten negativamente a los parámetros eléctricos, sobre las instalaciones existentes y la procedencia de su autorización.

En caso de aprobación explícita o tácita de la solicitud, y con la notificación de ello al solicitante, la Comisión procederá a:

a) Notificar al AMM la ampliación autorizada, a efectos que la misma sea incorporada a la gestión técnica y comercial del Mercado Mayorista,
b) Notificar al Transportista involucrado sobre la ampliación en curso, a efectos que la misma sea prevista en la gestión técnica del Sistema de Transporte, y que considere la oportunidad y procedimiento para su habilitación y puesta en servicio comercial,
c) Establecer el plazo para que el solicitante entregue el programa definitivo de energización de sus instalaciones, incluyendo el protocolo de pruebas acordado con el Transportista, a efectos de poder cumplir con las obligaciones que le fija el Artículo 49 del Reglamento de la Ley General de Electricidad,
d) Determinar la necesidad y oportunidad de contratar consultoría.

Artículo 10. Procedimiento de evaluación y autorización de una solicitud de ampliación de la capacidad de transporte por consulta y licitación pública. Para el cumplimiento de lo establecido en el artículo 54 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, dentro del plazo de cinco (5) días de recibida una solicitud de ampliación de la capacidad de transporte existente mediante el procedimiento de la consulta y licitación pública, la COMISION procederá a girar copia de la misma al AMM, al Transportista involucrado y a aquellos generadores que no hayan participado en el conjunto de Iniciadores, requiriéndoles su análisis y comentarios.

El AMM deberá evaluar la factibilidad técnica y económica de la solicitud, atendiendo al Canon Máximo previsto por los Iniciadores, las eventuales modificaciones en la composición de la oferta y demanda de energía eléctrica resultante de tal ampliación y sus costos y beneficios previstos.

El Transportista involucrado deberá evaluar la factibilidad técnica de la solicitud, las eventuales modificaciones en la potencia y energía eléctrica a transportar como consecuencia de tal ampliación y el efecto que en otros puntos del sistema tienen las modificaciones propuestas.

Las evaluaciones del AMM y del Transportista involucrado serán notificadas a la Comisión en un plazo máximo de veinte (20) días. La falta de notificación por parte del AMM o del Transportista involucrado se interpretará como aceptación total del contenido de la solicitud.

Recibidos las evaluaciones del AMM y del Transportista involucrado y los comentarios de los generadores no Iniciadores, la Comisión procederá, si lo considera conveniente, contratar consultoría independiente que se pronuncie sobre los costos y beneficios del proyecto.

Cumplidas las instancias anteriores, y dentro del plazo estipulado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, la COMISION resolverá sobre la solicitud. En caso afirmativo, la COMISION realizará una consulta formal al conjunto de todos los generadores, quienes deberán manifestarse a favor o en contra del proyecto dentro del plazo de diez (10) días contados de recibida la consulta antedicha.

Si un conjunto de generadores que represente al menos el setenta por ciento (70 %) de la potencia firme total conectada al Sistema Principal de Transporte, determinada ésta según se indica en el Artículo 1° del

Reglamento de la Ley General de Electricidad, respondiese afirmativamente, la COMISION procederá a autorizar a los Iniciadores a convocar a una Licitación Pública para que se realice la Ampliación.

La COMISION establecerá oportunamente, en virtud de la magnitud de la obra un plazo razonable para que los Iniciadores sometan a su aprobación los Pliegos para efectuar el correspondiente llamado. En ningún caso ese plazo será superior a los sesenta (60) días.

Dichos Pliegos deberán incluir como mínimo:

a) Las especificaciones técnicas, los parámetros a garantizar y el programa de ejecución, habilitación y fecha de disponibilidad de las obras, y
b) Los conceptos económicos de canon, período de amortización y período de operación, previstos en el Artículo 54 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Deberán ser concebidos evitando alternativas que dificulten la adecuada homologación de las ofertas.

Recibidos los Pliegos elaborados por los Iniciadores, la COMISION los pondrá a consideración del transportista involucrado y los generadores no incluidos entre los Iniciadores, quienes tendrán un plazo de quince (15) días para emitir su opinión sobre los mismos.

Recogidas tales opiniones, la COMISION procederá a pronunciarse dentro del plazo de treinta (30) días, instruyendo a los Iniciadores a incluir en los Pliegos aquellas modificaciones que considere convenientes y aprobando los mismos y autorizando a dichos Iniciadores a realizar el correspondiente proceso licitatorio.

El proceso licitatorio será supervisado por la COMISION, quien velará porque el mismo se realice en condiciones de libre competencia. En caso de establecerse que éstas_no se han preservado podrá proceder a declarar la nulidad del mismo.

En caso de aprobarse la Licitación Pública, y con la notificación de ello al o los Iniciadores, la COMISION procederá a:

a) Notificar al AMM la contratación autorizada, a efectos que la ampliación en curso sea incorporada a la gestión técnica y comercial del Mercado Mayorista,
b) Notificar al transportista involucrado sobre la ampliación en curso, a efectos que la misma sea prevista en la gestión técnica del Sistema de Transporte y el Transportista considere la oportunidad y procedimiento para su habilitación y puesta en servicio comercial,
c) Establecer el plazo para que el o los Iniciadores entreguen el programa definitivo de energización de la nueva instalación, incluyendo el protocolo de pruebas acordado con el transportista involucrado, a efectos de poder cumplir con las obligaciones que le fija el Artículo 49 del Reglamento de la Ley General de Electricidad,

TITULO III
ESTUDIOS ELECTRICOS REQUERIDOS PARA LA CONSIDERACION DE SOLICITUDES DE ACCESO O AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

CAPITULO I
GENERALIDADES

Artículo 11. Introducción. En los casos de nuevas instalaciones de generación, Transporte o demanda, se entiende que el solicitante gestionó y obtuvo oportunamente una autorización en los términos del Título II del Reglamento de la Ley General de Electricidad, para lo cual presentó estudios eléctricos en satisfacción de lo exigido en las Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte.

El solicitante debe tener presente que la COMISION podrá requerir información adicional o ampliación respecto a lo indicado en estas Normas en la medida que así lo considere conveniente.

Los estudios a presentar deberán permitir la verificación de:

a) El funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado o Sistemas Aislados, en estado estático,
b) Los límites de transporte de energía eléctrica en los Sistemas de Transporte afectados,
c) El funcionamiento del sistema estudiado ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos como resultado de diferentes perturbaciones y maniobras.

Los estudios a presentar por el solicitante deberán tener el detalle necesario para poder demostrar que la conexión o instalación propuesta es técnicamente factible en el marco del sistema existente o con adecuaciones.

La COMISION, con la asesoría del AMM y del Transportista involucrado, procederá a verificar que:

1. La Base de Datos y los modelos empleados para los estudios sean adecuados, así como el origen y adecuación de la información complementaria proveniente de otras fuentes que no sea la Base de Datos del AMM,
2. Los estados y escenarios analizados sean los requeridos,
3. Los resultados obtenidos sean representativos del comportamiento del sistema, y de los efectos de la nueva instalación sobre el mismo.
4. Antes de los cambios propuestos no existen limitaciones en el sistema.

Artículo 12. Generalidades sobre los estudios eléctricos. Al conectarse una nueva generación o demanda al sistema, o realizarse una ampliación del Sistema de Transporte y/o en los sistemas de prestadores de la Función de Transportista, debe verificarse que la nueva instalación no producirá efectos adversos en el sistema o en caso de producirlos, proceder a su evaluación, señalando las posibles correcciones que se necesiten realizar con el fin de viabilizar el acceso de nuevos participantes.

Al respecto debe tenerse presente que los datos y parámetros referidos a las nuevas instalaciones, a utilizar en los estudios, serán los definitivos y garantizados para las mismas, no admitiéndose bajo ninguna condición la presentación de estudios que se aparten de este criterio. En los estudios se podrá presentar más de un escenario, pero en cualquiera de ellos los datos y parámetros son los definitivos.

Al conectarse una nueva generación o demanda al sistema, o realizarse una ampliación del Sistema de Transporte y/o en los sistemas de prestadores de la Función de Transportista, deberán estudiarse los efectos de estos sobre el sistema, y como mínimo analizar si la misma:

1 Supera la capacidad disponible del Sistema de Transporte,
2 Produce corrientes de cortocircuito excesivas u otros efectos que puedan afectar la vida útil de los equipos existentes o requerir su adecuación o reemplazo.
3 Reduce la calidad de servicio del sistema existente, conforme lo establecen las Normas Técnicas de Calidad del Servicio del Transporte y Sanciones.
4 Incrementa los costos de operación del sistema, incluyendo la Energía No Suministrada, ENS, del sistema.
5 Lleva los niveles de tensión fuera de los límites establecidos, luego de cumplir los usuarios con el factor de potencia establecido para la demanda prevista,
6 Introduce sobrecargas que puedan conducir a cortes de carga o requerir la adecuación o reemplazo de los equipos existentes.
7 Introduce perturbaciones superiores a los límites establecidos en armónicas y flicker.

CAPITULO II
CRITERIOS DE MODELACION Y ESTUDIOS A EFECTUAR

Artículo 13. Criterios de modelación y herramientas. Se recomienda usar programas que son utilizados habitualmente por la Comisión, el AMM, los transportistas o Distribuidores prestadores de la función de transportista para realizar estudios operativos. En caso de utilizar otro programa, el responsable técnico del estudio deberá avalar bajo su responsabilidad que tal programa es de características iguales o superiores y que los datos y sus resultados han sido verificados. Se deberá indicar el nombre de la empresa y de las perso-

nas responsables de los estudios. El interesado debe solicitar la aprobación de los programas a utilizar.

Para la verificación de los modelos o programas que sean diferentes a los que ha aprobado la COMISION, se debe utilizar la o las bases de datos normalizadas y los resultados (como referencia), que están aprobados por la COMISION.

La información básica a considerar será aquella disponible en la Base de Datos de la Comisión, quien la suministrará al solicitante. Todos aquellos datos que no provinieren de esa Base de Datos, deberán explicarse particularmente en el estudio, incluyendo sus fuentes y calidad atribuida.

Los estudios deberán considerar e incluir todas aquellas ampliaciones y/o incorporaciones que contaren con autorización de la COMISION a la fecha de presentación de la solicitud, pudiendo la COMISION requerir al solicitante la adecuación de estos en función de las eventuales autorizaciones durante el proceso de evaluación de la misma.

Artículo 14. Estudios a efectuar. Los estudios a realizar se efectuarán en tres niveles, según la siguiente descripción.

a) Estudios básicos.

De haberse realizado los estudios solicitados en las NEAST, estos se repetirán utilizando los datos y parámetros definitivos del equipo a instalar e introduciendo las adecuaciones necesarias en los escenarios e hipótesis adoptadas, en caso contrario los estudios deberán efectuarse completamente.

En caso que el solicitante pueda demostrar que los estudios presentados oportunamente según las NEAST se adecuan a datos y parámetros definitivos del equipo a instalar y que los escenarios e hipótesis bajo las cuales esos estudios fueron realizados continúan siendo válidos, la Comisión podrá aceptar los mismos en cuanto satisfagan las exigencias aquí planteadas.

b) Estudios primarios.

Los estudios primarios se dirigirán a la definición de detalle de las características del equipo a instalar y a establecer las necesidades de instalación de equipos de control, recursos estabilizantes, instalaciones de arranque en negro y formación de islas y de limitación de perturbaciones en el sistema como consecuencia de la instalación del nuevo equipo o ampliación del Sistema de Transporte. Para tal efecto se contempla la realización de Estudios de Pequeñas Perturbaciones, Estudios de Transitorios Electromagnéticos, Estudios detallados de Estabilidad Transitoria.

Al efecto se deberán realizar también las verificaciones, análisis y estudios previstos en las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Sistema de Transporte y los requeridos por el Transportista involucrado, para el Sistema Principal y/o Secundario y por los Distribuidores prestadores de la Función de Transportista para la definición y el ajuste de los equipos de maniobra y protección, para lo cual deberán atender a las indicaciones del AMM, a quien el solicitante deberá dirigirse a efectos de la coordinación de los mismos.

c) Estudios secundarios.

Los estudios secundarios profundizarán los realizados en la etapa precedente en virtud de los requerimientos que surjan de la misma y de la coordinación antes referida y se dirigirán a obtener el ajuste y optimización de los equipos de control de los generadores, sistemas de estabilización, características del sistema de excitación, curvas de capacidad, sistemas de compensación, control de perturbaciones producidas por la demanda y, en general, todos aquellos a instalar a consecuencia del nuevo equipo o ampliación del Sistema de Transporte a los fines de preservar la calidad de servicio del SNI.

En esta etapa, dependiendo del proyecto, se deben realizar los estudios necesarios para el ajuste del equipo de control y de los eventuales recursos estabilizantes que resultasen necesarios, tales como:

1. Estudios de pequeñas perturbaciones (evaluación del amortiguamiento),
2. Estudios para el ajuste de los equipos limitadores de perturbaciones introducidas en la tensión tales como: flicker y armónicos,

3. Estudios detallados de estabilidad transitoria,
4. Estudios para el ajuste de los reguladores de tensión y velocidad,
5. Estudios para el ajuste de instalaciones para el arranque en negro y sistema de formación de islas.

d) Cuadro indicativo de estudios.

El siguiente cuadro es indicativo de los estudios requeridos:

	Tipo De Instalación		
Tipo de Estudio	**Ingresa nueva generación**	**Ingresa nueva demanda**	**Ampliación de Transporte**
Flujo de Cargas	Si	Si	Si
Cortocircuitos	Si	Si (1)	Si (2)
Estabilidad Transitoria	Si	Si (3)	Si (3)
Requerimientos de Transporte	Si	Si	Si
Transitorios Electromagnéticos	Si	Si(4)	Si
Detallados Estabilidad Transitoria	Si(3)	Si(3)	Si(3)
Instalaciones de Arranque en Negro	Si	---	---
Formación de Islas	Si	Si(5)	---
Ajuste de Reguladores	Si	---	---
Pequeñas Perturbaciones	Si	---	---

Notas del cuadro indicativo:

(1) Solo si por sus características pudiera efectuar aportes al nivel de cortocircuito,
(2) Solo si modifica la configuración del Sistema de Transporte,
(3) Cuando se producen modificaciones sensibles que afecten la calidad del servicio de la potencia o energía transportadas por el sistema,
(4) Cuando se introduzcan perturbaciones en la tensión, tales como: flicker y armónicos,
(5) Cuando la magnitud de la nueva demanda así lo requiera.

e) Escenarios a considerar.

En general los estudios requeridos deberán ser realizados para aquellos estados que se considere probable que se presenten al momento previsto de puesta en servicio comercial de la nueva instalación, inclusive la generación, la demanda, el equipo y los sistemas de control asociados previstos para tal oportunidad.

Dichos estados serán los correspondientes a operación del SNI según:

e.1. La condición operativa: Sistema en condición normal,
e.2. El sistema en condición post-falla (según se lo requiera: para la simulación de fallas indicadas en el Artículo 20 de estas Normas),
e.3. El estado de la demanda: máxima y mínima en condiciones estacionales.

Se deberán además realizar análisis complementarios para escenarios previsibles correspondientes a etapas posteriores al ingreso que permitan detectar las limitaciones que pudiere producir la propuesta presentada, para lo cual el solicitante deberá considerar:

A. Despachos típicos en condiciones estacionales de demanda máxima y mínima para los años segundo y cuarto, posteriores a la fecha prevista para la puesta en servicio comercial de la instalación propuesta, considerando inclusive escenarios de exportación e importación de energía eléctrica, de corresponder,
B. Despachos en situaciones excepcionales previsibles en el SNI dentro de un horizonte de 4 años a partir de la puesta en servicio comercial, asociados por ejemplo a condiciones máximas y mínimas minimorum, estados hidrológicos que impliquen máxima exigencia y/o restricciones del Sistema de Transporte.

CAPITULO III
DESCRIPCION DE LOS PROCEDIMIENTOS Y PROGRAMAS A EMPLEAR

Artículo 15. Estudios eléctricos en régimen permanente.

a) Flujos de carga.

Cuando se trate de ingreso de nueva generación o demanda, o se realice una ampliación del Sistema de Transporte, se deberán realizar estudios de flujos de carga.

Se tomarán como base las condiciones de demanda máxima y mínima demanda establecidas por el AMM,

con adecuaciones, de ser necesario, en atención a los nuevos ingresos ya autorizados o en etapa de evaluación por la COMISION.

Bajo estas condiciones, se deberán realizar estudios en condiciones críticas con relación a la incorporación de las nuevas instalaciones para demandas máxima y mínima. A partir de estos flujos de carga se deberá verificar la existencia o no de sobrecargas en equipos, y el cumplimiento del perfil de tensiones.

Este estudio debe incluir el funcionamiento post-falla de la red luego de fallas simples (sistema en condición N - 1), en cada uno de los casos de falla simple indicados en el Artículo 20 de estas Normas, analizando los estados que sean más exigentes para el sistema. Cuando puedan preverse fallas múltiples de media o alta probabilidad de ocurrencia, se deberán realizar los correspondientes estudios de funcionamiento del sistema ante la ocurrencia de las mismas.

Deberán analizarse las condiciones de máximo requerimiento del transporte para los escenarios elegidos.

b) Cortocircuito.

Cuando se trate de ingreso de nueva generación, tanto al SNI como a sistemas de prestadores de la Función de Transportista, o de instalaciones que modifiquen la configuración de dichos sistemas, se deberán realizar simulaciones de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra, para los estados de demanda máxima y mínima. Los puntos de la red a estudiar serán en principio aquellos que se consideren críticos en función de la nueva instalación. Deberá verificarse que en ninguna subestación de la red se superen los niveles de potencia de cortocircuito nominal de los equipos.

Se deberá indicar además cuál es el incremento de la potencia de cortocircuito que resulta por efecto de la inserción de la nueva instalación.

Deberá analizarse especialmente la condición más desfavorable dentro de los escenarios elegidos.

Artículo 16. Estudios de transitorios electromecánicos. En caso de ingreso de generación y/o demanda o ampliaciones al SNI, o cuando, de tratarse de incorporaciones a otros sistemas, se produzcan modificaciones de importancia en las potencias y/o energías transmitidas, deberán realizarse estudios de estabilidad transitoria de acuerdo a lo siguiente:

1. Requisitos mínimos para el programa a utilizar.
   - 1.1. Demanda: Deberá modelar la sensibilidad a variaciones de frecuencia y de tensión.
   - 1.2. Generadores: Deberán modelarse de acuerdo a su potencia:
     - 1.2.1 Para máquinas de potencias iguales o mayores a 100 MVA y para la máquina a instalar, usarán modelos de 5º y 6º orden. (se debe poder incluir el efecto de los arrollamientos amortiguadores),
     - 1.2.2 Para máquinas (o equivalentes de máquinas) de potencias comprendidas entre 10 y 100 MVA se podrá modelar con 3º y 4º orden,
     - 1.2.3 Para máquinas (o equivalentes de máquinas) de potencias iguales o menores a 10 MVA se podrá modelar, para las de áreas cercanas a la de la incorporación, en igual forma que las anteriores (3º y 4º orden), y para las áreas remotas se podrá utilizar un modelo clásico (de 2º orden) o hacer el balance con la demanda.
   - 1.3 Reguladores de tensión:
     - 1.3.1 Para máquinas (o equivalentes de máquinas) de potencias iguales o mayores a 100 MVA, para la máquina a instalar, modelar el regulador de acuerdo a los datos suministrados por el solicitante y para las unidades existentes modelar el regulador según la información del AMM,
     - 1.3.2 Para máquinas (o equivalentes de máquinas) de potencias menores a 100 MVA se deberá modelar igual que en el caso anterior si están en la misma área de la máquina analizada. Para las restantes se podrá omitir este modelado,

1.3.3 Para las máquinas (o equivalentes de máquinas) que tengan sistema estabilizador de oscilaciones habilitado, este deberá ser modelado, independiente de su ubicación y potencia.

1.4 Reguladores de velocidad y turbinas:

1.4.1 Para máquinas (o equivalentes de máquinas) de potencias mayores o iguales a 100 MVA a instalar, modelar el regulador de acuerdo a los datos suministrados por el solicitante. Para las máquinas existentes, modelar el regulador según la información del AMM,

1.4.2 Para máquinas (o equivalentes de máquinas) de potencias menores a 100 MVA se deberá modelar igual que en el caso anterior si están en la misma área de la máquina analizada. Para las restantes se podrá omitir este modelado.

2. Equivalentes:

En las áreas lejanas a la incorporación y de admitirlo el AMM, se podrán utilizar equivalentes de la red que incluyan líneas, transformadores y generadores, que sean adecuados y reconocidos de manera tal que muestren un comportamiento aceptable para el tipo de estudio que se realice.

3. Esquemas de control:

En la modelación deberán representarse los sistemas o dispositivos de control que sirven al Sistema de Transporte, con independencia de su lugar de instalación, como son:

3.1 Disparos Transferidos.
3.2 Desconexión Automática de Generación (DAG).
3.3 Desconexión o conexión de reactores y/o capacitores.
3.4 Desconexión de carga por baja frecuencia.
3.5 Desconexión de generación por sobre/baja frecuencia.

4. Tiempos de simulación.

Para estabilidad transitoria:
mínimo = 3 segundos.

Evaluación de amortiguamiento post-falla:
mínimo = 20 segundos.

Se considera como amortiguamiento aceptable, una relación de atenuación entre 2 picos sucesivos a partir de la 3º oscilación (entre el pico de la 3º y el pico de la 4º), $A2/A1 \leq 0.75$.

Artículo 17. Estudios de transitorios electromagnéticos. Cuando se presenten situaciones que puedan afectar el aislamiento del equipo, la capacidad de disipación de los equipos de protección o los tiempos de actuación de los sistemas de protección, se deberán realizar estos estudios de transitorios electromagnéticos.

Los estudios de transitorios electromagnéticos deben permitir identificar solicitaciones extremas para el equipo que impongan pautas de diseño para la especificación de nuevos equipos y/o verificar que una incorporación o modificación del sistema no conduzca a la superación de límites admisibles del equipo existente o no provoque un comportamiento anómalo en el sistema. Esta condición no debe existir antes de los cambios propuestos.

Se deberá utilizar un escenario básico elegido como el más exigente dentro de los siguientes años a partir de la entrada en servicio de la obra. Cuando se prevean modificaciones importantes en el SNI deberán analizarse escenarios adicionales para cada una de ellas.

Características del programa.

Elementos de cálculo:

Deberá indicarse como se han modelado todos los componentes del sistema de potencia involucrados, y la metodología de cálculo y/o herramienta de simulación empleada.

a) Demanda:

Se deberá especificar la composición activa y reactiva del modelo de la carga y los porcentajes de cada tipo. (Por ejemplo Z = Cte., I = Cte.).

b) Generadores:

1. En los casos de energizaciones de líneas y transformadores, estudios de arco secundario (análisis de pocos ciclos), se podrán utilizar modelos de reactancia constante y tensión constante detrás de la misma,
2. Cuando se requiera un período mayor (por ejemplo: pérdida de carga) las máquinas eléctricamente cercanas a la incorporación deberán modelarse como mínimo de 3º orden y representar los arrollamientos amortiguadores para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias Sn >100 MVA y para la máquina a instalar,
3. Para máquinas de 10 MVA < Sn < 100 MVA y/o lejanas a la nueva generación, se podrán representar con modelos de 3º orden o realizar equivalentes de generación con esa representación mínima,

c) Transformadores:

1. Deberán conocerse y/o calcularse sus datos característicos, el tipo de conexión de sus arrollamientos y datos de secuencia inversa y homopolar, así como curvas de magnetización y saturación. Para un transformador que es parte de una red remota, o análisis de baja frecuencia (pocos kHz), bastará representarlo con la impedancia de dispersión de secuencia positiva y cero. Para altas frecuencias, hasta el orden de los 20 kHz, es necesario incorporar al modelo las capacitancias entre terminales y a tierra del transformador. Para estudios de transitorios de frecuencias muy altas en una subestación (descargas atmosféricas) debe modelárselo con una capacitancia a tierra.

d) Interruptores:

Se deberán conocer sus tiempos de actuación y el tipo de que se trata, así como el valor de resistores para maniobra. Para los estudios de dimensionamiento deberán atenerse a lo establecido en la norma IEC 56 o ANSI equivalente.

e) Descargadores:

Se deberán suministrar el tipo de que se trata y las curvas I/V correspondientes a las diferentes formas de ondas estándar y la capacidad de disipación de energía de los descargadores considerados.

f) Líneas:

Se representarán con sus parámetros de secuencias directa, inversa y homopolar, con los valores especificados por el AMM. Para los estudios que involucren la presencia de altas frecuencias, como en el caso de energización de líneas y apertura de interruptores será necesario representar las líneas cercanas con sus parámetros de secuencia en función de la frecuencia,

g) Reactores de línea y/o neutro:

Deberán conocerse sus datos de impedancia de secuencia directa, inversa y homopolar, así como las curvas de magnetización y saturación.

h) Arco:

Se lo deberá modelar de la forma más adecuada posible, por ejemplo como resistencia no lineal, de acuerdo a la información proporcionada por el AMM.

i) Capacitores serie:

Se deberán conocer sus datos de impedancia de secuencia directa, inversa y homopolar, así como los parámetros de los equipos de actuación para su protección, desconexión o inserción y tiempos de actuación de los explosores y sus características, si los hubiera.

j) Equivalentes:

En las áreas lejanas a la incorporación y de admitirlo el AMM, se podrán utilizar equivalentes de la red que incluyan líneas, transformadores y generadores, que sean adecuados y reconocidos de manera tal que

muestren un comportamiento aceptable para el tipo de estudio que se realice.

Artículo 18. Requerimientos de transporte. Se deberán presentar los requerimientos adicionales de ingreso y/o egreso de potencia y energía al sistema por efecto de la nueva generación o demanda o ampliación, calculados por período estacional semestral para los primeros 2 años siguientes a la entrada en servicio de la obra y estimados para los subsiguientes 2 años.

Artículo 19. Información de generadores y demanda. Si la solicitud de acceso a la capacidad de transporte correspondiera a un generador térmico o geotérmico, se deberán suministrar las restricciones operativas, el mantenimiento programado previsto, la tasa de falla forzada prevista de los grupos, el rendimiento energético y el consumo propio. Además, deberá suministrar las opciones de consumo de los diferentes combustibles, los rendimientos energéticos con cada uno de ellos y los precios y la disponibilidad de combustibles previstos.

Para el caso de un generador hidroeléctrico, deberá suministrar lo correspondiente a las crónicas de aportes del cauce, las curvas cota/volumen/rendimiento, las restricciones hídricas aguas arriba y abajo del embalse, el mantenimiento programado, la tasa de falla forzada prevista para los grupos, el tipo de central y las características de la misma.

Para el caso de una nueva demanda, se deberán suministrar las características previstas de la misma, su sensibilidad en cuanto a tensión y frecuencia, y su capacidad de introducir en la red perturbaciones tales como armónicas y flicker.

Artículo 20. Criterios para la simulación de fallas. Los criterios para realizar la simulación de fallas y perturbaciones del Sistema de Transporte, son los siguientes:

1. **Operación Estática.**
   - 1.1. En condiciones normales, entendiéndose por tales aquéllas en que el Sistema de transporte cuenta con todo su equipo en servicio:
     - 1.1.1 Deberá mantenerse un nivel de tensión, en todos los nodos del Sistema de Transporte, de conformidad con lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD–.
     - 1.1.2 La generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del área de sobreexcitación de la Curva de capacidad de la unidad generadora.
     - 1.1.3. Deberá mantenerse como mínimo la potencia de un módulo, como reserva, en los Compensadores estáticos y sincrónicos.
     - 1.1.4 La potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo de la potencia máxima de transmisión que se determina aplicando los criterios de operación estática, dinámica y de confiabilidad del SIN o de los Sistemas Aislados.
   - 1.2 En condiciones posteriores a fallas simples, entendiéndose por tales la falla de un elemento serie del SNI o de los Sistemas aislados, además del cumplimiento de los incisos 1.1.1 y 1.1.2, según corresponda, la potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipo correspondiente.
   - 1.3 En condiciones posteriores a fallas que no sean simples, los niveles de tensión de todos los nodos del Sistema de Transporte en Alta Tensión no deberán ser superiores a 1.1 ni inferiores a 0.85 por unidad. Estos niveles de tensión no podrían tener una duración mayor que sesenta segundos contados a partir del inicio de la falla.

2. **Operación Dinámica.**
   - 2.1 El Sistema de Transporte en Alta Tensión, en condiciones normales y frente a fallas simples deberá mantenerse transitoriamente estable para cualquier estado de

carga obtenida a partir de las proyecciones de la demanda,

2.2 El Sistema de Transporte en Alta Tensión en condiciones normales o con un equipo fuera de servicio deberá soportar una falla simple sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico, entendiéndose por tal un desmembramiento no controlado que, en por lo menos uno de los subsistemas resultantes, provoca una interrupción total del servicio eléctrico,

2.3 Las fallas simples que se deben considerar a los fines de la aplicación de lo dispuesto en los incisos 2.1 Y 2.2 precedentes son las siguientes:

2.3.1 Para líneas de interconexión del Sistema de Transporte en Alta Tensión no radiales entendiéndose por tales aquellas que cuentan con un transporte alternativo:

2.3.1.1 Cortocircuito monofásico en un extremo de la línea del que resultare su desconexión, no debiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación, las cuales se reservarán para casos excepcionales de la etapa operativa del sistema eléctrico.

2.3.1.2 Cortocircuito trifásica en un extremo de la línea del que resultare su desconexión y monofásico en un extremo de una línea de interconexión de la que resultare su desconexión y posterior reconexión y apertura ante el sostenimiento del cortocircuito pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no produjeran la desconexión de interconexiones o de cualquier otro equipo.

2.3.2 Para líneas de interconexión del Sistema de Transporte en Alta Tensión radiales entendiéndose por tales aquellas que no cuentan con un transporte alternativo:

2.3.2.1 Cortocircuito monofásico en un extremo de la línea del que resultare su desconexión y posterior reconexión exitosa no pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación.

2.3.2.2 Cortocircuito trifásico en un extremo de la línea del que resultare su desconexión y monofásico en un extremo de una línea de interconexión de la que resultare su desconexión y posterior reconexión y apertura ante el sostenimiento del cortocircuito pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no se produjeran condiciones con niveles de tensión y de frecuencia no admisibles.

2.3.3 Para fallas atípicas sobre equipo del Sistema de Transporte en Alta Tensión existente pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no se produjeran condiciones con niveles de tensión y de frecuencia no admisibles, ni se produjeran pérdidas de interconexiones ni de cualquier otro equipo del Sistema de Transporte en Alta Tensión. Se entenderán por fallas atípicas a aquéllas no indicadas en los puntos 2.3.1 y 2.3.2 anteriores, que contando con un grado de probabilidad de ocurrencia medio son de una de severidad superior a la trifásica en falla simple.

2.4 El Sistema de Transporte en Alta Tensión en condiciones excepcionales de alta o baja demanda o generación, o cuando contare con equipo fuera de servicio deberá respetar los criterios indicados en los incisos 1.1 y 1.2 de los párrafos anteriores, aunque se permitirá la aplicación de desconexión automática de carga o generación para cualquier falla. De no resultar ello suficiente, se deberá limitar la transmisión hasta que se den las condiciones para dar cumplimiento a los criterios previstos en los incisos 1.1 y 1.2 del presente artículo, no admitiéndose en ningún caso que ante fallas simples y/o dobles de alta probabilidad en equipos existentes se produzca el colapso del sistema completo.
Se entenderá por falla doble aquélla que comprende a dos equipos del sistema eléctrico simultáneamente, o a la formada por dos fallas simples consecutivas ocurridas dentro de un intervalo tal que la segunda se produzca antes de la normalización del sistema luego de ocurrida la primera.

TITULO IV
DISPOSICIONES FINALES

CAPITULO UNICO

Artículo 21. Competencia de la Comisión. Será competencia de la Comisión en lo concerniente a estas Normas, sin que ello sea limitativo:

a) La fiscalización de su fiel cumplimiento,
b) La revisión y actualización de estas Normas y la emisión de normas complementarias,
c) La interpretación de estas Normas en caso de divergencia o dudas y la resolución de los casos no previstos.

Artículo 22. Responsabilidad técnica. Toda actividad técnica relacionada con estas Normas, deberá ser realizada, supervisada y/o avalada por un Ingeniero Electricista o Mecánico Electricista, colegiado activo; o empresa de consultoría que comprueben ante la COMISION capacidad técnica para la realización de estos trabajos.

Artículo 23. Ampliación de los estudios. Si de los estudios presentados no se establece con certeza el impacto que ocasionarían la nueva conexión o ampliación al Sistema de Transporte, la Comisión podrá requerir ampliación de los estudios estipulados en estas Normas o de los criterios o de los escenarios asumidos por el interesado, en caso que se considere conveniente.

TITULO V
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPITULO UNICO

Artículo 24. Derogatoria. Se derogan todas las disposiciones y normas técnicas que contradigan estas Normas.

Artículo 25. Vigencia. Estas Normas entran en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
–CNEE–

NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

–NTSD–

NTSD

GUATEMALA, MARZO 2010

Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD–

Título I Disposiciones Generales . . . 29
Capítulo I Definiciones . . . 29
Capítulo II Objetivo y Alcance . . . 30
Capítulo III Etapas de Aplicación . . . 31
Título II Sistemas de Medición . . . 32
Capítulo I Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución . . . 32
Capítulo II Sistema de Control e Identificación de los Usuarios . . . 32
Capítulo III Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario . . . 32
Título III Obligaciones . . . 33
Capítulo I Obligaciones del Distribuidor . . . 33
Capítulo II Obligaciones de los Usuarios . . . 35
Capítulo III Obligaciones del Administrador del Mercado Mayorista . . . 35
Capítulo IV Obligación del Comercializador . . . 35
Título IV Calidad del Producto Suministrado por el Distribuidor . . . 35
Capítulo I Generalidades . . . 35
Capítulo II Regulación de Tensión . . . 36
Capítulo III Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos . . . 39
Capítulo IV Distorsión Armónica de la Tensión Generada por el Distribuidor . . . 40
Capítulo V Flicker en la Tensión . . . 42
Título V Incidencia del Usuario en la Calidad del Producto . . . 43
Capítulo I Distorsión Armónica de la Corriente Generada por el Usuario . . . 43
Capítulo II Flicker Generado por el Usuario . . . 44
Capítulo III Factor de Potencia . . . 46
Título VI Calidad del Servicio Técnico . . . 46
Capítulo I Generalidades . . . 46
Capítulo II Interrupciones . . . 46
Título VII Calidad del Servicio Comercial . . . 50
Capítulo I Generalidades . . . 50
Capítulo II Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor . . . 50
Capítulo III Calidad de la Atención al Usuario . . . 52
Título VIII Disposiciones Finales . . . 53
Capítulo Único . . . 53
Título IX Disposiciones Transitorias . . . 54
Capítulo Único . . . 54
Anexos . . . 55
Anexos a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD–. . . . 55
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica . . . 55
Anexos a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución . . . 55
Anexo 1 Información para el Control de la Calidad del Servicio Técnico . . . 56
Indicadores Globales . . . 56
Anexo 2 Información para el Control de la Calidad del Producto Técnico . . . 59
Anexo 3 Información para el Control de la Calidad del Producto Técnico . . . 63

Anexo 4 Información para el Control de la Calidad del Producto Técnico 65
Comisión Nacional de Energía Eléctrica 67
Resolución CNEE-56-2003 69
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica 69
Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Comercial de Distribución de Energía Eléctrica . . . 71
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica 71
Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Comercial de Distribución de Energía Eléctrica . . . 72
Capítulo I Generalidades 72
Capítulo II Criterios para el Proceso de Control de la Calidad del Servicio Comercial 72
Capítulo III Características de la Información Requerida para el Control de la Calidad del Servicio Comercial 78
Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución 92
Comisión Nacional de Energía Eléctrica 92
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica 92
Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución 93
Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución 106
Comisión Nacional de Energía Eléctrica 106
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica 106
Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución 107

NORMAS TECNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION –NTSD–

RESOLUCION CNEE No. 09-99

Guatemala, 7 de abril de 1999.

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, Ley General de Electricidad, establece que la Comisión Nacional de energía Eléctrica goza de independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones.

CONSIDERANDO:

Que es función de esta Comisión, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios y emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico, con respecto a la Calidad del Servicio de distribución de energía eléctrica.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 78, inciso b, del Acuerdo Gubernativo 256-97, Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la elaboración de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

CONSIDERANDO:

Que el Servicio Eléctrico de Distribución debe prestarse a la población, con calidad, continuidad y sin distorsiones que menoscaben la calidad del servicio al Usuario final, debiéndose en todo caso actualizar las normas de calidad que han de exigirse, para que se cumpla con estos requerimientos.

POR TANTO:

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 las siguientes:

NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN –NTSD–

TITULO I
DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I
DEFINICIONES

Artículo 1. Definiciones. Para los efectos de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, se establecen las siguientes definiciones, las cuales se suman a aquellas contenidas en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y otras normas emitidas o aprobadas por la Comisión.

Acometida: Es el conjunto de elementos, materiales y equipos, que forma parte de la infraestructura eléctrica que el Distribuidor instala en el punto de entrega al Usuario final para la prestación del Servicio Eléctrico de Distribución.

Ampliación: Es toda modificación, cambio, remoción, traslado o reposición de las instalaciones eléctricas de un servicio existente o aumento y modificación de la Potencia Contratada.

Distorsión Armónica: Es la distorsión de la onda senoidal de corriente o de tensión eléctrica de frecuencia nominal, ocasionada por la presencia de señales eléctricas senoidales de frecuencias diferentes y múltiples de dicha frecuencia nominal.

Flicker: Es una variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

Frecuencia Nominal: Es la frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional, con un valor de 60 Hertz.

Normas: Son las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD.

Participantes: Son los Agentes e Integrantes del Mercado Mayorista y los Usuarios del Servicio Eléctrico de Distribución.

Servicio Nuevo: Es todo servicio de energía eléctrica que un Distribuidor presta al Usuario por primera vez.

Servicio Rural: Es todo servicio de energía eléctrica que un Distribuidor presta a un Usuario, ubicado en poblaciones que no cumplan con las condiciones del Servicio Urbano.

Servicio Urbano: Es todo servicio de energía eléctrica que un Distribuidor presta a un Usuario, ubicado en poblaciones que son cabeceras departamentales o municipales o, en su defecto, en aglomeraciones poblacionales o núcleos integrados a las anteriores, en los cuales la distancia entre las Acometidas de estos servicios es menor a cincuenta metros.

Tensión Nominal: Es el valor eficaz de la tensión eléctrica, en sus diferentes niveles de tensión, que sirve como base para calcular las desviaciones de los parámetros eléctricos que se controlarán para medir la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, que prestan los Distribuidores.

Tercero: Es toda persona individual o jurídica que, sin ser el Distribuidor o el Usuario, afecte o resulte afectado en la calidad del servicio de energía eléctrica.

CAPITULO II
OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 2. Objetivo de las Normas. El objetivo de estas Normas es establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y Usuarios del Servicio Eléctrico de Distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, Indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de los siguientes parámetros:

a) Calidad del Producto suministrado por el Distribuidor:
   - Regulación de Tensión,
   - Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos,
   - Distorsión Armónica, y
   - Flicker.

b) Incidencia del Usuario en la Calidad del Producto:
   - Distorsión Armónica,
   - Flicker, y
   - Factor de Potencia.

c) Calidad del Servicio Técnico:
   - Interrupciones.

d) Calidad del Servicio Comercial:
   - Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor, y
   - Calidad de la Atención al Usuario.

Artículo 3. Alcance de las Normas. Estas Normas serán de aplicación obligatoria para todos los Participantes que hacen uso de los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

CAPITULO III
ETAPAS DE APLICACIÓN

Artículo 4. Etapas de Aplicación. A efecto de posibilitar una adecuación gradual de los Participantes, a las exigencias indicadas en estas Normas, se establecen cuatro Etapas consecutivas, con niveles crecientes de exigencia: Preliminar, Prueba, Transición y Régimen. Todos los Servicios Nuevos o Ampliaciones que efectúen los Participantes, a partir de la entrada en vigencia de estas Normas, deberán cumplir con lo especificado en la Etapa que corresponda, antes de entrar en operación comercial o energizar la ampliación de las instalaciones.

Durante cada una de las Etapas definidas, los Participantes deberán realizar la adecuación de su infraestructura, de forma tal que posibilite el cumplimiento de las exigencias de Calidad del Producto, y de los Servicios Técnico y Comercial, establecidas para la Etapa siguiente.

Artículo 5. Etapa Preliminar. La Etapa Preliminar rige a partir de la vigencia del Reglamento de la Ley General de Electricidad, tendrá una duración hasta seis meses posteriores a la primera fijación de tarifas por la Comisión, para cada empresa distribuidora, y servirá para implementar y ajustar, en forma conjunta entre las empresas y la Comisión, la metodología de medición y control de los índices o indicadores de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, a aplicar en las Etapas siguientes.

Los Distribuidores deberán dar comienzo a la implementación y establecimiento de los Sistemas de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, de Control e Identificación de los Usuarios y de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario que se exigen en las Etapas siguientes.

A partir del inicio de esta Etapa, los Participantes deberán informar a la Comisión de todas aquellas perturbaciones que afecten la operación normal de sus instalaciones, identificando las posibles fuentes y aportando la evidencia correspondiente.

Artículo 6. Etapa de Prueba. La Etapa de Prueba regirá a partir de la terminación de la Etapa Preliminar, tendrá una duración de seis meses y servirá para poner en marcha la metodología ajustada en la misma, dando comienzo a los procesos de obtención de información correspondientes y al cálculo de la totalidad de los índices o indicadores de calidad del Servicio Eléctrico de Distribución a controlar durante la Etapa de Transición, de forma tal de asegurar el inicio de la misma en forma continuada, con la totalidad de los mecanismos de obtención de información y control ajustados. Se deberá realizar la puesta en marcha y prueba de los Sistemas de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, de Control e Identificación de los Usuarios y de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario.

Durante esta Etapa no se aplicarán Indemnizaciones, en caso de superarse alguno de los índices o indicadores de calidad fijados en estas Normas.

Artículo 7. Etapa de Transición. La Etapa de Transición regirá a partir de la terminación de la Etapa de Prueba y tendrá una duración de doce meses. En esta Etapa se controlará la calidad suministrada del Servicio Eléctrico de Distribución, mediante el seguimiento de índices o indicadores individuales y globales para exigir el cumplimiento de los valores fijados en estas Normas.

Los Distribuidores deberán realizar el ajuste de los Sistemas de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, de Control e Identificación de los Usuarios y de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario, a efectos de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la Etapa de Régimen.

Durante esta Etapa no se aplicarán Indemnizaciones, en caso de superarse alguno de los índices o indicadores de calidad fijados en estas Normas.

Artículo 8. Etapa de Régimen. La Etapa de Régimen regirá a partir de la terminación de la Etapa de Transición. En esta Etapa se exigirá a todos los Participantes, el cumplimiento de los índices o indicadores individuales y globales de calidad de todos los parámetros contenidos en estas Normas, que les correspondan.

Los incumplimientos a las tolerancias establecidas como admisibles para esta Etapa, serán considerados para efecto de la determinación de una Indemnización, sanción y/o multa para los Participantes, según corresponda. En caso de incumplimiento en las tolerancias admisibles por Desbalance de Tensión para servicios trifásicos, por Distorsión Armónica de Tensión o Corriente y por Flicker, las Indemnizaciones se aplicarán a partir del décimo tercer mes de iniciada esta Etapa.

TITULO II
SISTEMAS DE MEDICION

CAPITULO I
SISTEMA DE MEDICIÓN Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION

Artículo 9. Objetivo del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. El objetivo del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución es que todo Distribuidor disponga de un sistema auditable que permita el análisis y tratamiento de las mediciones realizadas para la verificación de la Calidad del Producto y del Servicio Técnico, cuyo desarrollo deberá contemplar como mínimo, lo siguiente:

a. La relación entre los registros de mediciones y las tolerancias previstas respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los índices o indicadores de calidad del Producto y del Servicio Técnico, establecidos en estas Normas;
b. El cálculo de las Indemnizaciones;
c. El establecimiento del número y localización de los beneficiados por las Indemnizaciones;
d. La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican;
e. La realización de los procedimientos y/o mecanismos utilizados para la recopilación de la información;
f. La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la Comisión; y
g. Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

CAPITULO II
SISTEMA DE CONTROL E IDENTIFICACION DE LOS USUARIOS

Artículo 10. Objetivo del Sistema de Control e Identificación de los Usuarios. El objetivo del Sistema de Control e Identificación de los Usuarios es que todo Distribuidor disponga de un sistema auditable que permita, como mínimo:

a. La plena identificación del Usuario;
b. El conocimiento del tipo de servicio contratado y su correspondiente estructura tarifaria;
c. La identificación de los componentes de la red, entre otros: Conductor de Baja Tensión, Transformador Media/Baja Tensión, Conductor de Media Tensión, Transformador Alta/Media Tensión, hasta el límite de sus propias instalaciones, asociados a cada Usuario;
d. La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican;
e. La realización de procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recopilación de la información;
f. La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la Comisión; y
g. Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

CAPITULO III
SISTEMA DE CONTROL DE SOLICITUDES Y RECLAMOS DEL USUARIO

Artículo 11. Objetivo del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario. El Objetivo del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario es que todo Distribuidor disponga de un sistema auditable que permita, como mínimo:

a. La recepción y trámite de nuevas solicitudes para la prestación del Servicio Eléctrico de Distribución;
b. La recepción y trámite de reclamos o quejas de los Usuarios;
c. La atención personal, por la vía telefónica, fax, correo electrónico o por cualquier otro medio de

comunicación, para atender los reclamos o quejas, ininterrumpidamente, durante las veinticuatro horas del día, todos los días;

d. El procedimiento para dar a conocer al Usuario el código o número del reclamo o queja, mismo que le posibilite su seguimiento para dar respuesta y solución;
e. La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican;
f. La realización de procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recopilación de la información;
g. La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la Comisión; y
h. Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

TITULO III
OBLIGACIONES

CAPITULO I
OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR

Artículo 12. Obligaciones del Distribuidor. El Distribuidor, dentro de su zona de servicio, estará obligado a:

a) Prestar a sus Usuarios, un servicio de energía eléctrica que cumpla con los índices o indicadores de calidad exigidos en estas Normas;
b) Cumplir, en lo que le corresponde, con todo lo consignado en estas Normas;
c) Responder ante otros Participantes, por el pago de las Indemnizaciones ocasionadas por la transgresión a las tolerancias establecidas en estas Normas, ocasionadas por él o por un Usuario conectado a su red, que afecten el servicio de Terceros;
d) Actualizar, cada seis meses, e informar a la Comisión, el listado de los Grandes Usuarios, su localización dentro de la red de distribución y características operativas más importantes;
e) Mantener un archivo histórico, por un período no inferior a cinco años, de toda la información procesada y de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos que establecen estas Normas;
f) Pagar a sus Usuarios las Indemnizaciones que correspondan, acreditándolas en la facturación inmediatamente posterior al período de control, por incumplimiento de la calidad del servicio de energía eléctrica, independientemente de que la causa se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor;
g) Pagar a la Comisión, el importe de las sanciones y/o multas que ésta le imponga, dentro de los primeros siete días del mes siguiente a la notificación respectiva;
h) Durante el mes de enero de cada año o cuando existan variaciones en las condiciones de la prestación del servicio, proveer a sus Usuarios la información que se refiere a:
   - Obligaciones del Distribuidor;
   - Marco legal de la actividad eléctrica, indicando normas y fechas de publicación,
   - Opciones tarifarias;
   - Aportes reembolsables;
   - Indemnizaciones;
   - Indices o indicadores de la calidad del servicio;
   - Tipo de Servicio;
   - Lugares de pago, indicando dirección, números telefónicos y horario de los locales de atención al Usuario; así como números telefónicos para la recepción de reclamos por falta de servicio, los requisitos y el procedimiento completo y claro que deberá seguir el Usuario para presentar un reclamo o queja y para realizar su seguimiento;
   - Cambios en los formatos de la factura; y
   - Otros datos que la Comisión considere importantes difundir;

   Esta información podrá consignarse utilizando el reverso de la factura o en nota adjunta a la misma;
i) Dentro del mes siguiente al Período de Control de la Calidad del Producto y de los Servicios Técnico y Comercial, para el Sistema correspondiente, entregar a la Comisión lo siguiente:
   - El cálculo de los índices o indicadores de calidad;
   - El resumen de las indemnizaciones pagadas a sus Usuarios;
   - El resumen de las indemnizaciones recibidas de los Usuarios

- Los registros de las mediciones y los valores de las tolerancias previstas respecto de los parámetros medidos, así como el cálculo de las indemnizaciones y/o sanciones correspondientes;
- El cálculo detallado de las indemnizaciones evaluadas para un Usuario elegido aleatoriamente por el Distribuidor, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de indemnizaciones;
- La cantidad de solicitudes recibidas para la prestación del Servicio Eléctrico de Distribución; así como los servicios conectados;
- La cantidad de reclamos o quejas recibidas durante el semestre, discriminados por causa, incluyendo tiempos medios de resolución;
- La cantidad de facturas emitidas por tipo de Usuario y los índices de estimaciones realizadas, discriminando por motivo de estimación;
- La cantidad de servicios conectados, agrupados por tipo de Usuario, por banda de potencia y por casos en que sea necesaria o no la modificación de la red, especificando en todos los casos los tiempos medios de ejecución;
- La cantidad de cortes realizados por falta de pago durante el semestre, indicando los tiempos medios de reconexión del servicio, una vez efectuado el pago; y
- El registro de los casos en los cuales se hayan excedido en los plazos establecidos para la reconexión del servicio, indicando los datos del Usuario afectado y tiempo transcurrido hasta la reconexión del servicio;

j) Suscribir con los Usuarios, los contratos de compra-venta de energía eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, su Reglamento y estas Normas; indicando claramente la Potencia contratada por el Usuario, cuando corresponda;

k) Emitir las facturas por el cobro del Servicio Eléctrico de Distribución, que cumplan con lo estipulado en las leyes del país, incluyendo el detalle de los cargos que se efectúan, de conformidad con los pliegos tarifarios aprobados por la Comisión;

l) Demostrar, cuando la Comisión lo requiera, que el reparto de facturas se efectúa oportunamente; y

m) Notificar, en la factura correspondiente, al Usuario que tenga pendiente el pago del servicio de distribución final de dos o más facturaciones, la fecha a partir de la cual se procederá al corte inmediato del servicio de energía eléctrica.

n) **(Adicionado por Resolución CNEE 18-2006)** Para interrupciones de servicios de energía eléctrica por Fallas de Larga Duración, presentar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica: **n.1) Reporte inicial.** En un plazo no mayor de veinticuatro horas, contadas a partir de que una interrupción sobrepase las cuarenta y ocho horas de su inicio, un informe preliminar que indique su origen, causas, fecha y hora de inicio y las poblaciones afectadas. **n.2) Reportes periódicos**. A partir de la entrega del informe inicial, referido en el numeral anterior, y mientras dure la interrupción, un reporte, al menos cada ocho horas, sobre al situación de la interrupción y las acciones que se estén ejecutando para reestablecer la continuidad del servicio. Dichos informes periódicos deberán hacerse por escrito pudiendo utilizar fax, medio magnético y correo electrónico. **n.3) Reporte final**. Dentro de los dos días siguientes de haber finalizado la interrupción, un informe completo y detallado de las causas y efectos de la interrupción, las medidas correctivas tomadas y el cálculo de las indemnizaciones a los usuarios afectados de acuerdo al artículo 58 Ter. Este informe dará inicio al procedimiento administrativo para determinar la existencia o no de las indemnizaciones a que se refiere el artículo 58 Bis y siguientes de estas normas. **n.4) Causa de fuerza mayor**. En caso que la Distribuidora invoque la causal de fuerza mayor de una interrupción por Falla de Larga Duración, deberá presentar la información de acuerdo a la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

CAPITULO II
OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS

Artículo 13. Obligaciones de los Usuarios. Las obligaciones de los Usuarios serán las siguientes:

a) Suscribir con su Distribuidor, el contrato de compra-venta de energía eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, su Reglamento y estas Normas;
b) Cumplir con todas las Normas que sean aprobadas por la Comisión;
c) Realizar todas las instalaciones internas, incluyendo las reparaciones o modificaciones, que sean necesarias para evitar introducir perturbaciones en la red del Distribuidor que afecte la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución;
d) Pagar a la Comisión, el importe de las sanciones y/o multas que ésta le imponga, dentro de los primeros siete días del mes siguiente a la notificación respectiva;
e) Pagar al Distribuidor las indemnizaciones que correspondan, en la facturación inmediatamente posterior al período de control, por incumplimiento de la calidad del servicio de energía eléctrica, de acuerdo a estas Normas.

CAPITULO III
OBLIGACIONES DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

Artículo 14. Responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista. El Administrador del Mercado Mayorista, en lo que le corresponda, velará por la aplicación de estas Normas.

Artículo 15. Transferencias de Energía. Cuando se realicen transferencias de energía en condiciones que afecten la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, el AMM deberá presentar a la Comisión un informe mensual, técnicamente documentado, con la información técnica que pueda ayudar a establecer el origen de la mala calidad del servicio, incluyendo las debidas a la no adecuada administración del Sistema Eléctrico Nacional. En dicho informe deberá proponer las medidas para corregir las causas que motivan el incumplimiento de estas Normas.

CAPITULO IV
OBLIGACION DEL COMERCIALIZADOR

Artículo 16. Obligación del Comercializador. Todo Comercializador está obligado a suscribir contratos con los Participantes, según corresponda, para garantizar lo estipulado en estas Normas.

TÍTULO IV
CALIDAD DEL PRODUCTO SUMINISTRADO POR EL DISTRIBUIDOR

CAPITULO I
GENERALIDADES

Artículo 17. Evaluación de la Calidad del Producto suministrado por el Distribuidor. La Calidad del Producto suministrado por el Distribuidor será evaluada mediante el Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, realizado por el propio Distribuidor y supervisado por la Comisión para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto de los parámetros establecidos para: Regulación de Tensión, Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos, Distorsión Armónica y Flicker.

Artículo 18. Evaluación de la incidencia del Usuario en la Calidad del Producto. La incidencia del Usuario en la Calidad del Producto será evaluada mediante el control, que efectúe de oficio el propio Distribuidor, de las transgresiones a las tolerancias establecidas respecto a Distorsión Armónica, Flicker y Factor de Potencia.

Artículo 19. Período de Control. El control de la Calidad del Producto será efectuado por los Distribuidores, mediante mediciones en períodos mensuales denominados Períodos de Control, en la cantidad de puntos establecidos en estas Normas, con los equipos especializados y apropiados. Con los resultados de la totalidad de estas mediciones, se determinarán semestralmente índices o indicadores Globales que reflejen el comportamiento del Servicio Eléctrico de Distribución en los últimos doce meses.

Artículo 20. Período de Medición. Dentro del Período de Control, el lapso mínimo para la medición de los parámetros de la Calidad del Producto será de siete días continuos, denominado Período de Medición.

Artículo 21. Intervalo de Medición. Dentro del Período de Medición, la medición de los parámetros de Regulación de Tensión y Desbalance de Tensión será en intervalos de quince minutos. Para el caso de Distorsión Armónica y Flicker el intervalo será de diez minutos. A estos lapsos de tiempo se les denomina Intervalos de Medición (k).

Artículo 22. Mediciones Adicionales. Cuando el caso lo requiera y ante el reclamo de un Usuario, el Distribuidor deberá efectuar la medición de los parámetros correspondientes, en el punto de la red objeto del reclamo, utilizando los mismos Períodos e Intervalos de medición, estipulados en los artículos anteriores.

CAPITULO II
REGULACION DE TENSION

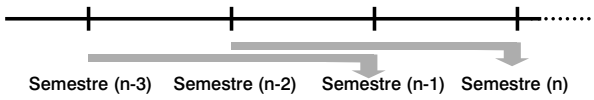
Artículo 23. Indices de Calidad. A efectos de evaluar convenientemente el conjunto de las mediciones realizadas a lo largo del proceso de medición, se determinarán los siguientes índices o indicadores individuales y globales, cuyo incumplimiento dará origen a la aplicación de indemnizaciones individuales y globales a los Usuarios afectados, según corresponda.

Los valores de tensión registrados, utilizados para la determinación de los índices o indicadores, se analizarán con base a las desviaciones del valor nominal medido, discriminados por bandas de unidad porcentual, detallado en el Artículo 26 de estas Normas.

1. **Indice de Calidad de Regulación de Tensión.** El índice para evaluar la tensión en el punto de entrega del Distribuidor al Usuario, en un intervalo de medición (k), será el valor absoluto de la diferencia (ΔVk) entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión (Vk) y el valor de la tensión nominal (Vn), medidos en del mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal:

   Indice de Regulación de Tensión
   (%) = ΔVk (%) = (|(Vk – Vn)|/ Vn) x 100

2. **Indices globales de la Regulación de Tensión.** Estos índices o indicadores se calcularán semestralmente considerando las mediciones realizadas durante un período de doce meses, incluyendo las realizadas en el semestre bajo análisis "n" y el anterior "n-1". En el gráfico siguiente se indica lo establecido anteriormente:



Los índices o indicadores globales son los siguientes:

a) Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión.

$$FEB_B = \frac{Nrg_B}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

FEB_B: Frecuencia Equivalente asociada a la Banda "B" de unidad porcentual.
Nrg_B: Cantidad de Registros válidos asociada a la Banda "B" de unidad porcentual.
Nrg_{TOT}: Cantidad total de registros válidos.

Este indicador se totaliza discriminando a su vez la cantidad de registros que están dentro y fuera de las tolerancias establecidas, de acuerdo a lo siguiente:

$$FEB_{PER} = \frac{Ntrg_{PER}}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

FEB_{PER}: Frecuencia equivalente dentro de las tolerancias establecidas.
$Ntrg_{PER}$: Número Total de Registros dentro de las tolerancias establecidas.

$$FEB_{NoPER} = \frac{Ntrg_{NoPER}}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

FEB_{NoPER}: Frecuencia equivalente fuera de las tolerancias establecidas.
$Ntrg_{NoPER}$: Número Total de Registros fuera de las tolerancias.

b) Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas.

$$FEBP_B = \frac{NrgP_B^{(p)}}{NrgP_{Tot}}$$

Donde:

$FEBP_B$: Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión "B" fuera de las tolerancias establecidas.

$NrgP_B^{(p)}$: Cantidad de Registros fuera de las tolerancias establecidas asociados con la Banda "B" de unidad porcentual.

$NrgP_{Tot}$: Cantidad de Registros Totales fuera de las tolerancias establecidas.

c) Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión.

$$FEEC_B = \frac{\sum_{med=1}^{TotMed} Eng_B^{(med)}}{Eng_T}$$

Donde:

$FEEC_B$: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión "B".

$Eng_B^{(med)}$: Energía registrada en la medición (med) asociada con la Banda de Tensión "B".

Eng_T: Energía Total registrada.

TotMed Total de Mediciones realizadas en el Período considerado.

Artículo 24. Tolerancias para la Regulación de Tensión. Todos los índices o indicadores estipulados en el Artículo anterior se calculan en relación de las tolerancias admisibles, para cada tipo de Usuario, en la Etapa que corresponda. A continuación se establecen las tolerancias de los índices o indicadores individuales y globales:

1. **Tolerancias de los índices individuales.** Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual, respecto de las tensiones nominales en los puntos de entrega de energía eléctrica, serán las indicadas en cada una de las Etapas de Transición y Régimen.

Tension	Tolerancia Admisible Respecto del Valor Nominal, en %					
	Etapa					
	Transición		Régimen A partir del mes 1 hasta el 12		Régimen A partir del mes 13	
	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural
Baja	12	15	10	12	8	10
Media	10	13	8	10	6	7
Alta	Transición		Régimen A partir del mes 1 hasta el 12		Régimen A partir del mes 13	
	7		6		5	

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total del Período de Medición, las mediciones muestran que la Regulación de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

2. **Tolerancias de los índices globales.** Se establece como cinco por ciento el valor máximo para la tolerancia del índice o indicador global FEBNoPER (Bandas no Permitidas) durante el período de control.

"Artículo 25. Control para la Regulación de Tensión (Modificado por Resolución CNEE-57-2003). El control para la regulación de tensión se realizará por medio del Sistema de Medición y control de la Calidad del Servicio Energía Eléctrica, mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las

cuales deberán ser rotadas mensualmente, según corresponda al tipo de usuario, de la manera siguiente:

a) Para usuarios en baja tensión, una medición de control por cada circuito o alimentador de salida de las subestaciones de distribución. Durante el mes siguiente de la puesta en servicio de cada nuevo circuito o alimentador, el distribuidor presentará toda la información de los usuarios conectados a esta nueva instalación a efecto de que el circuito o alimentador sea considerado en el sorteo de puntos de medición del mes siguiente en que se entrega dicha información.
b) Para usuarios en media y alta tensión, una medición de control por cada veinticinco usuarios, con contrato de servicio en esas tensiones, independientemente del nivel de tensión en que efectúe la medición de potencia y energía. La tolerancia que les corresponde es la de la tensión indicada en el contrato del servicio."

Artículo 26. Indemnización por mala Regulación de Tensión. Si como resultado de las mediciones realizadas se detectara el incumplimiento de las tolerancias fijadas en el Artículo 24 de estas Normas, los Distribuidores deberán indemnizar a los Usuarios afectados, hasta tanto se demuestre de manera fehaciente la solución del problema.

Para el caso de incumplimiento en la Regulación de Tensión, la indemnización se calculará con base en la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la Tabla, indicada a continuación:

Valorización de la Energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas

ΔVkSUP superior al admisible en (%):	VALORIZACION DE LA ENERGIA - CE(B) (% de CENS)
≤ 1	4
≤ 2	8
≤ 3	15
≤ 4	20
≤ 5	30
≤ 6	36
≤ 7	49
≤ 8	56
≤ 9	72
≤ 10	84
> 10	100

Se define a ΔVkSUP como el porcentaje de desviación superior del Valor Admisible definido en el Artículo 24 de estas Normas.

Las indemnizaciones se describen a continuación:

a) **Indemnización individual.** Esta indemnización será aplicada a cada una de los Usuarios donde se ha instalado un equipo de medición y se hayan superado las tolerancias admisibles.

El Factor de Compensación correspondiente al Período de Medición por desviación en el nivel de tensión admisible, que servirá de base para la determinación de la Indemnización correspondiente, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$Cpm = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * CENS / 100$$

Donde:

Cpm: Factor de Compensación determinado para el Período de Medición.

$CE_{(B)}$: Valorización de la Energía en función de la desviación detectada, como % del CENS, por cada banda "B".

CENS: Costo de la Energía No Suministrada (Q/kWh).

$\sum_{B = BP}$: Sumatoria de todos los registros a indemnizar.

$ENE_{(B)}$: Energía Registrada durante el Periodo de Medición, por cada banda "B". Los Distribuidores podrán distribuir la Energía Registrada en el medidor de facturación con base a una curva típica de consumo correspondiente a su categoría tarifaria.

La Indemnización individual se mantendrá hasta que el Distribuidor demuestre, mediante una nueva medición, que el problema ha sido resuelto, determinándose su monto de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Indemnización Individual} = (Dpm + Dnm) \times \frac{Cpm}{Dpm}$$

Donde:

Dpm: Duración del Período de Medición en días.

Dnm: Duración del período de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del Período de Medición, hasta la finalización de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

b) **Indemnización global.** Para el caso de incumplimiento a los Índices o indicadores globales, la Indemnización será la siguiente:

Indemnización Global =

$$ETF * \left(\sum_{B=BP} FEEC_B * CE_B * FEBP_B \right) * CENS / 100$$

Donde:

$\Sigma_{(B=BP)}$: Sumatoria sobre las Bandas fuera de las tolerancias establecidas según corresponda con la Etapa considerada.

ETF: Energía Total Facturada por el Distribuidor en el período controlado, en kWh.

$FEBP_B$: Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión "B" fuera de las tolerancias establecidas.

$FEEC_B$: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión "B".

CE_B: Valorización de la energía suministrada fuera de las tolerancias establecidas por banda de Tensión "B".

Esta Indemnización global se calcula agrupando cada tipo de Usuarios, en relación de las tolerancias admisibles en la Etapa que corresponda, y será reintegrada a todos los Usuarios en forma proporcional a su consumo del semestre controlado, exceptuando a aquellos que en dicho semestre se les ha pagado una Indemnización individual. El reintegro será global, es decir que no se discriminará por tipo de Usuario o tarifa.

CAPITULO III
DESBALANCE DE TENSION EN SERVICIOS TRIFÁSICOS

Artículo 27. Indice de Calidad del Desbalance de la Tensión Suministrada por el Distribuidor. El índice para evaluar el Desbalance de Tensión en servicios trifásicos, se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces (RMS) de tensión de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k). Este índice está expresado como un porcentaje:

$$\Delta DTD\ (\%) = [3(Vmax - Vmin)/(Va + Vb + Vc)] \times 100$$

Donde:

ΔDTD (%): Porcentaje de Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor.

Vmax: Es la tensión máxima de cualquiera de las fases, registrada en el Intervalo de Medición k.

Vmin: Es la tensión mínima de cualquiera de las fases, registrada en el Intervalo de Medición k.

Va: Es la tensión de la fase a, registrada en el Intervalo de Medición k.

Vb: Es la tensión de la fase b, registrada en el Intervalo de Medición k.

Vc: Es la tensión de la fase c, registrada en el Intervalo de Medición k.

Artículo 28. Tolerancias para el Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor. La tolerancia admitida sobre el desbalance de tensión en los puntos de entrega de energía, será la siguiente:

TENSION	Desbalance de tensión, ΔDTD, en %
	Etapa de régimen A partir del mes 13
Baja y Media	3
Alta	1

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total del Período de Medición, dichas mediciones muestran que el Desbalance de la Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 29. Control para el Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor. El número de mediciones será en igual cantidad, y podrán ser los mismos puntos, que los utilizados para el control de la regulación de tensión de los servicios trifásicos.

Artículo 30. Indemnización por Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor. Los Distribuidores deben indemnizar a sus Usuarios con servicio trifásico, por aquellos servicios en los que se compruebe que la calidad del producto ha excedido el rango de las tolerancias fijadas en el Artículo 28 de

estas Normas. La Indemnización se calcula en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la Tabla, indicada a continuación:

Valorización de la Energía según el grado de desviación de las tolerancias establecidas

ΔDTDkSUP superior al admisible en (%):	Valorizacion de la energia - CE(B) (% de CENS)
≤ 1	5
≤ 3	20
≤ 5	50
≤ 7	75
> 7	100

Se define a ΔDTDkSUP como el porcentaje de desviación superior del Valor Admisible definido en el Artículo 28.

El Factor de Compensación correspondiente al Período de Medición por desviación en el desbalance de tensión admisible, que servirá de base para la determinación de la Indemnización correspondiente, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Cpm = \sum_{B=BP} CE_{(B)} \ * ENE_{(B)} \ * CENS \ / 100$$

Donde:

Cpm: Factor de Compensación, en Quetzales, determinado para el Período de Medición.

$CE_{(B)}$: Valorización de la energía en función de la desviación detectada, como porcentaje (%) del CENS, de conformidad con la tabla anterior.

$\sum_{B=BP}$: Sumatoria considerando todos los registros a indemnizar.

$ENE_{(B)}$: Energía, en kWh, registrada durante el periodo de medición. Los Distribuidores podrán distribuir la energía registrada en el medidor de facturación con base a una curva típica de consumo correspondiente a su categoría tarifaria.

La Indemnización se mantendrá hasta que el Distribuidor demuestre, en forma fehaciente, que el problema ha sido resuelto, determinándose el monto de la Indemnización de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IndemnizaciónIndividual = (Dpm + Dnm) \times \frac{Cpm}{Dpm}$$

Donde:

Dpm: Duración del Período de Medición, en días.

Dnm: Duración del período de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del Período de Medición, hasta la finalización de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

CAPITULO IV
DISTORSIÓN ARMÓNICA DE LA TENSION GENERADA POR EL DISTRIBUIDOR

Artículo 31. Indice de Calidad de la Distorsión Armónica de la Tensión. El índice está dado por la Distorsión Armónica de la Tensión, expresado como un porcentaje, y se calcula utilizando las fórmulas indicadas a continuación:=

$$DATT\ (\%) = (\sqrt{\sum} Vi2/\ V12\ ) \times 100$$

$$DAIT\ (\%) = (\ Vi\ /\ V1\ )$$

En donde:

DATT: Distorsión Armónica Total de Tensión.

DAIT: Distorsión Armónica Individual de Tensión.

Vi : Componente de tensión de la armónica de orden i.

V1: Componente de tensión de la frecuencia fundamental (60 Hz).

Artículo 32. Tolerancias para la Distorsión Armónica de Tensión.

Orden de la armónica (n)	Distorsión armonica individual de tension, DAIT [%]	
	Baja y media tension V≤60 Kv	Alta tension 60Kv<v≤ 230 Kv
Impares no multiplos de 3		
5	6.0	2.0
7	5.0	2.0
11	3.5	1.5
13	3.0	1.5
17	2.0	1.0
19	1.5	1.0
23	1.5	0.7
25	1.5	0.7

> 25	0.2 + 1.3*25/n	+ 0.6*25/n
Impares múltiplos de 3		
3	5.0	2.0
9	1.5	1.0
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
> 21	0.2	0.2
PARES		
2	2.0	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.5	0.4
10	0.5	0.4
12	0.2	0.2
> 12	0.2	0.2
Distorsión armónica total de tensión, DATT, en %	8	3

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al Período de Medición, las mediciones muestran que la Distorsión Armónica de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Una medición de Distorsión Armónica de Tensión es considerada fuera de las tolerancias establecidas, si se excede el valor de la Distorsión Armónica Individual o el valor de la Distorsión Armónica Total. Para propósitos de evaluación de estas Normas se considerará, inclusive, hasta la armónica de orden 40.

Artículo 33. Control para la Distorsión Armónica de la Tensión. El control se realiza a través de cuatro mediciones mensuales, realizadas en los bornes de Baja Tensión de los transformadores Media/Baja Tensión. Los puntos deberán ser propuestos a la Comisión, tres meses antes de realizarse la medición, y la Comisión podrá modificar los puntos si lo considera conveniente. De acuerdo con la Norma IEC 1000-4-7, deberán ser tomadas mediciones de la Distorsión Armónica Total de Tensión y de la Distorsión Armónica Individual de Tensión.

La medición de armónicas comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se determinará si es necesario alguna modificación para evaluar la Distorsión Armónica en la Tensión.

Artículo 34. Indemnización por Distorsión Armónica de la Tensión. Los Distribuidores deberán Indemnizar a sus Usuarios por aquellos servicios en los que se compruebe que las condiciones de Distorsión Armónica han excedido las tolerancias establecidas en el Artículo 32 de estas Normas y se mantendrá hasta que se compruebe, en forma fehaciente, que el problema ha sido resuelto.

La Indemnización esta basada en función de las desviaciones por encima de las tolerancias establecidas para los índices o indicadores DAIT y DATT, y la energía suministrada en esas condiciones.

Se define como (DPAk) a la Distorsión Armónica encontrada en cada Intervalo de Medición k, por encima de las tolerancias establecidas, según la siguiente expresión:

$$DPAk = \text{Max}\left[0, \frac{D_{ATT(k)} - D_{ATT}}{D_{ATT}}\right] + \frac{1}{3}\sum_{2}^{40} \text{Max}\left[0, \frac{D_{AIT_i(k)} - D_{AIT_i}}{D_{AIT_i}}\right]$$

Donde:

DPAk: es la Distorsión Penalizable de Armónicas para cada Intervalo de Medición k.

$D_{ATT(k)}$: es la Distorsión Armónica Total de Tensión, registrada en el Intervalo de Medición k .

D_{ATT}: es la tolerancia para la Distorsión Armónica Total de Tensión, establecida en el Artículo 32 de estas Normas.

$D_{AITi(k)}$: es la Distorsión Armónica Individual de Tensión i, registrada en el Intervalo de Medición k.

D_{AITi}: es la tolerancia para la Distorsión Armónica Individual de Tensión i, establecida en el Artículo 32 de estas Normas.

En cada Intervalo de medición (k) registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad (intervalos con DPA mayor que cero), se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas (Q/kWh) para el cálculo de la Indemnización:

$0 < DPAk \leq 1$	$CENS * (DPAk)^2$	Q/kWh
$1 < DPAk$	CENS	Q/kWh

La Indemnización se determina como:

$$\text{Indemnización}(Q) = \sum_{k:DPA_k \le 1} CENS * (DPA_k)^2 * E(k) + \sum_{k:DPA_k > 1} CENS * E(k)$$

Donde:

E(k): Energía registrada en cada Intervalo de Medición k.

Artículo 35. Elegibilidad para la Indemnización por Distorsión Armónica en la Tensión. Solamente los Usuarios afectados conectados al punto de medición donde se excedan las tolerancias por Distorsión Armónica serán indemnizados, a excepción de aquellos que sean los que están generando los armónicos del problema y que superen las tolerancias establecidas en estas Normas.

CAPITULO V
FLICKER EN LA TENSION

Artículo 36. Indice de Calidad de Flicker en la Tensión. El Flicker deberá ser medido por el índice de severidad de corto plazo Pst, definido por la Norma IEC 1000-3-7.

Artículo 37. Tolerancia para Flicker en la Tensión. El índice de tolerancia máxima para el Flicker está dado por:

$$Pst \le 1.$$

Donde:

Pst: Indice de severidad de Flicker de corto plazo.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del empleado en las mediciones en el Período de Medición, dichas mediciones muestran que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 38. Control para el Flicker en la Tensión. El control se realizará a través de cuatro mediciones mensuales en los bornes de Baja Tensión de Transformadores Media/Baja Tensión. Los puntos deberán ser propuestos a la Comisión, tres meses antes de realizarse la medición, y la Comisión podrá modificar los puntos si lo considera conveniente. Las mediciones deberán ser tomadas con un medidor de Flicker, de acuerdo con la Norma IEC 868.

La medición de Flicker comenzará a partir del inicio de la Etapa Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se determinará si es necesaria alguna modificación para evaluar el Flicker en la Tensión.

Artículo 39. Indemnización por Flicker en la Tensión. Los Distribuidores deberán indemnizar a sus Usuarios por aquellos servicios en los que se compruebe que las mediciones de Flicker han excedido la tolerancia establecida en el Artículo 37. La Indemnización está basada en función de las desviaciones por encima de la tolerancia establecida para el índice o indicador de severidad, y la energía suministrada en esas condiciones.

Se define como Distorsión Penalizable de Flicker (DPFk) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión encontrado en cada Intervalo de Medición k, por encima de la tolerancia establecida, y se determina según la siguiente expresión:

Donde:

$$DPF_k = \text{Max}\left[0, \frac{P_{st}(k) - P_{st}}{P_{st}}\right]$$

DPF_k: es la Distorsión Penalizable de Flicker para cada Intervalo de Medición k.

$P_{st}(k)$: es el índice de severidad de Flicker de corto plazo, registrado en el Intervalo de Medición k.

P_{st}: es la tolerancia establecida para el índice de severidad de corto plazo.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad (intervalos con DPF mayor que cero), se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas (Q/kWh) para el cálculo de la Indemnización:

$0 < DPFk \le 1$	$CENS^* (DPFk)^2$	[Q/kWh]
$1 < DPFk$	CENS	[Q/kWh]

La Indemnización se calcula según la siguiente expresión:

$$\text{Indemnización}(Q) = \sum_{k\,:\,DPFk\ \le 1} CENS * \left(DPF_k\right)^2 * E(k) \quad + \quad \sum_{k\,:\,DPF_k\ > 1} CENS * E(k)$$

La Indemnización deberá ser pagada por Los Distribuidores a los Usuarios afectados por el Flicker, una vez que se haya detectado el disturbio, y hasta que el mismo haya sido resuelto.

Artículo 40. Elegibilidad para la Indemnización por Flicker en la Tensión. Solamente los Usuarios afectados conectados al punto de medición donde se exceda la tolerancia de Flicker, serán indemnizados, a excepción de aquellos que sean los que están generando el Flicker y superen las tolerancias establecidas en estas Normas.

TÍTULO V
INCIDENCIA DEL USUARIO EN LA CALIDAD DEL PRODUCTO

CAPITULO I
DISTORSIÓN ARMÓNICA DE LA CORRIENTE GENERADA POR EL USUARIO

Artículo 41. Indice de Calidad de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga. El índice está dado por la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga medida en el punto de conexión.

Para tensiones mayores de 1 kV y potencias de carga mayores de 10 kW, se utiliza:

$$DATI = (\sqrt{\sum Ii2 / I12}) \times 100$$
$$DAII = (I\,i / I1) \times 100$$

En donde:

DATI: Distorsión Armónica Total de Corriente.
DAII: Distorsión Armónica Individual de Corriente.
Ii : Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden i.
I1: Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental (60 Hz).

Para tensiones menores de 1 kV y potencias de carga menores de 10 kW, se utiliza:

$$\Delta Ii = (\text{Ii carga} - \text{Ii límite})$$

Donde:

Ii límite: límite de tolerancia establecida para la intensidad armónica.

Artículo 42. Tolerancias para la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga. La distorsión armónica de tensión producida por una fuente de corriente armónica dependerá de la potencia del Usuario, del nivel de tensión al cual se encuentra conectado, y del orden de la armónica, por lo que en la Tabla siguiente se establecen las tolerancias de corrientes armónicas individuales para distintos niveles de tensión, potencia máxima demandada y orden de armónica.

Orden de la armónica (N)	P ≤ 10 kW V≥ 1kV	P >10KW 1kV<V≤60kV	P>50kW V>60kV
	Intensidad armónica máxima (amp)	Distorsión armónica individual de corriente DAIi, en %	
Impares no múltiplos de 3			
5	2.28	12.0	6.0
7	1.54	8.5	5.1
11	0.66	4.3	2.9
13	0.42	3.0	2.2
17	0.26	2.7	1.8
19	0.24	1.9	1.7
23	0.20	1.6	1.1
25	0.18	1.6	1.1
> 25	4.5/N	0.2 + 0.8*25/N	0.4
Impares múltiplos de 3			
3	4.60	16.6	7.5
9	0.80	2.2	2.2
15	0.30	0.6	0.8
21	0.21	0.4	0.4
> 21	4.5/N	0.3	0.4
Pares			
2	2.16	10.0	10.0
4	0.86	2.5	3.8
6	0.60	1.0	1.5
8	0.46	0.8	0.5
10	0.37	0.8	0.5
12	0.31	0.4	0.5
> 12	3.68/N	0.3	0.5
Distorsión armónica total de corriente DATI, en %	--	20	12

Se considerará que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del empleado en las mediciones en el Período de Medición, dichas mediciones muestran que la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 43. Control para la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga. El control de la generación de armónicas por los Usuarios será responsabilidad de los Distribuidores, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para que se dé solución al problema, realizando mediciones en los puntos que considere necesarios.

Las mediciones deberán ser realizadas de acuerdo con la Norma IEC 1000-4-7 registrando la Distorsión Armónica Total Corriente de Carga conjuntamente con la Distorsión Armónica Individual de Corriente de Carga, así como de la corriente de carga. En aquellos casos donde se decida realizar mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser tomadas por cinco horas.

La medición de la Distorsión Armónica comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se determinará si es necesaria alguna modificación para medir la Distorsión Armónica en la Corriente. Podrán utilizarse los mismos puntos donde se mida la Distorsión Armónica de Tensión.

Artículo 44. Indemnización por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga. En los casos en que los Distribuidores verifiquen que alguno de sus Usuarios ha excedido las tolerancias establecidas en el Artículo 42 de estas Normas para la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga, el Usuario deberá pagar al Distribuidor una Indemnización determinada en función a la Distorsión Penalizable Individual de Armónicas.

Se define como Distorsión Penalizable Individual de Armónicas (DPIAk) a la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga, registrada en cada Intervalo de Medición k, que supere las tolerancias establecidas, según la siguiente expresión:

$$DPIAk = Max\left[0, \frac{D_{ATI(k)} - D_{ATI}}{D_{ATI}}\right] + \frac{1}{3}\sum_{2}^{40} Max\left[0, \frac{D_{AII_i(k)} - D_{AII_i}}{D_{AII_i}}\right]$$

Donde:

DPIAk: es la Distorsión Penalizable Individual de Armónicas para cada Intervalo de Medición k.

$D_{ATI(k)}$: es la Distorsión Armónica Total de la Corriente de Carga, registrada en el intervalo de medición k, referida a la potencia Contratada por el Usuario.

D_{ATI}: es la tolerancia para la Distorsión Armónica Total de la Corriente de Carga.

$D_{AIIi(k)}$: es la Distorsión Armónica Individual de Corriente de Carga i, registrada en el Intervalo de Medición k, que inyecta el Usuario en la red. Las corrientes y las distorsiones medidas deben ser expresados en valores absolutos de corrientes o en valores porcentuales con respecto a la intensidad de carga correspondiente con la potencia contratada por el Usuario, según corresponda.

D_{AIIi}: es la tolerancia para Distorsión Armónica Individual de la Corriente de Carga i.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) en donde se verifique un valor de DPIA mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (Q/kWh) para el cálculo de la Indemnización:

$0 < DPIAk \leq 1$	$CENS * DPIAk^2$	Q/kWh
$1 < DPIAk$	CENS	Q/kWh

La Indemnización se determina como:

$$\text{Indemnización}(Q) = \sum_{k:DPIA_k \leq 1} CENS * \left(DPIA_k\right)^2 * E(k) + \sum_{k:DPIA_k > 1} CENS * E(k)$$

CAPITULO II
FLICKER GENERADO POR EL USUARIO

Artículo 45. Indice de Flicker Generado por el Usuario. El índice de Flicker generado por el Usuario se determina por el Indice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) medido sobre la impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 1000-3-3.

Artículo 46. Tolerancias para el Flicker generado por el Usuario.

Carga (SI) kW	Pst
Tensión: (≤ 1 kV)	
SI ≤ 20	**1.00**
20 < SI ≤ 30	**1.26**
30 < SI ≤ 50	**1.58**
SI > 50	**1.86**
Tensión: (1kV < V ≤ 230 kV)	
SI / Scc ≤ 0.005	**0.37**
0.005 < SI / Scc ≤ 0.02	**0.58**
0.02 < SI / Scc ≤ 0.04	**0.74**
SI / Scc > 0.04	**0.80**

Scc: Capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición del Flicker [kVA]

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del empleado en las mediciones en el Período de Medición, dichas mediciones muestran que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 47. Control para el Flicker Generado por el Usuario. El control del Flicker generado por los Usuarios será responsabilidad de los Distribuidores, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para que se dé solución al problema, realizando mediciones en los puntos que considere necesarios.

Las mediciones deberán realizarse usando un medidor de Flicker, según establece la norma IEC 868. Para cargas de baja tensión, la medición debe ser hecha sobre una impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 1000-3-3 con las siguientes características:

Zph = 0.24 + j0.15 ohms

Zn = 0.16 + j0.10 ohms

La impedancia de referencia de neutro (Zn) será utilizada solamente para aquellos Usuarios cuya alimentación es monofásica.

Para cargas en media tensión, las mediciones de Flicker deben ser realizadas sobre la impedancia de la red o sobre una impedancia que no cause que la tensión de estado estacionario caiga más del tres por ciento. Las mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser tomadas durante cinco horas.

La medición de Flicker comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se determinará si es necesaria alguna modificación para evaluar el Flicker generado por el Usuario. Podrán utilizarse los mismos puntos donde se mida el Flicker en la Tensión.

Artículo 48. Indemnización por Flicker Generado por el Usuario. En los casos en que los Distribuidores verifiquen que alguno de sus Usuarios ha excedido las tolerancias de Flicker establecidas en el Artículo 46 de estas Normas, el Usuario Deberá pagar al Distribuidor una indemnización en función a la Distorsión Penalizable Individual de Flicker.

Se define como Distorsión Penalizable Individual de Flicker (DPIFk) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión detectado en cada Intervalo de Medición k,

La Distorsión Penalizable Individual de Flicker, en el Intervalo de Medición k, se define como:

$$DPIF_k = Max\left[0, \frac{P_{stm}(k) - P_{sti}}{P_{sti}}\right]$$

Donde:

$DPIF_k$: es la Distorsión Penalizable Individual de Flicker, en el Intervalo de Medición k.

$P_{stm}(k)$: es el índice de severidad de Flicker de corto plazo, registrado en el Intervalo de Medición k, según la carga del Usuario.

P_{sti}: es la tolerancia para el índice de severidad de Flicker de corto Plazo, según la carga del Usuario.

En el caso anterior, en cada Intervalo de Medición (k) registrado, donde se verifique un valor DPIFk mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (Q/kWh) para el cálculo de la Indemnización:

0 < DPIFk ≤ 1	CENS * $(DPIFk)^2$	Q/kWh
1 < DPIFk	CENS	Q/kWh

La Indemnización se determina como:

$$\text{Indemnización (Q)} = \sum_{k:DPIF_k \le 1} CENS * (DPIF_k)^2 * E(k) + \sum_{k:DPIF_k > 1} CENS * E(k)$$

CAPITULO III
FACTOR DE POTENCIA

Artículo 49. Valor Mínimo para el Factor de Potencia. El valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia del Usuario, de la siguiente forma:

Usuarios con potencias de hasta 11 kW	0.85
Usuarios con potencias superiores a 11 kW	0.90

Artículo 50. Control para el Factor de Potencia. El control se realizará en el punto de medición o en la acometida del Usuario, en períodos mínimos de siete días, registrando datos de energía activa y reactiva. El factor de potencia se determinará, efectuando mediciones tanto en el período horario de punta como en el resto del día, de acuerdo a lo indicado a continuación:

$$Fpot_p = EnergAct_p \Big/ \sqrt{\left(EnergAct_p^{\,2} + Energ\,\mathrm{Re}\,act_p^{\,2}\right)}$$

Donde:

$Fpot_p$: Factor de Potencia para el período horario (p)

$EnergAct_p$: Energía activa registrada en el período de registro para el período horario (p)

$EnergReact_p$: Energía reactiva registrada en el período de registro para el período horario (p)

Artículo 51. Indemnización por bajo Factor de Potencia. Todo lo relativo a la Indemnización por bajo Factor de Potencia será incluido en el contrato entre el Distribuidor y el Usuario, considerando lo estipulado en los Pliegos Tarifarios fijados por la Comisión.

TITULO VI
CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

CAPITULO I
GENERALIDADES

Artículo 52. Evaluación de la Calidad del Servicio Técnico. La Calidad del Servicio Técnico será evaluada en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los Usuarios.

Artículo 53. Período de control para la Calidad el Servicio Técnico. El control de la calidad del servicio técnico se llevará a cabo en períodos semestrales continuos.

Artículo 54. Interrupciones. Se considerará como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega. Para efectos de estas Normas, no se considerarán las interrupciones menores de tres minutos; así como las que sean calificadas como casos de fuerza mayor.

CAPITULO II
INTERRUPCIONES

Artículo 55. Indices de Calidad para las Interrupciones. La Calidad del Servicio Técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK); y por índices o indicadores individuales: Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU).

a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

Representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \sum j\ Qkfsj/Qki$$

Donde:

$\sum j$: Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

Qkfsj : Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.
Qki : Cantidad de kVA instalados.

b) Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK).

Representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

$$TTIK = \sum j\ Qkfsj*Tfsj/Qki$$

Donde:

$\sum j$: Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.
Qkfsj : Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.
Qki : Cantidad de kVA instalados
Tfsj : Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

c) Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU):

$$FIU = \sum Ij$$

Donde:

Ij: Número de Interrupción j, para cada Usuario

d) Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU):

$$TIU = \sum Tfsuj$$

Donde:

Tfsuj: es el tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada Usuario.

(Adicionado por Resolución CNEE 18-2006) "Las interrupciones causadas por Fallas de Larga Duración no serán incluidas en la evaluación de los índices individuales, Frecuencia de Interrupción por Usuario y Tiempo de Interrupción por Usuario."

Artículo 56. Tolerancias para las Interrupciones. Las tolerancias en los índices indicadores de calidad del servicio técnico de energía eléctrica son:

Indices Globales

Etapa de transición	**FMIK**		**TTIK**	
	Urbano	**Rural**	**Urbano**	**Rural**
Interrupciones atribuibles a distribución	3	4	10	15
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	5		20	
A partir del inicio de la etapa de Régimen (Para usuarios conectados en baja tensión)	**FMIK**		**TTIK**	
	URBANO	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	2.5	3.5	8	10
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	4		12	

Indices Individuales

A partir del inicio de la etapa de Régimen (Para usuarios conectados en media y alta tensión)	**FIU**		**TIU**	
	Urbano	**Rural**	**Urbano**	**Rural**
Usuarios en baja tensión	-	-	-	-
Usuarios en media y alta tensión	6	8	12	14
A partir del mes trece De la etapa de Régimen (Para todos los usuarios)	**FIU**		**TIU**	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en baja tensión	6	8	12	14
Usuarios en media tensión	4	6	8	10
Usuarios en alta tensión	3		6	

Artículo 57. Control para las Interrupciones. A partir de la Etapa de Transición se controlarán las interrupciones mediante los índices o indicadores Globales FMIK y TTIK. Para tal fin, cada Distribuidor deberá tener actualizado el registro de la capacidad en kVA de todos los transformadores y mantener un registro de los transformadores afectados en cada interrupción y el tiempo que estuvieron fuera de servicio.

A partir del primer mes de la Etapa de Régimen se controlarán las interrupciones mediante los índices o indicadores Globales FMIK y TTIK para los Usuarios

en Baja Tensión y con los índices o indicadores Individuales FIU y TIU para aquellos Usuarios conectados en Media y Alta Tensión. Para estos últimos los Distribuidores deberán contar con el Sistema de Control e identificación de Usuarios de forma tal que posibilite el registro de cada una de las interrupciones y su duración.

A partir del décimo tercer mes de iniciada la Etapa de Régimen se controlarán las interrupciones mediante los índices o indicadores Individuales para el cien por ciento de los Usuarios; el registro del número de interrupciones y el tiempo respectivo se realizará en forma individual. Se continuará el cálculo de los índices o indicadores globales.

Artículo 58. Indemnización por Interrupciones. La determinación de la Indemnización a los Usuarios por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador, se realizará por medio de la aplicación de las siguientes fórmulas, de acuerdo al período que se esté evaluando y al grupo de Usuarios que se esté considerando. Se aplicarán indemnizaciones a los Usuarios en caso de superarse cualquiera de las tolerancias establecidas por causas atribuibles o no al Distribuidor, a partir de la Etapa de Régimen.

Indices Globales:

INIG = ENS sistema * CENS
ENS sistema = D sistema [(TTIK - TTIK límite) / 8760]
ENS sistema= D sistema [(FMIK - FMIK límite) (TTIK /FMIK)/8760]

Indices Individuales:

INII = ENS Usuario * CENS
ENS Usuario = D Usuario [(TIU – TIU límite) / 8760]
ENS Usuario = D Usuario [(FIU – FIU límite) (TIU/FIU)/8760]

En donde:

INIG: Indemnización para ser distribuida globalmente, (Q). Cada Usuario recibe una Indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los Usuarios del Distribuidor.

ENS sistema: Energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK, (kWh).

INII: Indemnización para ser distribuida individualmente, (Q). A los Usuarios que se les aplica una Indemnización individual, no les corresponderá una Indemnización global.

ENS Usuario: Energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU, (kWh).

D sistema: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, (kWh).

D Usuario: Demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kWh).

CENS: Costo de la Energía No Suministrada, [Q / kWh]. El Costo de Energía No Suministrada es diez veces el valor del Cargo Unitario por energía de la Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

Los valores para TTIK, FMIK, TIU y FIU, se refieren a los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado. Los valores para TTIKlímite, FMIKlímite, TIUlímite y FIUlímite, se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices o indicadores. Tanto para Indemnización global como para individual, el Distribuidor deberá determinar el valor de la Energía No Suministrada mediante las dos fórmulas (Indicador de Tiempo y Frecuencia) y se aplicará la mayor a fin de calcular el valor de la Indemnización.

"Artículo 58 Bis. (Adicionado por Resolución CNEE 18-2006). Del Procedimiento: Una vez presentado el informe a que se refiere el numeral n.3 de la literal n) del artículo 12 de estas normas, la Comisión procederá a analizar la documentación presentada, incluyendo el cálculo de las indemnizaciones, pudiendo variar el mismo. En caso que la Distribuidora omita presentar el cálculo de las indemnizaciones, sin perjuicio de iniciar procedimiento sancionatorio, la Comisión procederá, sin responsabilidad de su parte, a realizar los cálculos de las mismas. Posteriormente

dará audiencia a la Distribuidora por un plazo máximo de diez días para que se manifieste sobre los cálculos referidos. Una vez vencido el plazo anterior la Comisión resolverá en un plazo máximo de cinco días. En caso que la Distribuidora omita presentar la información del evento en los plazos contenidos en la literal n) del artículo 12 de estas normas, la Comisión podrá por sus propios medios realizar la investigación de oficio para determinar la circunstancia del evento con la finalidad de iniciar el proceso de pago de las indemnizaciones y en cuyo caso, adicionalmente y en forma separada, deberá iniciar, el proceso sancionatorio en contra de la distribuidora por la omisión incurrida o por la entrega de información falsa, si fuera el caso. Así mismo, en caso se estableciere negligencia de la Distribuidora en reestablecer el servicio, la Comisión también podrá iniciar el proceso sancionatorio que corresponda."

"Artículo 58 Ter. (Adicionado por Resolución CNEE 18-2006). Indemnización Individual por Falla de Larga Duración. Para cada una de las interrupciones determinadas como Fallas de Larga Duración, que no sean calificadas de fuerza mayor de acuerdo al procedimiento señalado en el artículo 58 Bis de las presentes normas, la Distribuidora, y en su defecto la Comisión, dará inicio al procedimiento de cálculo de indemnización a los usuarios afectados, inmediatamente después de recibir la información que sea presentada por los distribuidores y la evaluación que la Comisión haga sobre la misma.

La indemnización será calculada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$IIFLD = PI*T*CENS$$

Donde:

IIFLD: Indemnización de Interrupción por Falla de Larga Duración (Quetzales)

PI: Potencia de cada Interrupción por Falla de Larga Duración (kilowatts)

T: Tiempo de duración de cada Interrupción por Falla de Larga Duración, desde el inicio de la interrupción hasta que se conecta el último usuario afectado por la misma (hora)

CENS: Costo de la Energía No Suministrada de acuerdo al artículo 58 de estas normas (Quetzales/kilowatt-hora)

Debido a que las interrupciones pueden afectar desde un usuario hasta todo el circuito de alimentación o todo el transformador de potencia en una subestación de energía eléctrica, la potencia interrumpida será considerada mediante la aplicación de alguno de los siguientes criterios, o de otro que resulte razonable en el caso concreto:

a) Para el caso que existan mediciones, la diferencia entre la potencia registrada por el equipo de medición de la subestación en el intervalo anterior de 15 minutos, o de una hora si fuera el caso, el registro de la interrupción menos la potencia registrada por el mismo equipo de medición en el intervalo posterior de 15 minutos, o de una hora si fuera el caso, inmediatamente después de registrarse la interrupción.
b) Para el caso que no existan mediciones, la potencia en kilowatts (kW) se obtendrá del producto de los kilovoltamperios (kVA) por un factor igual a 0.45. Donde la potencia en kilovoltamperios (kVA) es la parte de la red de distribución afectada por la interrupción, de acuerdo con la potencia informada por el distribuidor o la contenida en el último informe que contenga la tabla Datos Centros a que se refiere la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, que la distribuidora haya entegado la Comisión y el factor 0.45 es el producto de un factor de carga de 0.5 por un factor de potencia de 0.9.

El total de la indemnización será distribuida entre los usuarios afectados proporcionalmente al promedio de consumo de los últimos tres meses, o de los meses disponibles si el servicio del usuario tiene menos de tres meses".

"Artículo 58 Quater. (Adicionado por Resolución CNEE 18-2006). Para los fines de la aplicación de estas normas, la falta de entrega de información rela-

tiva a las interrupciones por Fallas de Larga Duración, será considerada como una infracción distinta a la interrupción propiamente dicha"

TÍTULO VII
CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

CAPITULO I
GENERALIDADES

Artículo 59. Objetivo de la medición de la Calidad del Servicio Comercial. El objetivo de la medición de la Calidad del Servicio Comercial es el de garantizar que el Distribuidor preste al Usuario una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos, sin menoscabo de la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

Artículo 60. Evaluación de la Calidad del Servicio Comercial. La Calidad del Servicio Comercial será evaluada sobre la base de dos aspectos:

a. Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor,
b. Calidad de la Atención al Usuario.

Artículo 61. Período de Control para la evaluación del Servicio Comercial. El período de control para la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor será de seis meses continuos.

CAPITULO II
CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL DEL DISTRIBUIDOR

Artículo 62. Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor. Este concepto se refiere al cumplimiento global de las obligaciones que la Ley General de Electricidad asigna a los Distribuidores de energía eléctrica. El incumplimiento de estas obligaciones dará lugar a una sanción y/o multa por parte de la Comisión.

Artículo 63. Indices de Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor. Los índices o indicadores de la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor serán los siguientes:

a) Porcentaje de Reclamos o Quejas:

$$R(\%) = (Ra/Nu) \times 100$$

Donde:

Ra: Número total de reclamos o quejas recibidos.
Nu: Número total de Usuarios.

b) Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o quejas:

El tiempo de procesamiento de un reclamo se mide desde el momento en que el Usuario presenta el Reclamo o Queja, con la documentación necesaria, hasta el momento en que el Usuario recibe respuesta del Reclamo o Queja presentada.

$$TPPR = \sum Tai/Ra$$

Donde:

Tai: tiempo, en días, para resolver el reclamo o queja i.

c) Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica. Es la calidad con que se efectúa la medición del consumo de energía eléctrica.

c) Falta de Notificación de Interrupciones Programadas. Las interrupciones programadas por parte del Distribuidor, deben hacerse del conocimiento de los Usuarios por medio de la respectiva publicación en un diario de mayor circulación y por los medios más directos hacia el Usuario, al alcance del Distribuidor.

Artículo 64. Tolerancias para el Servicio Comercial del Distribuidor. Las tolerancias sobre los índices o indicadores son las siguientes:

a) Porcentaje de Reclamos o Quejas:
ETAPA TRANSITORIA: $R \leq 10\%$
ETAPA DE RÉGIMEN: $R \leq 5\%$

b) Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o Quejas:
ETAPA TRANSITORIA: $TPPR \leq 15$ días
ETAPA DE RÉGIMEN: $TPPR \leq 10$ días

c) Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica:
La precisión de la medición del Consumo de energía eléctrica definida como admisible incluye al conjunto de equipos que conforman el equipamiento de medición (Transformadores de medición y medidores), y se la discrimina de acuerdo a la potencia del Usuario:

Usuarios con potencias de hasta 11 kW: Error máximo de la medición 3%

Usuarios con potencias superiores a 11 kW: Error máximo de la medición 2%

El equipo de medición deberá responder a Normas Internacionales de fabricación tales como IEC o ANSI u otras que apruebe la Comisión, garantizando la precisión de la medición indicada anteriormente.

El valor de la precisión del equipamiento de medición deberá ser indicado en la boleta de verificación, la cual hará referencia a la norma con la cual cumple.

d) Falta de Notificación de Interrupciones Programadas:
48 horas, antes del inicio la interrupción.

Artículo 65. Control para el Servicio Comercial del Distribuidor.

a) Porcentaje de Reclamos.
Por medio del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario.

b) Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o Quejas.
Por medio del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario.

c) Precisión del medidor de consumo de energía eléctrica.
Se hará por medio de muestreos mensuales, a partir de la Etapa de Transición. La Distribuidora deberá proponer a la Comisión el plan de muestreo en forma semestral y con tres meses de anticipación. La Comisión podrá aprobar o modificar el plan. Según la cantidad de Usuarios que tenga la Distribuidora, la cantidad de medidores que deben ser verificados será como se indica a continuación:

Para Distribuidores con mas de 100,000 Usuarios: 1 medidor por cada 5,000 Usuarios.

Para Distribuidores de 10,000 a 100,000 Usuarios: 1 medidor por cada 1,000 Usuarios.

Para Distribuidores con menos de 10,000 Usuarios: 1 medidor por cada 500 Usuarios.

El plan de muestreo propuesto deberá estar basado en lotes de medidores de similares características tales como marca, tipo, corriente nominal, antigüedad, y otras características que considere el Distribuidor. El tamaño de la muestra deberá ser tal, que garantice la representatividad del lote y por ende del total del parque de medidores de el Distribuidor. Cada lote deberá ser inspeccionado con este criterio cada cinco años.

Se considera que un Lote no cumple con las exigencias establecidas si más del cinco por ciento de la muestra no cumple con las normas de fabricación correspondientes. En estos casos la Comisión definirá las acciones a seguir, pudiendo solicitar que todos los medidores del lote deban ser sustituidos.

d) Falta de Notificación de Interrupciones Programadass.
La Comisión podrá obtener por cualquier medio, la información en que el aviso de suspensión del servicio, en forma programada, no cumplió con el tiempo indicado en la tolerancia.

Artículo 66. Sanciones y/o Multas por incumplimiento del Servicio Comercial del Distribuidor.

a) Porcentaje de Reclamos o Quejas:

$$SPR = 20{,}000 \times C \times (Ra/Nu - R)$$

Donde:

SPR: Sanción y/o multa por Porcentaje de Reclamos.

C: Cargo Unitario por energía de la Tarifa Simple para Usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes, del periodo de control que se esté evaluando.

R: Dependerá de la Etapa que se esté evaluando.

b) Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o Quejas:

STPPR = 20,000 x C x (Tai/Ra - TPPR)

Donde:

STPPR: Sanción y/o multa por Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos.
TPPR: Dependerá de la Etapa que se esté evaluando.

c) Precisión del medidor de consumo de energía eléctrica:
Todo medidor de energía que no pase con las exigencias del porcentaje de error establecido, deberá ser sustituido por otro que cumpla con el porcentaje de error correspondiente. Se le deberá notificar al Usuario de cualquier cambio.

d) Falta de Notificación por Interrupción Programada:

SFNIT = 10,000 * C * NHI

Donde:

SFNIT: Es la sanción y/o multa por falta de notificación de interrupción programada.
NHI: Es el tiempo, en horas, que dura la interrupción.

CAPITULO III
CALIDAD DE LA ATENCION AL USUARIO

Artículo 67. Objetivo de la Calidad de la Atención al Usuario. El Objetivo de la Calidad de la Atención al Usuario es garantizar que el Distribuidor le provea al Usuario una atención que cumpla lo estipulado en estas Normas, respecto de los aspectos que le afectan de manera individual. El incumplimiento de estas obligaciones dará lugar al pago de una Indemnización del Distribuidor al Usuario.

Artículo 68. Indices de Calidad de la Atención al Usuario:

a) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que no requieren modificación de la red.
b) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red.
c) Reconexiones.
d) Facturación errónea.

Artículo 69. Tolerancias para la Atención al Usuario.

a) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que no requieren modificación de la red.
30 días, máximo.

b) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red.
4 meses, máximo.

c) Reconexiones.
Superada la causa que motivó el corte del servicio eléctrico, y abonados por el Usuario los pagos que correspondan, el Distribuidor estará obligado a conectar el servicio dentro de un plazo máximo de veinticuatro horas.

d) Facturación errónea.
Los reclamos por posibles errores de facturación, incluyendo la lectura de los medidores, deberán quedar resueltos en la próxima factura emitida. Si los reclamos se hubieran registrado dentro de los quince días calendario, anteriores a la fecha de emisión de la factura, el plazo de resolución se ampliará a la siguiente facturación. El Distribuidor deberá verificar que el mismo error no se haya producido con otros Usuarios. De ser ese el caso, procederá a resolverlos inmediata y automáticamente a todos los afectados, sin esperar nuevos reclamos. El mismo error no podrá producirse dentro de los siguientes seis meses, para los mismos Usuarios, en caso contrario, se considerará como reincidencia. La reincidencia será sancionada con una multa establecida por la Comisión, en función del historial del Distribuidor.

Artículo 70. Control para la Atención al Usuario. Todos los índices o indicadores de calidad de la Atención al Usuario, descritos en el Artículo 69 de estas Normas, se controlarán por medio del sistema de control de solicitudes y reclamos de los Usuarios.

Artículo 71. Indemnizaciones por incumplimiento en la Atención al Usuario. El Distribuidor deberá indemnizar a los Usuarios afectados al mes siguiente de haber presentado el reclamo, salvo lo indicado en artículos específicos de estas Normas.

a) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada, que no requieren modificación de la red.

ISNS-SMR = 1,000 x C x D

Donde:

ISNS-SMR: Indemnización por solicitud de nuevo servicio o ampliación de la potencia contratada, sin modificación de la red.
D: Número de días excedidos a la tolerancia.

b) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red.

ISNS-CMR = 10,000 x C x D

Donde:

ISNS-CMR: Indemnización por solicitud de nuevo servicio o modificación de la potencia contratada con modificación de la red.

c) Reconexiones.
Por las primeras seis horas de exceso sobre la tolerancia admisible, el Distribuidor indemnizará al Usuario por un monto equivalente al uno por un ciento del valor del promedio mensual del consumo facturado en los últimos seis meses, actualizado al momento de hacer efectiva la Indemnización; por cada hora adicional la Indemnización será del dos por ciento.

d) Facturación errónea.
El Distribuidor indemnizará al Usuario con el diez por ciento de la factura que motivo el reclamo, acreditándole dicho valor en la siguiente factura.

TITULO VIII
DISPOSICIONES FINALES

CAPITULO UNICO

Artículo 72. Competencia de la Comisión. Será competencia de la Comisión en lo concerniente a estas Normas, sin que ello sea limitativo:

a) La Fiscalización de su fiel cumplimiento;
b) La revisión y actualización de estas Normas y la emisión de normas complementarias;
c) La verificación del pago de las indemnizaciones;
d) La imposición de sanciones y/o multas, por incumplimiento a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y estas Normas. El monto de las multas estará en función de la gravedad de la falta, el historial del infractor, especialmente en lo que respecta a las reincidencias;
e) La auditoría de cualquier Etapa del proceso;
f) El requerimiento de informes periódicos para el control de la calidad del servicio de energía eléctrica; y
g) La interpretación de estas Normas en caso de divergencias o dudas y la resolución de los casos no previstos.

Artículo 73. Terminación de la Autorización. Si el valor acumulado de las multas, por Incumplimiento en la calidad del servicio, por parte del Distribuidor, es del veinte por ciento o más de la facturación anual, la Comisión podrá requerir al Ministerio de Energía y Minas la terminación de la Autorización del Servicio de Distribución Final.

Artículo 74. Responsabilidad Técnica. Toda actividad técnica relacionada con estas Normas, deberá ser realizada, supervisada y/o avalada por un Ingeniero Electricista o Mecánico Electricista, colegiado activo.

Artículo 75. Variación de la potencia contratada. En el caso que el Distribuidor detecte que la potencia utilizada por el Usuario es mayor que la contratada, el Distribuidor le podrá cobrar la potencia utilizada en exceso, a un precio máximo de dos veces el valor del Cargo Unitario por Potencia Contratada de la Tarifa

correspondiente, por cada kilovatio utilizado en exceso. Dentro de los 2 próximos meses, el Distribuidor realizará la ampliación correspondiente con la finalidad de corregir la Potencia contratada dentro del contrato respectivo.

Artículo 76. Calidad de los equipos. Todos los equipos de medición que sean utilizados para la medición de la calidad de la energía eléctrica, en los parámetros establecidos en estas Normas, incluyendo los que miden la energía eléctrica, deberán responder a Normas Internacionales de fabricación tales como IEC, ANSI e ISO, y otras que apruebe la Comisión.

Artículo 77. Las indemnizaciones, sanciones y/o multas contenidas en estas Normas, se establecen sin perjuicio de que, por cualquier daño que se cause, la parte afectada sea indemnizada de conformidad con lo que al respecto determina el Código Civil.

TITULO IX
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPITULO UNICO

Artículo 78. Los Distribuidores deben proporcionar a la Comisión, durante los tres primeros meses de la Etapa Preliminar, un listado de los Grandes Usuarios, su localización dentro de la red de distribución y características operativas más importantes.

Artículo 79. Se deroga la Resolución CNEE-13-98 y todas las disposiciones y normas técnicas que contradigan las contenidas en la presente Resolución.

Artículo 80. Los plazos correspondientes a las etapas de implementación se regirán de acuerdo a lo establecido en el Artículo 7 transitorio del Reglamento de La Ley General De Electricidad.

Artículo 81. Estas Normas entran en vigencia al siguiente día de su publicación en el Diario de Centro América.

ANEXOS

ANEXOS A LAS NORMAS TECNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION –NTSD–

RESOLUCION CNEE-51-99

Guatemala, 26 de noviembre de 1999.

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que es función de esta Comisión, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los Adjudicatarios y concesionarios, y emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico, con respecto a la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

Que es función de esta Comisión verificar y controlar el cumplimiento de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución para garantizar que el usuario recibe el servicio de energía eléctrica con la calidad que las normas establecen.

Las obligaciones del Distribuidor, establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución vigentes, en su Artículo 12, literal i.

Las atribuciones que le competen a esta Comisión, establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución vigentes, en su Artículo 72, literales a, b, e y f.

POR TANTO:

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 los siguientes:

ANEXOS A LAS NORMAS TENICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 1. Anexos a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

ANEXO 1
INFORMACION PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

INDICADORES GLOBALES

A continuación se describen las características con que debe cumplir la información que los Distribuidores entregarán a la CNEE para efectuar el control de la calidad del Servicio Técnico.

Etiqueta de identificación:
El diskette o disco compacto, deben ser identificado con un o rótulo que contenga la siguiente información:

NOMBRE DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA
REPORTE DE INTERRUPCIONES: INDICADORES GLOBALES
MES Y/O SEMESTRE REPORTADO
FECHA DE ENTREGA

Tipos de archivo que se recibirán:

Extensión	Programa
.XLS	Excel 97
.MDB	Access 97

La información se podrá recibir en otras versiones mas recientes o en otros formatos no indicados arriba, previa solicitud y aprobación por parte de la CNEE.

Informacion mensual:
Entrega, por correo electrónico, diskette o disco compacto, del reporte de todas las interrupciones, conforme al formato que aparece a continuación, tanto para el NOMBRE DE LOS ARCHIVOS como para el FORMATO DEL REPORTE MENSUAL DE INTERRUPCIONES.

Entregar el registro de todas las interrupciones ocurridas durante el mes, incluyendo el sexto mes, de tal manera que permitan la reproducción total de los cálculos de los indicadores de calidad, separando el registro de las interrupciones en los tres grupos siguientes:

Iguales o mayores de tres minutos.
Menores de tres minutos.
Fuerza Mayor.

NOMBRE DE LOS ARCHIVOS: FORMATO: 12345678.Xxx

Posición 1 = **M,** Reporte Mensual
Posición 2 = **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, F, G, ... Literales que se asignarán a cada distribuidora conforme se emita la Resolución de su respectivo pliego tarifario.

Posición 3 = **I,** Interrupciones
Posición 4 = **G,** Indicadores Globales
Posición 5 = **S,** Interrupciones iguales o mayores de tres minutos.
N, Interrupciones menores de tres minutos
F, Interrupciones por Fuerza Mayor
Posición 6 = **1,** Enero
2, Febrero
3, Marzo
4, Abril
5, Mayo
6, Junio
7, Julio
8, Agosto
9, Septiembre
O, Octubre
N, Noviembre
D, Diciembre
Caracteres 7 y 8 = **AÑO** (99, 00, 01, 02,....)

XXX = Extensión del archivo

Formato del reporte mensual de interrupciones.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Interrup	Numérico	5	Entero	Número correlativo de las interrupciones
Subestación	Alfanumérico	20		Nombre o código de la subestación
Alimentador	Alfanumérico	20		Nombre o código del alimentador
Ope_red	Numérico	1	Entero	Estado de operación de la red 0 – normal 1– alterado, carga trasladada
Motivo	Texto	50		Descripción breve de la causa de la interrupción
Fecha_In	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de inicio
Fecha_Fin	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de finalización
Hora_In	Hora		Hh:mm	Hora de inicio
Hora_Fin	Hora		Hh:mm	Hora de finalización
kVA ClU	Numérico	5.1	Flotante	kVA fuera por causa interna urbano
kVA ClR	Numérico	5.1	Flotante	kVA fuera por causa interna rural
kVA CE	Numérico	5.1	Flotante	kVA fuera por causa externa
Tiem_Fue ClU	Numérico	5.1	Flotante	Tiempo fuera, causa interna urbano, minutos
Tiem_Fue ClR	Numérico	5.1	Flotante	Tiempo fuera, causa interna rural, minutos
Tiem_Fue CE	Numérico	5.1	Flotante	Tiempo fuera, causa externa, minutos

INFORMACION SEMESTRAL:

Dentro del mes siguiente al período de control, se entregará en diskette o disco compacto, todos los registros de las interrupciones ocurridas durante el semestre, conforme el formato MENSUAL.

Además, se entregará en diskette o disco compacto e impreso en papel el registro de todas las interrupciones ocurridas conforme el siguiente **formato de archivo** y el **formato con el RESUMEN SEMESTRAL**, como se indica a continuación.

NOMBRE DE LOS ARCHIVOS: FORMATO: 12345678.XXX

Posición 1 = **S,** Reporte semestral
Posición 2 = **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, F, G, ... Literales que se asignarán a cada distribuidora conforme se emita la Resolución de su respectivo pliego tarifario.

Posición 3 = **I,** Interrupciones
Posición 4 = **G,** Indicadores Globales
Posiciones 5 y 6 = **01** Primer semestre
02 Segundo semestre
Posiciones 7 y 8 = **00** para 2000, **01** para 2001, **02** para 2002, ...,
XXX = Extensión del archivo.

Formato RESUMEN del reporte SEMESTRAL DE INTERRUPCIONES.

Fuerza mayor	Externa	Inerna-rural	Interna-urbano	Causa	
				FMIK xx.xx	Primer mes del semestre
				TTIK xx.x	
				FMIK xx.xx	Segundo mes del semestre
				TTIK xx.x	
				FMIK xx.xx	Tercer mes del semestre
				TTIK xx.x	
				FMIK xx.xx	Cuarto mes del semestre
				TTIK xx.x	
				FMIK xx.xx	Quinto mes del semestre
				TTIK xx.x	
				FMIK xx.xx	Sexto mes del semestre
				TTIK xx.x	
				FMIK xx.xx	Total semestre
				TTIK xx.x	
				FMIK xx.xx	Tolerancias
				TTIK xx.x	
				KWh El necesario	Energía facturada en el semestre
				Q/kWh	CENS
				Q	Indemnización por FMIK
				Q	Indemnización por TTIK

Nota: el encabezado de las columnas esta rotado por razones de espacio; por comodidad en la lectura, entregar los encabezados horizontalmente.

ANEXO 2
INFORMACION PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

REGULACION DE TENSION Y DESBALANCE DE TENSION

Con el propósito de que la CNEE pueda efectuar un adecuado seguimiento y control de la calidad del Producto Técnico para REGULACION DE TENSION Y DESBALANCE DE TENSION, el Distribuidor debe cumplir con enviar la información según la características que a continuación se describen.

Por causa de que la cantidad de mediciones que el Distribuidor debe realizar cada mes está en función del número de alimentadores y del número de usuarios, el Distribuidor deberá adquirir los equipos necesarios para que dicha cantidad sea actualizada a inicio de cada nuevo semestre.

1. Etiqueta de identificación:

El diskette o disco compacto, deberá ser identificado con un rótulo que contenga la siguiente información:

- Nombre de la empresa distribuidora
- Reporte de: regulación de tensión.
  Desbalance de tensión.
- Mes y año reportado
- Fecha de entrega

2. Tipos de archivo que se recibirán:

Extensión	Programa
.XLS	Excel 97
.MDB	Access 97

La información se podrá recibir en otras versiones mas recientes o en otros formatos no indicados arriba, previa solicitud y aprobación por parte de la CNEE.

3. Información mensual:

Entrega mensual, incluyendo el último mes del semestre bajo control, por correo electrónico, diskette o disco compacto, de los reportes requeridos, conforme al formato que aparece a continuación tanto para el NOMBRE DE LOS ARCHIVOS como para los FORMATOS DE LAS MEDICIONES DE REGULACION DE TENSION Y DESBALANCE DE TENSION.

Entrega del registro de todas las mediciones de tal manera que permitan la reproducción total de los cálculos de los indicadores de calidad, separando el registro de las mediciones en los tres grupos siguientes:

Primera medición.
Nueva medición.
Reclamos.

3.1 NOMBRE DE LOS ARCHIVOS: FORMATO: 12345678.XXX

Posición 1 = **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, F, G, ... Literales que se asignarán a cada distribuidora conforme se emita la Resolución de su respectivo pliego tarifario.

Posición 2 = **R,** Regulación de Tensión *
= **D,** Desbalance de Tensión *

Posición 3 = **1,** Primera medición
= **2, 3, ..., 9**, Numerales que se reservan para cada nueva medición en el mismo punto
= **0,** Medición por Reclamo

Posición 4 = **1,** Enero
2, Febrero
3, Marzo
4, Abril
5, Mayo
6, Junio
7, Julio
8, Agosto
9, Septiembre
O, Octubre
N, Noviembre
D, Diciembre

Posiciones 5 = **0**, Año 2000, **1**, año 2001, ..., **9** año 2009.

Posiciones 6, 7 y 8 = **001, ..., 999,** Número de orden de medición de cada mes.

XXX = Extensión del archivo

* Si a un usuario se le mide Regulación de Tensión y Desbalance de Tensión, deben entregarse archivos separados para cada uno de los parámetros.

3.2 Formato del reporte MENSUAL de Puntos de Medición para REGULACION DE TENSION.

Esta información debe ser enviada a la CNEE con quince días calendario antes del inicio de cada mes para que las mediciones puedan ser coordinadas con el representante designado por la CNEE.

Tabla 3.2

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Direc_Sum	Texto	50		Dirección del Suministro
Subestación	Alfanumérico	20		Nombre o código de la subestación
Alimentador	Alfanumérico	20		Nombre o código del alimentador
Nom_Archi	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Fecha_In	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de inicio de la medición
Fecha_Fin	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de finalización de la medición
Curva	Numérico	2	Entero	Curva típica asignada al Suministro

3.3 Nuevas mediciones. Para cada punto que resulte sujeto al pago de indemnización por Regulación de Tensión o por Desbalance de Tensión, y se realicen Nuevas Mediciones para determinar si se ha corregido el problema, el nombre del archivo debe modificarse únicamente el la POSICION 3, INDICANDO LA NUEVA MEDICION CON 2, 3, ..., y mantener los mismos números en las POSICIONES 6, 7 Y 8, que corresponden a la primera medición. La programación de las nuevas mediciones también debe ser enviada con quince días calendario de anticipación.

3.4 Mediciones validas. Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD, establecen que el tiempo mínimo para el Período de Medición es de siete días, lo cual representa 672 registros; sin embargo, se aceptarán mediciones cuyos períodos de medición tengan como mínimo 576 registros con lecturas válidas. Debe quedar claro que esto no significa que pueden realizarse mediciones con Período de Medición menores de siete días, sino que al haber cumplido con que el equipo esté instalado durante el mínimo de siete días significa que algunos de los valores correspondientes a los 762 registros, resultan ser no válidos por diversas causas. Si el equipo contiene menos de 576 registros válidos, la medición de ese punto no es válida y deberá repetirse la medición para completar las mediciones del mes.

3.5 Formato del reporte MENSUAL DE REGULACION DE TENSION, USUARIOS CON DERECHO A INDEMNIZACION.

Tabla 3.5

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Nom_Arc	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Indem_RT	Numérico	5.2	Flotante	Indemnización, Regulación de Tensión

La Distribuidora debe enviar este reporte mensualmente, indicando la fecha a partir de la cual se puede verificar, por parte de la CNEE, que el pago ha sido efectuado.

3.6 Formato de la Tabla de reporte MENSUAL de DESBALANCE DE TENSION, USUARIOS CON DERECHO A INDEMNIZACION.

Tabla 3.6

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Nom_Arc	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Indem_DT	Numérico	5.2	Flotante	Indemnización, Desbalance de Tensión

La Distribuidora debe enviar este reporte mensualmente, indicando la fecha a partir de la cual se puede verificar, por parte de la CNEE, que el pago ha sido efectuado.

4. Informacion semestral:

Dentro del mes siguiente al período de control, se entregará en diskette o disco compacto, todas las mediciones registradas durante el semestre, conforme el formato MENSUAL.

Además, se entregará en diskette o disco compacto, e impreso en papel el RESUMEN de todas las mediciones conforme el siguiente formato de archivo y el formato con el RESUMEN SEMESTRAL, como se indica a continuación.

4.1 NOMBRE DE LOS ARCHIVOS: FORMATO: 12345678.XXX

Posición 1 = **S** para reporte semestral
Posición 2 = **A**, Para Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
B, Para Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
C, Para Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.

D, E, F, G, ... Literales que se asignarán a cada distribuidora conforme se emita la Resolución de su respectivo pliego tarifario.

Posición 3 = **R,** para Regulación de Tensión
Posición 4 = **G,** para Indicadores Globales
Posiciones 5 y 6 = **01** para el primer semestre
02 para el segundo semestre
Posiciones 7 y 8 = **00** para año 2000, **01** para 2001, **02** para 2002, ...,
XXX = Extensión del archivo.

4.2 Formato RESUMEN del reporte SEMESTRAL de Mediciones de REGULACION DE TENSION.

Total semestre anterior		Primer mes del semestre actual		Segundo mes del semestre actual		Tercer mes del semestre actual		Cuarto mes del semestre actual		Quinto mes del semestre actual		Sexto mes del semestre actual		Total semestre actual		Total ultimos doce meses		Tolerancias		Energia factutada en el semestre	CENS	Indemnización global
FEEC	FEBP	FEEC	FEBP	FEEC	FEBP	FEEC	FEBP	FEEC	FEBP	FEEC	FEBP	FEEC	FEBP	FEEC	FEBP	FEEC	FEBP	FEEC	FEBP	kWh	Q/kWh	Q

Nota: El encabezado de las columnas esta rotado por razones de espacio; por comodidad en la lectura, entregar los encabezados horizontalmente.

Formato para instalacion y retiro de equipos de medicion para el control de calidad de regulacion de tension, desbalance de tension, armonicos y flicker.

FORMATO PARA AUDITORIA DE CALIDAD			**No. ARCHIVO:**	
MEDICION:	**POR TRANSFORMADORES DE MEDIDA**		**DIRECTA**	
DISTRIBUIDORA:				

COLOCACION.	**FECHA:**	**HORA:**

DATOS DEL USUARIO						**OBSERVACIONES DE COLOCACION**		
NOMBRE:								
# IDENTIFICACION DEL SUMINISTRO:								
DIRECCION:								
MUNICIPIO:								
DEPARTAMENTO:						**TIPO DE PUNTO**		
TELEFONO:						**PRIMERA MEDICION**	**NUEVA MEDICION**	**RECLAMO**
INSTALACION:		**AEREA:** ↓		↓				
SUBTERRANEA		**URBANO**		**RURAL**		**REEMPLAZA A:**		

DATOS DEL MEDIDOR DE ENERGIA			
MARCA:			
MODELO:			
NUMERO DE SERIE:			
MONOFASICO		**TRIFASICO**	
RELACION, CORRIENTE:			
RELACION, TENSION:			
LECTURA INICIAL:			

DATOS DEL MEDIDOR DE CALIDAD
MARCA:
MODELO:
NUMERO DE SERIE:

FIRMA: _____ FIRMA:_____

NOMBRE:_____ NOMBRE:_____

REPRESENTANTE DISTRIBUIDOR REPRESENTANTE CNEE

RETIRO.	**FECHA:**	**HORA:**

DATOS DEL MEDIDOR DE ENERGIA
LECTURA FINAL:
ENERGIA DEL PERIODO:
CURVA ASIGNADA:

OBSERVACIONES DE RETIRO

FIRMA: _____ FIRMA:_____

NOMBRE:_____ NOMBRE:_____

REPRESENTANTE DISTRIBUIDOR REPRESENTANTE CNEE

Para cada uno de los puntos medidos, se le debe entregar una copia llena de este formato, al representante de la CNEE, si lo hay, o enviarlo junto a la CNEE.

ANEXO 3
INFORMACION PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

DISTORSION ARMONICA

Con el propósito de que la CNEE pueda efectuar un adecuado seguimiento y control de la calidad del Producto Técnico para DISTORSION ARMONICA EN TENSION Y CORRIENTE, el Distribuidor debe cumplir con enviar la información según la características que a continuación se describen.

1. Etiqueta de identificación:

El diskette o disco compacto, debe ser identificado con un rótulo que contenga la siguiente información:

- Nombre de la empresa distribuidora
- Reporte de: distorsión armónica en la tensión
  Distorsión armónica en la corriente
- Mes y año reportado
- Fecha de entrega

2. Tipos de archivo que se recibirán:

Extensión	Programa
.XLS	Excel 97
.MDB	Access 97

La información se podrá recibir en otras versiones más recientes o en otros formatos no indicados arriba, previa solicitud y aprobación por parte de la CNEE.

3. Información mensual:

Entrega mensual, por correo electrónico, diskette o disco compacto, de los reportes requeridos, conforme el formato que aparece a continuación tanto para el NOMBRE DE LOS ARCHIVOS como para los FORMATOS DE LAS MEDICIONES DE DISTORSION ARMONICA EN LA TENSION Y DISTORSION ARMONICA EN LA CORRIENTE.

Entrega del registro de todas las mediciones de tal manera que permitan la reproducción total de los cálculos de los indicadores de calidad, separando el registro de las mediciones en los tres grupos siguientes:

Primera medición.
Nueva medición.
Reclamos.

3.1 nombre de los archivos: formato: 12345678.XXX

Posición 1 = **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, F, G, ... Literales que se asignará a cada distribuidora conforme se emita la Resolución de su respectivo pliego tarifario.

Posiciones 2 y 3 = **AT,** Distorsión Armónica en la Tensión *
= **AI,** Distorsión Armónica en la Corriente *
Posición 4 = **1,** Primera medición
= 2, 3, ..., 9 para Nueva medición en el mismo punto
= 0, Medición por Reclamo
Posición 5 = **1,** Enero
2, Febrero
3, Marzo
4, Abril
5, Mayo
6, Junio
7, Julio
8, Agosto
9, Septiembre
O, Octubre
N, Noviembre
D, Diciembre
Posición 6 = **0**, Año 2000, **1**, año 2001, ..., **9** año 2009.
Posiciones 7 y 8 = **01, ..., 99,** Número de orden de medición de cada mes.
XXX = Extensión del archivo

* Si a un usuario se le mide Distorsión Armónica en la Tensión y Distorsión Armónica en la Corriente, deben entregarse archivos separados para cada uno de los parámetros.

3.2 Formato del reporte MENSUAL de Puntos de Medición para DISTORSION ARMONICA EN LA TENSION.

Esta información debe ser enviada a la CNEE con tres meses antes del inicio de cada mes para que las mediciones puedan ser coordinadas con el representante

designado por la CNEE, o modificadas como se indica en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Dirección	Texto	50		Dirección del Suministro
Subestación	Alfanumérico	20		Nombre o código de la subestación
Alimentador	Alfanumérico	20		Nombre o código del alimentador
Nom_Archi	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Fecha_In	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de inicio de la medición
Fecha_Fin	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de finalización de la medición
Curva	Numérico	2	Entero	Curva típica asignada al Suministro

3.3 Nuevas mediciones. Para cada punto que resulte sujeto al pago de indemnización por Distorsión Armónica en la Tensión o distorsión Armónica en la Corriente, y se realicen Nuevas Mediciones para determinar si se ha corregido el problema, el nombre del archivo debe modificarse únicamente el la POSICION 3, INDICANDO LA NUEVA MEDICION CON 2, 3, ..., y mantener los mismos números en las POSICIONES 6, 7 Y 8, que corresponden a la primera medición.

3.4 Mediciones válidas. Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD, establecen que el tiempo mínimo para el Período de Medición es de siete días, lo cual representa 672 registros; sin embargo, se aceptarán mediciones cuyos períodos de medición tengan como mínimo 576 registros con lecturas válidas. Debe quedar claro que esto no significa que pueden realizarse mediciones con Período de Medición menores de siete días, sino que al haber cumplido con que el equipo esté instalado durante el mínimo de siete días significa que algunos de los valores correspondientes a los 762 registros, resultan ser no válidos por diversas causas. Si el equipo contiene menos de 576 registros válidos, la medición de ese punto no es válida y deberá repetirse la medición.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Nom_Arc	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Indem_AT	Numérico	5.2	Flotante	Indemnización, Armónicos en Tensión

3.5 Formato del reporte MENSUAL de DISTORSION ARMONICA EN LA TENSION, USUARIOS CON DERECHO A INDEMNIZACION.

3.6 Formato del reporte MENSUAL de DISTORSION ARMONICA EN LA CORRIENTE. Usuarios con obligación de pagar indemnización.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Nom_Arc	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Indem_AI	Numérico	5.2	Flotante	Indemnización, Armónicos en Corriente

ANEXO 4
INFORMACION PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

FLICKER

Con el propósito de que la CNEE pueda efectuar un adecuado seguimiento y control de la calidad del Producto Técnico para FLICKER EN TENSION Y CORRIENTE, el Distribuidor debe cumplir con enviar la información según la características que a continuación se describen.

1. Etiqueta de identificación:

El diskette o disco compacto, debe ser identificado con un rótulo que contenga la siguiente información:

- Nombre de la empresa distribuidora
- Reporte de: flicker en la tension
  Flicker en la corriente
- Mes y año reportado
- Fecha de entrega

2. Tipos de archivo que se recibirán:

Extensión	Programa
.XLS	Excel 97
.MDB	Access 97

La información se podrá recibir en otras versiones mas recientes o en otros formatos no indicados arriba, previa solicitud y aprobación por parte de la CNEE.

3. Informacion mensual:

Entrega mensual, por correo electrónico, en diskette o disco compacto, de los reportes requeridos, conforme el formato que aparece a continuación tanto para el NOMBRE DE LOS ARCHIVOS como para los FORMATOS DE LAS MEDICIONES DE FLICKER EN LA TENSION Y EL FLICKER GENERADO POR EL USUARIO.

Entrega del registro de todas las mediciones de tal manera que permitan la reproducción total de los cálculos de los indicadores de calidad, separando el registro de las mediciones en los tres grupos siguientes:

Primera medición.
Nueva medición.
Reclamos.

3.1 Nombre de los archivos: Formato: 12345678. Xxx

posición 1 = **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, F, G, ... Literales que se asignará a cada distribuidora conforme se emita la Resolución de su respectivo pliego tarifario.

Posiciones 2 y 3 = **FT,** Flicker en la Tensión *
= **FU,** Flicker en la Generado por el Usuario *

Posición 4 = **1,** Primera medición
= 2, 3, ..., 9 para Nueva medición en el mismo punto
= 0, Medición por Reclamo

Posición 5 = **1,** Enero
2, Febrero
3, Marzo
4, Abril
5, Mayo
6, Junio
7, Julio
8, Agosto
9, Septiembre
O, Octubre
N, Noviembre
D, Diciembre

Posición 6 = **0**, Año 2000, **1**, año 2001, ..., **9** año 2009.

Posiciones 7 y 8 = **01, ..., 99,** Número de orden de medición de cada mes.

XXX = Extensión del archivo

* Si a un usuario se le mide Flicker en la Tensión y Flicker generador por él, deben entregarse archivos separados para cada uno de los parámetros.

3.2 Formato del reporte MENSUAL de Puntos de Medición para FLICKER EN LA TENSION y FLICKER GENERADO POR EL USUARIO.

Esta información debe ser enviada a la CNEE con tres meses antes del inicio de cada mes para que las me-

diciones puedan ser coordinadas con el representante designado por la CNEE, o modificadas como se indica en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Dirección	Texto	50		Dirección del Suministro
Subestación	Alfanumérico	20		Nombre o código de la subestación
Alimentador	Alfanumérico	20		Nombre o código del alimentador
Nom_Archi	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Fecha_In	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de inicio de la medición
Fecha_Fin	Fecha		dd/mm/aaaa	Fecha de finalización de la medición
Curva	Numérico	2	Entero	Curva típica asignada al Suministro

3.3 Nuevas mediciones. Para cada punto que resulte sujeto al pago de indemnización por Flicker, y se realicen Nuevas Mediciones para determinar si se ha corregido el problema, el nombre del archivo debe modificarse únicamente el la POSICION 3, INDICANDO LA NUEVA MEDICION CON 2, 3, ..., y mantener los mismos números en las POSICIONES 6, 7 Y 8, que corresponden a la primera medición.

3.4 Mediciones validas. Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD, establecen que el tiempo mínimo para el Período de Medición es de siete días, lo cual representa 672 registros; sin embargo, se aceptarán mediciones cuyos períodos de medición tengan como mínimo 576 registros con lecturas válidas. Debe quedar claro que esto no significa que pueden realizarse mediciones con Período de Medición menores de siete días, sino que al haber cumplido con que el equipo esté instalado durante el mínimo de siete días significa que algunos de los valores correspondientes a los 762 registros, resultar ser no válidos por diversas causas. Si el equipo contiene menos de 576 registros válidos, la medición de ese punto no es válida y deberá repetirse la medición.

3.5 Formato del reporte MENSUAL de FLICKER EN LA TENSION. USUARIOS CON DERECHO A INDEMNIZACION.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Nom_Arc	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Indem_FT	Numérico	5.2	Flotante	Indemnización, Flicker en la Tensión

3.6 Formato del reporte MENSUAL de FLICKER ORIGINADO POR EL USUARIO. USUARIOS CON OBLIGACION DE PAGAR INDEMNIZACION.

Nombre	Tipo	Tamaño	Formato	Descripción
Núm_Id_Su	Numérico	10	Entero	Número de Identificación del Suministro
Nom_Us	Texto	30		Nombre del Usuario
Nom_Arc	Texto	10		Nombre del archivo de la medición
Indem_FU	Numérico	5.2	Flotante	Indemnización, Flicker originado por el Usuario

Artículo 2. La interpretación de los aspectos relacionadas con el control de la calidad de la energía eléctrica, incluidos o no en la presente Resolución, es competencia de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Artículo 3. La presente Resolución entra en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

Dado en las oficinas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, a los veintiséis días del mes de noviembre de mil novecientos noventa y nueve.

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCION CNEE-88-2001

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96, del Congreso de la República, en concordancia con el artículo 78, del Reglamento de la referida ley, preceptúa que entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 33 y 38, de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, contenidas en la Resolución CNEE-09-99, establecen que las mediciones de armónicas y Flicker comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición y que de los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición se determinará si es necesaria alguna modificación en la medición de estos parámetros; así mismo, el artículo 8, de las mismas normas establece que durante la Etapa de Régimen se inicia la aplicación de indemnizaciones, sanción o multa por incumplimiento a las tolerancias admisibles.

CONSIDERANDO:

Que se tuvo a la vista el dictamen emitido con fecha doce de octubre del año en curso por la Gerencia de Normas y Control, de esta Comisión en el cual se indica que con la derogatoria de la resolución CNEE-13-98, que contenía las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, se originó un atraso en el inicio de las mediciones de la Distorsión Armónica y el Flicker, en virtud que ésta estipulaba una forma distinta del inició de las mismas, habiéndose iniciado hasta la Etapa de Régimen, por lo que al iniciar el mes trece de esta Etapa, solo se tiene un año de mediciones las cuales son insuficientes para decidir sobre el efecto de estas perturbaciones sobre el Sistema Nacional Interconectado, razón por la cual se recomienda extender el tiempo de las mediciones por un año más, plazo dentro del cual los resultados de las mediciones no estén sujetos indemnizaciones o sanciones; sin embargo, si debe sancionarse la omisión de las mediciones.

POR TANTO

Con fundamento en lo considerado, normas citadas y en ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad.

RESUELVE

1. Extender por un año mas, el plazo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, durante el cual las empresas de distribución y transporte realizarán mediciones de Distorsión Armónica, en tensión y corriente, y Flicker, cuyos resultados no estarán sujetos al pago de indemnizaciones o sanciones, lo cual no exime de la aplicación de sanciones por incumplimiento en la ejecución de las mediciones.

2. El plazo que por este acto se otorga concluirá para las empresas de Distribución el mes veinticuatro (24) de la Etapa de Régimen señalada en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución y para las empresas de Transporte el mes doce (12) de iniciada la cuarta etapa a que se refieren las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones;

3. Que las empresas distribuidoras, quedan obligadas a dar aviso, por escrito a los usuarios con copia a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de los resultados de las mediciones, ya sea que éstas se encuentren o no dentro de los límites admisibles de las tolerancias correspondientes a cada parámetro.

4. Que en caso que los resultados de las mediciones estén fuera de las tolerancias admisibles, las empresas distribuidoras, las empresas transportistas o los usuarios, deberán realizar las inversiones necesarias para evitar las perturbaciones causadas al sistema de distribución o transmisión, según corresponda.

5. Notifíquese y publíquese.

Dada en la ciudad de Guatemala, a los 17 días de octubre de dos mil uno.

RESOLUCION CNEE-56-2003

Guatemala, 24 de junio de 2003

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 del Congreso de la República, en concordancia con el artículo 78, del Reglamento de la referida ley, preceptúa que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 33, 38, 43 y 47 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, contenidas en la Resolución CNEE-09-99, establecen que las mediciones de armónicos y flicker comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición y que de los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición se determinará si es necesaria alguna modificación en la medición de estos parámetros y el artículo 8 de las mismas normas establece que a partir del treceavo mes de la Etapa de Régimen se inicia la aplicación de indemnizaciones, por incumplimiento a las tolerancias admisibles.

CONSIDERANDO:

Que de la aplicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución; en lo que se refiere a las mediciones de la Distorsión Armónica y el Flicker, se han obtenido resultados donde se muestra que el efecto de estas perturbaciones, sobre el Sistema Nacional Interconectado, ameritan extender el plazo dentro del cual los resultados de las mediciones no estén sujetos a las disposiciones contenidas en los artículos 34, 39, 44 y 48 de las referidas normas; sin embargo, dicha extensión del plazo no debe eximir la aplicación de sanciones en caso de omisión de las mediciones.

POR TANTO

Con fundamento en lo considerado, normas citadas y en ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad.

RESUELVE:

I) Extender el plazo durante el cual los resultados de las empresas de distribución y transporte, que se deriven de las mediciones de Distorsión Armónica, en tensión y corriente, así como de flicker, no estarán sujetos a las disposiciones contenidas en los artículos 34, 39, 44 y 48 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución y en los artículos 27, 30, 37 y 40 de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

II) Lo dispuesto en el numeral anterior no exime a las entidades distribuidoras y transportistas a cumplir con la realización de las mediciones, ni de las sanciones en caso de omisión de las mediciones

III) Cuando se considere que en algún punto de conexión, sea en la red de transporte o de distribución, se está suministrando mala calidad del servicio de energía por efecto de armónicos o Flicker, a solicitud de un distribuidor, un transportista, un usuario o de la propia CNEE, se procederá a solicitar al distribuidor o transportista que programe la medición de dicho punto o se modifique el programa ya propuesto a fin de obtener los resultados que tendrán como consecuencia lo indicado en los numerales siguientes.

IV) En el caso que el usuario, el participante, el distribuidor o el transportista, se encuentre fuera de las tolerancias establecidas, tendrá un plazo máximo de tres meses para efectuar un estudio de calidad de la energía eléctrica, que incluya, como mínimo, los parámetros de calidad de producto técnico establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución o en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, y bajo los requerimientos de estas normas, con la finalidad de encontrar qué equipos son los que están causando la mala calidad a efecto de determinar las acciones necesarias para su corrección. Deberá entregarse a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica copia del informe del estudio y dos juegos de archivos de la medición, uno sin procesar y el otro en formato

de texto. El plazo de tres meses se contará así: a) Para el usuario y el participante, a partir del día siguiente de notificarle el resultado de la medición y b) Para el distribuidor y el transportista, a partir del primer día del mes siguiente al mes en que se efectuó la medición.

V) Dentro del mismo plazo anterior, se informará a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de las acciones que se tomarán para corregir las deficiencias, incluyendo, según corresponda, la adecuación de las instalaciones o el cronograma para solicitar la presentación de ofertas, adjudicación, compra de equipos, en el caso de que la adquisición de equipos sea necesaria.

VI) Dentro de los diez días siguientes a la adjudicación de los equipos, en caso sean necesarios, se procederá a informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de la fecha de entrega, instalación y puesta en servicio de los equipos.

VII) Luego de la puesta en servicio de los equipos, el involucrado efectuará una nueva medición de calidad de la energía eléctrica y deberá entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, una copia del informe del estudio y dos juegos de los archivos de la medición, uno sin procesar y el otro en formato de texto, para verificar que el problema ha sido corregido. De no quedar corregido el problema, deberá procederse como lo indique el estudio, informando a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, quien determinará lo que procede.

VIII) En caso de incumplimiento de la presente resolución, se aplicarán las sanciones correspondientes tomándose en consideración todos los elementos o pruebas que puedan ser presentadas o requeridas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

IX) La presente resolución entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

Dada en la ciudad de Guatemala, el día veinticuatro de junio de dos mil tres.

METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE 68-2001

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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 dicha ley y sus reglamentos, en materia de su competencia; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia; así como 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 estando dentro de ellas las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), otorgándole además a la Comisión la facultad de ampliar o emitir otras normas complementarias.

CONSIDERANDO:

Que tanto el artículo 51 de la Ley General de Electricidad como el 101 de su Reglamento, 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 de energía eléctrica todos sus usuarios y Grandes Usuarios, ubicados en su área obligatoria dentro de su zona de autorización, y 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 7 de abril de mil novecientos noventa y nueve, emitió la Resolución número CNEE cero nueve guión noventa y nueve (CNEE-09-99), la cual contiene las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, Resolución que fue publicada en el Diario de Centro América el día 11 de mayo de 1999; y, con fecha 26 de noviembre de 1999, por medio de la Resolución número CNEE cincuenta y uno guión noventa y nueve (CNEE-51-99), emitió los Anexos a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD–, Resolución que fue publicada en el Diario de Centro América el día 22 de diciembre de 1999; y tomando en consideración la entrada en vigencia de la Etapa de Régimen para los Distribuidores, es imprescindible ampliar la metodología existente para el control de Calidad del Servicio Comercial, con el objeto de hacer viables los mecanismos de fiscalización, auditoría, control, 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, y con base en lo considerado.

RESUELVE:

PRIMERO: Emitir la siguiente:

METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

CAPÍTULO I
GENERALIDADES

Artículo 1.**Objeto.** La presente Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Comercial, tiene por objeto viabilizar los mecanismos de fiscalización, auditoría, control, recepción y remisión de la información necesaria para la correcta y adecuada aplicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, en adelante indistintamente NTSD.

Artículo 2. Disposiciones generales. Para el control de la Calidad del Servicio Comercial la información será extraída directamente de la base de datos de los sistemas de gestión comercial del distribuidor, conforme lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

Para poder determinar la calidad del servicio comercial, los distribuidores deberán contar con un sistema informático auditable, que registre todas las transacciones de gestión comercial con procedimientos confiables y homogéneos que permitan la facilidad de la captura y recopilación de la información, así:

a) El sistema referido deberá incluir como mínimo, información que permita individualizar e identificar plenamente al usuario, el tipo de servicio contratado, la identificación e historia de los medidores instalados para registrar sus consumos y su correspondiente estructura tarifaria.
b) Deberá contar, con la información mínima imprescindible para el seguimiento de la tramitación de las solicitudes de servicio y reclamos presentados por los usuarios incluyendo la numeración sucesiva, correlativa y automática de los trámites que se ingresan. Del mismo modo deberá contener información suficiente para el control del proceso de facturación.
c) Será responsabilidad del distribuidor la recopilación de la información, la elaboración de los índices y la determinación de las indemnizaciones. La CNEE fiscalizará todo el procedimiento tal como se describe en este documento.
d) La CNEE procederá a su vez, a recopilar información relativa a la calidad comercial que provengan de reclamos y denuncias recibidas en la CNEE, así como toda información que la Comisión considere conveniente.
e) El control de la información básica se realizará comparando los datos proporcionados por el distribuidor con la información adicional definida precedentemente.
f) La CNEE realizará auditorias aleatorias en los centros de procesamiento de información y locales de atención a los usuarios y podrá requerir información que estime necesaria para su control.
g) La CNEE validará los índices de calidad a partir de la información básica proporcionada por el distribuidor.

CAPÍTULO II
CRITERIOS PARA EL PROCESO DE CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

Artículo 3. Criterios de Extracción de Datos. El distribuidor deberá contar con un programa confiable, seguro y auditable, que permita la extracción directa y automática de los datos de su sistema de gestión comercial que conformarán la información a ser entregada a la CNEE

Para cada uno de los índices de Calidad del Servicio se deberán incluir todos los usuarios que correspondan, para cada una de las tarifas y períodos de facturación, así:

a. Datos Comerciales de los Usuarios

Se informará la totalidad de los usuarios activos al momento de extracción de la información con la totalidad de los datos requeridos con que se cuente en la base de datos del sistema.

b. Solicitudes de conexión de servicio o ampliaciones de potencia

Se informará la totalidad de solicitudes de conexión de servicio o ampliaciones de potencia:

- Ingresadas en el mes, pero que no fueron concretadas dentro del mismo.
- Concretadas en el mes, pero que fueron solicitadas con antelación al mismo.
- Ingresadas en el mes, y concretadas dentro del mismo.

c. Reconexiones

Se informará la totalidad de:

- Suspensiones de servicio realizadas en el mes por cualquier motivo comercial cuya reconexión no se efectuó dentro del mismo.
- Reconexiones de servicio concretadas en el mes, pero cuya suspensión por cualquier motivo comercial se produjo con antelación al mismo.
- Suspensiones de servicio realizadas en el mes por cualquier motivo comercial y cuya reconexión se produjo dentro del mismo.

No. Correlativo de Publicación: (xx-Año)

IDENTIFICACIÓN Y LOGOTIPO DE LA EMPRESA RESPONSABLE DEL DESCARGO

‹AVISO DE SUSPENSIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA»

(INCLUIR AQUÍ EL MOTIVO DE LAS SUSPENSIONES)

Incluir aquí el Teléfono de Atención al Usuario

Detalle del (los) descargo (s)

No.	Departamento	Lugares Afectados	Fecha y Dia de Suspensión	Hora Inicio	Hora Fin	Sub-estación y/o línea afectada

ESTA SUSPENSIÓN NO AUTORIZA A INSTITUCIONES Y/O PERSONAS AJENAS A LA DISTRUBUIDOR/ PARA REALIZAR TRABAJOS EN LAS LÍNEAS AFECTADAS POR LAS INTERRUPCIONES

(La inclusión del siguiente texto es de carácter obligatorio)

Las localidades mencionadas serán afectadas únicamente dentro de los horarios que se indican en la tabla anterior. Cualquier modificación a dichos horarios deberá ser notificada al Teléfono de atención al usuario indicado en el encabezado de esta publicación, en donde le deberán de proporcionar su NUMERO DE RECLAMO el cual le será útil para que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica pueda darle seguimiento a su queja.

Base Legal: linciso d), Art. 64 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución y en el Numeral 4, Art.11 del Reglamento de Reclamos emitidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

d. Reclamos

Se informará la totalidad de reclamos por cualquier motivo:

- Abiertos en el mes, pero no resueltos dentro del mismo.
- Resueltos en el mes, pero abiertos en un período previo.
- Abiertos y resueltos dentro del mismo mes.

e. Indemnizaciones

Se informarán las indemnizaciones correspondientes a calidad del servicio comercial, producto técnico y servicio técnico acreditadas en la cuenta corriente de cada usuario en el mes en cuestión.

En caso de existir varios incumplimientos al mismo índice para un usuario determinado dentro del mismo mes deberá identificarse claramente la indemnización que corresponde a cada incumplimiento.

Artículo 4. Criterios para la determinación de los indicadores. De acuerdo con lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución dentro de la Etapa de Régimen, con la información necesaria contenida en el sistema de gestión comercial de cada distribuidor, se deberá determinar la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor (indicadores globales) y la calidad de la Atención al Usuario (indicadores individuales). Para la determinación de los indicadores de calidad del Servicio Comercial y el cálculo de las indemnizaciones a los usuarios, se aplicarán los criterios siguientes:

a) Para la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor

1) Porcentaje de Reclamos o Quejas (R%)

Para el cálculo del indicador, se deberá considerar la totalidad de los reclamos o quejas de clientes recibidas por el distribuidor, informados en la tabla RECLAMOS.

2) Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o Quejas (TPPR)

Para el cálculo del indicador, se deberán considerar la totalidad de los reclamos o quejas de clientes recibidas por el distribuidor, informados en la tabla RECLAMOS.

Se deberá calcular el tiempo total utilizado para la resolución de cada reclamo desde el momento en que éste fue presentado hasta la fecha de solución del mismo conforme lo indicado en el campo Fecha Solución de la tabla referida; si el reclamo hubiera generado en la facturación del usuario una rectificación, indemnización por daños o la emisión de una orden de reparación o reposición del equipo o aparato dañado, o si por el contrario, se resolviere sin lugar el reclamo se deberá considerar la fecha de notificación al usuario de la respuesta a su reclamo o queja.

"3) Falta de Notificación de Interrupciones Programadas (FNIP): (Modificado por el Artículo 1 de la Resolución CNEE-117-2004)

Se deberán considerar para el cálculo del indicador la totalidad de las interrupciones programadas informadas en la tabla de interrupciones de la Base Metodológica para el Control de la Calidad del Servicio Técnico y la información a los usuarios sobre las mismas de acuerdo a lo informado en la tabla InterrProgramadas.

Dentro de los 5 días posteriores de publicada en el Diario de mayor circulación y difundida en medios masivos de comunicación tales como radio, cable etc. la información a los usuarios de la zona que vaya a ser afectada por una interrupción programada, el distribuidor deberá remitir a la CNEE la constancia de haber efectuado tanto las publicaciones como la difusión por otros medios, entendiéndose que como mínimo deberá hacerse en prensa y en medio radial. Para efectos de publicación en medios impresos, el distribuidor deberá utilizar únicamente el siguiente formato, respetando los apartados en él indicados y los textos consignados en el mismo:

Para las publicaciones en medios tales como radio, televisión local, pregones, etc, el mensaje deberá incluir como mínimo el siguiente contenido:

- Iniciar con la siguiente expresión: En cumplimiento de las Normas Técnicas del Servicio de

Distribución y del Reglamento de Reclamos y Quejas emitidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

- Nombre de la empresa distribuidora.
- Aviso de Interrupción del Servicio de Energía Eléctrica.
- Causas por las cuales se interrumpirá el servicio (mantenimiento, ampliación, reparación, etc.).
- Departamentos, municipios, aldeas, etc., en donde el servicio se interrumpirá.
- Fecha (s), de ocurrencia de las interrupciones.
- Horas de inicio y final de las interrupciones del servicio.
- Número telefónico de atención de la empresa distribuidora responsable de las interrupciones.
- No autorización a personas ajenas a la distribuidora responsable de las interrupción para realizar trabajos en la red durante la duración de dichas interrupciones.
- Inclusión obligatoria del siguiente enunciado:

Las localidades mencionadas serán afectadas únicamente dentro de los horarios que se indicaron anteriormente. Cualquier violación a dichos horarios deberá ser notificada al Teléfono xxx-xxxx (Número telefónico de atención al usuario de la distribuidora), en donde le deberán de proporcionar su NÚMERO DE RECLAMO el cual le será útil para que la CNEE pueda darle seguimiento a su queja.

Adicionalmente, las distribuidoras deberán de remitir a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica sus PLANES DE TRABAJOS PROGRAMADOS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN con ***antelación de un mes mas una semana previo al inicio de cada mes****. Para el efecto deberán atenderse los siguientes requisitos:*

- *Información de la totalidad de trabajos programadas con o sin pérdida de mercado.*
- *Para los casos que impliquen pérdida de mercado (interrupción programada), deberán remitirse a CNEE las publicaciones de dichos trabajos en el formato que se enviará a los medios impresos, cumpliendo con las especificaciones indicadas anteriormente. Estos envíos deberán efectuarse con anticipación a su publicación en los medios contratados.*
- *Envío mensual de las imágenes digitalizadas ("escaneo"), de cada una de las publicaciones de interrupciones programadas, efectuadas en los diarios empleados para el efecto por las distribuidoras. Para dar cumplimiento a lo indicado anteriormente se requiere digitalizar ("escanear"), la página completa donde se efectuó la publicación, de manera que sea visible la fecha de publicación y el número de página.*

Adicionalmente a las publicaciones en medios impresos, radiales y de otro tipo, las distribuidoras deberán notificar oficialmente sobre la ocurrencia de interrupciones programadas a los Gobernadores Departamentales, Alcaldes y Hospitales Nacionales de las localidades afectadas con el mismo plazo mínimo de 48 horas de anticipación a la ocurrencia de dichas interrupciones estipulado en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Normativa emitida por CNEE.

Se prohíbe a las distribuidora realizar interrupciones programadas del servicio durante la celebración de ferias patronales de las localidades del país y días festivos tales como Semana Santa, Navidad y Año Nuevo, etc."

b Calidad de la Atención al Usuario

1) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia

Se deberá calcular el tiempo empleado para completar la conexión del servicio desde la fecha de pago del derecho hasta la efectiva conexión. En caso de no contarse con la fecha del pago, se tomará para los fines del cálculo del plazo, la fecha de la solicitud.

En caso que la solicitud se encuentre en trámite y el sistema no haya asignado, el correspondiente IDUsuario, al momento de cierre del período que se está informando, el distribuidor deberá informar el trámite con ese campo en blanco y completo el campo Nro. de solicitud. En el informe del mes siguiente se deberá indicar para ese número de solicitud, la finalización del trámite y la identificación del usuario (IDUsuario).

En caso de no contar con el dato "ModificaciónRed" se considerará como sin modificación.

2) Reconexiones

Se deberán clasificar las suspensiones de servicio de acuerdo a los distintos motivos que la originaron y calcular los tiempos de reconexión de cada una, contando desde el momento en que el usuario subsanó la causal que motivó la suspensión. Cuando se determine que la causa de la suspensión es imputable al distribuidor, debe reportarse de igual manera.

En todos los casos de suspensiones motivadas por falta de pago de dos o más facturas o por causas imputables al distribuidor, cuyo plazo de reconexión haya superado el límite establecido en las NTSD, se calculará la indemnización correspondiente.

3) Facturación Errónea

Se deberán considerar para el cálculo del indicador la totalidad de los reclamos o quejas de clientes recibidas por el distribuidor, que resulten procedentes y cuyo motivo sea posible error de facturación incluyendo la lectura de los medidores, informados en la tabla RECLAMOS, así:

3.1) A tal fin la tabla de códigos de motivos de reclamos que presente el distribuidor, deberá contener una clasificación que permita identificar rápidamente cada código de reclamo utilizado por el distribuidor con el correspondiente de la tabla MotivoReclamo de modo de encuadrar correctamente los casos que corresponde a este indicador.

3.2) Se deberá calcular el tiempo total de resolución del reclamo, considerado desde el momento en que éste fue presentado ante la distribuidora hasta la fecha de su solución definitiva (fecha de emisión de la factura rectificada), Campo FechaSolución de la tabla RECLAMOS o notificación al usuario de la solución de su reclamo, FechaNotifUsuario de la misma tabla, si no amerita rectificación o modificación de factura.

3.3) A efectos de determinar los plazos de solución de los reclamos, conforme lo establecido en las NTSD, se considerará la facturación siguiente a los 15 días posteriores a la fecha de recepción del reclamo.

3.4) En caso de detectarse errores de facturación masivos la distribuidora deberá informar a la CNEE dentro de las 48 hrs. de detectado el error, indicando como mínimo la fecha del suceso, la fecha de la detección, la cantidad de usuarios afectados, las causas del error y el origen de la detección.

c) Incumplimientos por Causales de Fuerza Mayor

En el cómputo de los indicadores de Calidad del Servicio Comercial, se considerarán todos los casos informados por el distribuidor para cada uno de los indicadores, salvo los incumplimientos que sean aceptados por la CNEE como originados en causales de Fuerza Mayor.

Los casos de Fuerza Mayor serán calificados por la CNEE.

Se considerarán causas ajenas a la responsabilidad del distribuidor aquellas que impidan la normal ejecución de las tareas por parte de la distribuidora dentro del plazo legalmente establecido y que tengan su origen en un incumplimiento o falta de la colaboración debida por parte del usuario o acto de terceros, ambos fehacientemente acreditados por parte del distribuidor. En caso de responsabilidad del usuario se considerará suspendido el plazo a partir de la fecha en que el distribuidor detecte la imposibilidad y hasta que el cliente informe que se ha subsanado la causa que la motivó, en caso de actos de terceros el distribuidor deberá acreditar que habiendo realizado todas las acciones a su alcance no pudo remover la causal de imposibilidad y el plazo se considerará suspendido hasta tanto se haya removido ésta.

Conjuntamente con la información mensual el distribuidor deberá informar a la CNEE todos los casos habidos en el mes calendario anterior, y ofrecer todas las pruebas conducentes al encuadramiento bajo la figura de Fuerza Mayor o ausencia de responsabilidad del distribuidor, debiendo acompañar la documentación e identificando cada uno de ellos con una carátula que contenga la identificación del usuario, el número correlativo del trámite en cuestión, la causal invocada, una breve descripción de los hechos y un

detalle de la documentación probatoria aportada, de acuerdo a lo previsto en el Capítulo III de la presente resolución, todo ello bajo apercibimiento de caducidad del derecho a ser eximidas de responsabilidad por dicha causal.

En el mismo acto, tratándose de personal de la propia distribuidora que hubiere tenido alguna intervención en los hechos, podrán presentar la declaración jurada testimonial del mismo, sin que ello impida que el declarante sea citado por la CNEE, cuando lo considere necesario para el esclarecimiento de los hechos, a ratificar o ampliar personalmente dicha declaración.

La CNEE pondrá en conocimiento del distribuidor los casos de rechazo de las causales de justificación invocadas y el distribuidor podrá, dentro de los diez días siguientes de notificada la resolución, presentar su descargo.

Los casos rechazados por la CNEE deberán incluirse en el cálculo de las indemnizaciones correspondientes al período.

d) Usuarios con antigüedad menor a un período de control

La estimación de la energía facturada durante el período de control a emplear por el distribuidor como base de cálculo para la determinación de la indemnización por incumplimientos en los niveles de Calidad del Servicio Comercial en lo referente a Reconexiones prestado a usuarios con una antigüedad inferior a un período de control, será definida en función del consumo habido, proyectado para un período de control.

e) Sistema informático - Aprobación - Modificaciones posteriores

El distribuidor dentro del plazo que oportunamente establezca la CNEE deberá presentar la documentación (versión definitiva) del sistema informático implementado para la extracción de datos del sistema de gestión comercial a ser remitidos a la CNEE para el control, fiscalización y auditoría de la calidad del servicio comercial.

Las modificaciones que se realicen posteriormente tanto en su estructura como en sus funciones, deberán ser documentadas e informadas a la CNEE en el término de 10 días de efectuadas las mismas.

Artículo 5. Precisión del Consumo de Energía

De acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución la distribuidora deberá presentar a la Comisión el plan de muestreo basado en lotes de medidores de similares características en forma semestral, indicando los criterios de selección utilizados.

Si se supera el 5% de medidores rechazados en un lote, informar a la CNEE si se ha procedido con la sustitución de todos los medidores del lote o las acciones que se han tomado.

"Artículo 6. Criterios para la Determinación de las Indemnizaciones a los Usuarios (Modificado por el Artículo 2 de la Resolución CNEE-117-2004)

a. Metodología de cálculo y acreditación de sanciones

Oportunamente la CNEE informará al Distribuidor el valor del Cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda de la Ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control que se esté evaluando, que deberá ser empleado por éste en los cálculos de las eventuales indemnizaciones durante el semestre en cuestión.

El cálculo de las indemnizaciones que correspondan se realizará en base a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

Calculadas las indemnizaciones que correspondieran, las mismas serán acreditadas directamente por el distribuidor a los usuarios afectados en la primera facturación que se emita posterior al cierre del mes en que se produjo el incumplimiento.

En caso de indicadores globales se acreditarán a los usuarios las indemnizaciones correspondientes en la primera facturación que se emita posterior al cierre del semestre de control en que se produjo el incumplimiento.

En los casos en que el distribuidor haya presentado alguna causal de justificación del incumplimiento, la indemnización correspondiente deberá acreditarse al/ los usuarios afectados en la primer facturación posterior a la notificación del rechazo de la CNEE a la causal de justificación invocada.

La CNEE controlará la acreditación correcta del monto de las indemnizaciones que el distribuidor deberá abonar a los usuarios por exceder los valores de los índices de calidad permitidos.

En caso de no contarse con el dato "IncumpJustificado" se considerará como caso no justificado.

b. Información de las Indemnizaciones a los Usuarios

Al momento de acreditar la indemnización por incumplimiento a los indicadores de Calidad del Servicio Comercial, el distribuidor deberá notificar al usuario los indicadores cuyo incumplimiento dio origen a cada sanción en el mes de control.

Dicha información se notificará directamente en la factura identificando la indemnización abonada con la siguiente frase: "Indemnización al usuario en cumplimiento a resolución CNEE-09-99."

Para los fines de su autorización, el Distribuidor, dentro del plazo que oportunamente le establezca la CNEE, deberá comunicarle la modalidad y el texto a utilizar para el cumplimiento de lo establecido en el presente punto. "

CAPÍTULO III
CARACTERÍSTICAS DE LA INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

Artículo 7. Información a remitir por el Distribuidor a la CNEE: (Modificado por el Artículo 3 de la Resolución CNEE-117-2004 y a la vez este fue modificado por el Artículo 1 de la Resolución CNEE 91-2008)

i. Se modifica la referencia de los artículos mencionados,

ii. En el **inciso a)** se adicionan los códigos de las Empresas Eléctricas Municipales;

iii. En el **inciso b)** se adiciona el nombre de la tabla que contiene los periodos de control a reportar

iv. En el **inciso c)** se denomina la tabla que contiene los nombres de TABLAS a reportar así mismo se modifica el nombre de la tabla de RECLAMOS y se adicionan los nombres de las tablas RUTA_LECTURA, FACTURACION_ERRONEA, MEDICION y NO_ACCESO_A_LA_MEDICION.

a. Formato y Medio de Remisión

Para los fines del seguimiento, fiscalización, auditoria y control que efectuará la CNEE para verificar el cumplimiento de las obligaciones del distribuidor, éste deberá remitir la siguiente información, organizada en tablas con los formatos que se encuentran detallados en el Artículo 2[1] de la presente Resolución.

Las tablas deberán remitirse a la CNEE por vía informática y el distribuidor deberá coordinar con la CNEE la acción de envío y recepción, tomando en cuenta para el efecto 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: Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa
- E: Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, Zacapa
- F: Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa
- G: Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa
- H: Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, Izabal
- I: Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, El Progreso
- J: Empresa Eléctrica Municipal de Sayaxché, El Petén

1 *El Artículo 2 que se menciona se refiere al Artículo 2 de la Resolución CNEE 91-2008, el cual modificó el artículo 4 de la Resolución CNEE-117-2004, el cual a su vez modificó el Artículo 8 de la Resolución CNEE 68-2001*

- K: Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango
- L: Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu
- M: Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos
- N:Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango
- O: Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj, Quiché
- P: Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango
- Q: Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, San Marcos
- R: Empresa Eléctrica Municipal Rural de Electricidad de Ixcán, Playa Grande
- S: Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos
- T: Hidroeléctrica Patulul

De existir un nuevo distribuidor, este debe solicitar por escrito a la Comisión, la creación y autorización del Identificador.

Dígito **2** - Código de identificación de la Campaña

- **C:** Calidad de Servicio Comercial

Dígito **3** y **4** - Código de identificación del Año de envío

- Dos últimos Dígitos del Año

Dígito **5** - Código de identificación del Mes de Envío

- El mes de envío, dependiendo de la campaña de control y tipo de tabla. 1 al 9, y O, N, D.

NOMBRETABLA: Denominación de las Tablas enviadas, definidas en el inciso c) del **Artículo 1**[2] de la presente Resolución.

En un plazo no mayor de sesenta (60) días a partir de la publicación de la presente Resolución, los distribuidores deberán presentar para su aprobación ante la Comisión las modificaciones a los formatos, tamaños y descripción de los campos correspondientes a cada tabla, acorde al modelo establecido para la remisión de información en la presenta base metodológica.

[2, 3] *El Artículo 1 y 2 que se menciona se refiere al Artículo 1 y 2 respectivamente, de la Resolución CNEE 91-2008, el cual modificó el artículo 4 de la Resolución CNEE-117-2004, el cual a su vez modificó el Artículo 8 de la Resolución CNEE 68-2001*

b. Periodicidad

Dentro de los primeros diez días hábiles de cada mes, el distribuidor deberá remitir a la CNEE la siguiente información referida a lo ocurrido el mes calendario inmediato anterior. En el **Artículo 2**[3] de la presente Resolución se presentan los formatos de cada una de las tablas a presentar:

- Información sobre indicadores de Calidad del Servicio Comercial del mes inmediato anterior de acuerdo a la modalidad y formatos establecidos en la presente metodología.
- Tabla de casos con invocación de causal de justificación que hubieran sido informadas con ajuste a lo indicado en el artículo 4 literal c) de la resolución CNEE-68-2001.
- Asimismo, deberá ofrecer a la CNEE todas las pruebas conducentes a la justificación de los incumplimientos habidos en el mes calendario anterior, acompañando la documentación e identificando cada una de ellas con sus correspondientes datos (adjunta a la tabla correspondiente indicada en el inciso h) del artículo 2 de la presente resolución), de acuerdo a lo indicado en el artículo 4 inciso c) de la resolución CNEE-68-2001.
- Los semestres de control se computarán del uno de enero hasta el treinta de junio y del uno de julio al treinta y uno de diciembre de cada año.
- Los datos de cada mes, deben informarse dentro de los primeros diez días hábiles del mes siguiente.
- Con base en el hecho de que los períodos de control corresponden a los semestres enero – junio y julio – diciembre, la tabla de DATOS_COMERCIALES y la tabla RUTA_LECTURA deberá remitirse a CNEE conteniendo la información correspondiente de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla: Periodicidad

Semestre a reportar	Fecha de Corte de datos a reportar en tabla	Plazo de envío:
Enero–Junio	31 de enero	Dentro de los primeros 10 días hábiles del mes de febrero
Julio– Diciembre	31 de julio	Dentro de los primeros 10 días hábiles del mes de agosto*

c. Especificaciones generales

- Todas las tablas deben entregarse en archivo plano de texto, en formato ASCII (American Standard Code for Information Interchange).
- El nombre de las tablas debe corresponder exactamente con la codificación mencionada anteriormente.
- El separador de campo utilizado en las tablas debe ser el tabulador (TAB).
- El separador decimal para un campo real debe ser el punto.
- Los campos reales deben informarse con dos decimales.
- En los campos numéricos no utilizar separador de miles, ni símbolos monetarios ni de ningún otro tipo.
- Todos los campos de las tablas solicitadas en la presente metodología deben estar informados íntegramente, respetando el orden establecido. Si no se dispone información de alguno de los campos, se debe informar dicho campo con dato nulo (campo vacío). No se deberán completar campos con información por defecto cuando no se disponga del dato.
- Adicionalmente, a las tablas requeridas en esta metodología, CNEE podrá requerir al distribuidor en envíos paralelos o posteriores, información complementaria o ampliaciones en los aspectos de calidad que considere pertinentes.
- El formato para todas las fechas de todas las tablas debe ser: “dd/mm/yyyy hh:mm:ss”, colocando hora, minuto y segundo cero cuando la hora no sea requerida.
- Para cada envío que realice el distribuidor deberá acompañar el mismo con un documento indicando para cada una de las tablas el número de registros informados.
- Si se reenvía una tabla, cualquiera fuera el motivo, deberá enviarse nuevamente la tabla completa utilizando el mismo nombre de archivo.
- La codificación establecida en la metodología deberá respetarse para los campos que así lo requieran.

Las tablas y su descripción general se presentan a continuación:

Tabla: Nombres de tablas

Nombretabla	periodo	descripción
Datos_Comerciales	Semestral con actualización mensual	Tabla de usuarios conteniendo toda la información comercial del mismo
Solicitudes	Mensual	Tabla de solicitudes de conexión de servicio o aumento de potencia. en caso de no contar con el dato “ModificacionesRed” se considerará como sin modificación
Reconexiones	Mensual	Tabla de reconexiones de servicio
Reclamos_Quejas	Mensual	tabla de reclamos y quejas
Interr_Facturacion	Mensual	Tabla de notificación de interrupciones programadas
Indemnización	Mensual	Tabla de indemnizaciones abonadass a los usuarios
Planes_Facturacion	Mensual	Tabla de planes de facturación
Rutas_Lectura	Semestral	Tabla de rutas de lecturas realizada por el distribuidor
Reclamos_por_Facturacion	Mensual	Tabla de facturación errónea
Justificaciones	Mensual	Tabla de casos de incumplimientos en los cuales se invoca causal de justificación
Medicion	Mensual	Tabla de verificación del equipo de medición
No_acceso_a_la_Medicion	Mensual	Tabla de usuarios a los cuales no se efectuó la toma de lectura por no tener acceso al equipo de medición

Artículo 8. Formatos de las Tablas de Información a Remitir por el Distribuidor: (Modificado por el Artículo 4 de la Resolución CNEE-117-2004 y a la vez este fue modificado por el Artículo 2 de la Resolución CNEE 91-2008)

i. **TABLA DATOS COMERCIALES:** se modifica la descripción del campo ***Tarifa.***

ii. Se nombra la tabla "a.1 TABLA: CODIFICACION TARIFARIA" y se adiciona el campo TS y su descripción, y el campo AP así como su descripción.

iii. **TABLA SOLICITUDES:** se adiciona la palabra hora a la descripción y tipo de los campos ***FechaSolicitud, FechaPago y FechaConexion***

iv. **TABLA RECONEXIONES:** el campo ***FechaSuspension*** se sustituye por el campo ***FechaCorte*** y se modifica la descripción así como el tipo; el campo ***MotivoSuspension*** se sustituye por el campo ***MotivoCorte*** y su descripción; se modifica la descripción del campo ***FechaPagoReconexión;*** se sustituye la palabra suspensión por la palabra corte.

v. Se nombra la tabla "c.1 TABLA: MOTIVO CORTE",

vi. Se sustituyen los motivos y la descripción que dieron origen a la suspensión del suministro: CI, AS y se elimina OT; se adiciona el motivo CR y su descripción.

vii. **TABLA RECLAMOS:** se modifica el nombre por "**d. TABLA: RECLAMOS_ QUEJAS"**; al campo ***FechaReclamo*** se modifica la descripción y tipo agregando la palabra hora; al campo ***MotivoReclamo*** se modifica la descripción de reclamo a reclamo o queja; al campo ***FechaNotifUsuario*** se modifica la descripción adicionando la palabra hora y modificando reclamo a reclamo o queja así mismo al tipo se le agrega la palabra hora; al campo ***Procedente*** se modifica la descripción reclamo a reclamo o queja; el campo ***ViaReclamo*** se modifica por ***ModReclamo*** así mismo se modifica la descripción y el tamaño del tipo; al campo ***FechaDeteccion*** se modifica la descripción adicionando la palabra hora y al tipo se le agrega la palabra hora; al campo ***FechaNotifCNEE*** se modifica la descripción adicionando la palabra y al tipo se le agrega la palabra hora, se suprime la llamada (*) párrafo donde se indica la vía del reclamo; se suprime la llamada (**) párrafo donde se describe que es reclamo procedente e improcedente; se suprime la llamada (***) párrafo donde se realizan aclaraciones del campo IncumJustificado.

viii. Se nombra la tabla "d.1 TABLA: MOTIVO RECLAMOS".

ix. De los motivos de reclamos se modifica el motivo FE por IS, así como su descripción; se elimina el motivo DP así como su descripción; se modifica la descripción del motivo AP; se adiciona el motivo AM, CF, CS, NR, RI y su descripción.

x. Se adiciona la tabla "d.2 TABLA: MODALIDAD"

xi. **TABLA INTERR_PROGRAMADAS:** se adiciona el campo ***Nombre*** y su descripción así como el tipo; se modifica la descripción del campo ***TipoIncumplimiento***.

xii. **TABLA INDEMNIZACIONES:** se adiciona el campo ***NumFactura*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***NumExp*** con su descripción y tipo.

xiii. La tabla que contiene los tipos de incumplimiento se sustituye por la tabla **"f.1 TABLA: TIPO_INCUMPLIMIENTO"**

xiv. **TABLA PLANES_FACTURACION:** se elimina el campo ***PlanFacturacion***; se adiciona el campo ***Ruta*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***Itinerario*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***Usuarios*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***TipoImpresion*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo Medio con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***TipoLectura*** con su descripción y tipo.

xv. Se adiciona la tabla "g.1 TABLA: RUTA_LECTURA",

xvi. Se adiciona la tabla "g.2 TABLA: RECLAMOS_POR_FACTURACION",

xvii. Se adiciona la tabla "g.3 TABLA: CAUSA",

xviii. **TABLA JUSTIFICACIONES:** se eliminan los campos ***ResolucionCNEE*** y ***ActuacionCNEE***; modifica la descripción del campo ***TipoTramite***.

xix. Se agrega la tabla "h.1 TABLA: TIPO_TRAMITE".

xx. **TABLA MEDICION:** se modifica la descripción del campo ***Nro.Medidor***; se adiciona el campo ***NroSerie*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo Campaña con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***Fecha*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***PEnc*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***PInst*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***MedInstaladao*** con su

descripción y tipo; se adiciona el campo ***Codigo*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***Motivo*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***MarcaMedidorN*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***TipoMedidorN*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***NroSerieN*** con su descripción y tipo; se adiciona el campo ***AñoFabricacionN*** con su descripción y tipo.

xxi. Se agrega la "j. TABLA: NO_ACCESO_A_LA_MEDICION".

Las tablas quedan así:

a. TABLA: DATOS COMERCIALES

Campo	Descripcion	Tipo
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Tarifa	Tarifa correspondiente al usuario (tabla a.1)	Texto (5)
TipoRegistro	Indica si es un registro dado de alta, de baja o si tiene modificación en alguno de sus campos (A=Alta, B=Baja, M=Modificación)	Texto (1)
NroMedidor1	Nro. de medidor	Texto (30)
TipoMedidor1	Código de Identificación del tipo de medidor	Texto (20)
FechaColocacion1	Fecha de colocación de medidor	Fecha
NroMedidor2	Nro. de medidor 2	Texto (30)
TipoMedidor2	Código de Identificación del tipo de medidor 2	Texto (20)
FechaColocacion2	Fecha de colocación de medidor 2	Fecha
NroMedidor3	Nro. de medidor 3	Texto (30)
TipoMedidor3	Código de Identificación del tipo de medidor 3	Texto (20)
FechaColocación3	Fecha de colocación de medidor 3	Fecha
Nombre	Nombre del usuario	Texto (50)
Calle	Calle	Texto (50)
Número	Número	Texto (10)
Piso	Piso	Texto (3)
Unidad	Unidad/Apartamento	Texto (5)
Telefono	Teléfono	Texto (10)
CodigoPostal	Código postal	Texto (6)
Departamento	Departamento	Texto (50)
Municipio	Municipio	Texto (50)
Aldea	Aldea	Texto (50)
Canton	Cantón o Barrio	Texto (50)
Caserio	Caserío	Texto (50)
Potencia	Potencia contratada	Decimal
PlanFacturacion	Plan de facturación que corresponde al usuario	Texto (30)

Esta tabla se enviará completa con todos los usuarios activos al momento de la extracción de los datos, al principio de cada semestre, juntamente con las correspondientes tablas mensuales. Debe tenerse en cuenta que en el campo "TipoRegistro" debe figurar la letra "A" (Alta de registros).

En los meses siguientes y hasta finalizar el semestre, **sólo deben enviarse** aquellos registros de usuarios que hayan sufrido alguna modificación en el mes informado (ya sea de alta, de baja o de modificación de algún dato).

Si en el mes analizado se incorporaron usuarios, se deberán colocar todos los datos que figuran en la tabla "DATOS_COMERCIALES", y en el campo "TipoRegistro" la letra "A" de alta.

En el caso de una baja de usuario se dará el mismo tratamiento que para el alta, exceptuando el campo "TipoRegistro", que llevará la letra "B".

Para el caso de modificación se dará el mismo tratamiento que en los casos anteriores, colocando todos los datos del usuario con sus modificaciones incluidas, exceptuando el campo "TipoRegistro", que llevará la letra "M".

La tarifa del usuario deberá indicarse de acuerdo a la siguiente codificación:

a.1 Tabla: Codificación tarifaria

Tarifa	Descripción
TS	Tarifa Social para Usuarios que están comprendidos dentro del rango de 0 a 300 kWh/mes
BTS	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda
BTDp	Tarifa con medición de demanda máxima con participación en la Punta para Usuarios conectados en baja tensión
BTDfp	Tarifa con medición de demanda máxima con baja participación en la punta para Usuarios conectados en baja tensión
BTH	Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta para Usuarios conectados en baja tensión
MTDp	Tarifa con medición de demanda máxima con participación en la Punta para Usuarios conectados en media tensión
MTDfp	Tarifa con medición de demanda máxima baja participación en la punta para Usuarios conectados en media tensión
MTH	Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta para Usuarios conectados en media tensión
AP	Usuarios de alumbrado público y alumbrado exterior particular

b. Tabla: Solicitudes

Campo	Descripción	Tipo
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
NroSolicitud	N° de solicitud de conexión o ampliación de potencia	Entero
ModificacionRed	Indica si hay o no modificación en la red (S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
FechaSolicitud	Fecha y hora en que el usuario concretó la solicitud de la conexión del suministro	Fecha y hora
FechaPago	Fecha y hora en que el usuario abonó el derecho de conexión correspondiente	Fecha y hora
FechaConexion	Fecha y hora de puesta a disposición del cliente el suministro	Fecha y hora
NroOperacionCredito	Nro. de operación de crédito correspondiente a la indemnización	Texto (20)
IncumpJustificado	Justificación de incumplimientos (S=SI, N=NO)	Texto (1)

c. Tabla: Reconexiones

Campo	Descripcion	Tipo
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
FechaCorte	Fecha y hora del corte del suministro	Fecha y hora
MotivoCorte	Motivo del corte (tabla c.1)	Texto (2)
FechaPagoReconexion	Fecha y hora de pago del monto que da derecho a la reconexión o notificación de la eliminación de la causa que originó el corte	Fecha y Hora
FechaReconexion	Fecha y hora fehaciente de reconexión	Fecha y Hora
PromedioConsumo	Promedio mensual de consumo real (en kWh) facturado de los últimos 6 (seis) meses	Decimal
NroOperacionCredito	Nro. de operación de crédito correspondiente a la indemnización	Texto (20)
IncumpJustificado	Justificación de incumplimientos (S=SI, N=NO)	Texto (1)

El motivo que dio origen al corte del suministro deberá indicarse de acuerdo a la siguiente codificación, conforme las causales establecidas en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad:

c.1 tabla: Motivo corte

Motivo	Descripción
FP	Falta de pago de al menos 2 facturas vencidas
CF	Consumo de energía fraudulento
AM	Alteración de los instrumentos de medición
CR	Corte sin razón

d. Tabla: Reclamos_quejas

Campo	Descripción	Tipo
IDUsuario	N° de identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
NroReclamo	N° de reclamo o queja	Texto (30)
NroLQ	Número de folio del Libro de Quejas	Texto (10)
FechaReclamo	Fecha y hora en que el usuario realizó el reclamo	Fecha y hora
MotivoReclamo	Causa que originó la realización del reclamo o queja por parte del usuario (tabla d.l)	Texto (2)
MontoReclamo	Monto de la facturación objeto del reclamo o queja (monto de las facturas)	Decimal
FechaNotifUsuario	Fecha y hora en que se notificó fehacientemente la resolución del reclamo o queja al usuario	Fecha y hora
FechaSolucion	Fecha y hora de emisión de la factura rectificada, o en la que se abone indemnización.	Fecha y hora
Procedente	Reclamo o queja Procedente (S=SI, N=NO) (*)	Texto (1)
ModReclamo	Modalidad mediante el cual se efectuó el reclamo o queja (tabla d.2)	Texto (2)
NroOperacionCredito	N° de operación de crédito correspondiente a la indemnización	Texto (20)

IncumpJustificado	Justificación de incumplimientos (S=SI, N=NO)	Texto (1)
AfectacionError	Individual/Masivo (I/M)	Texto (1)
NroAfectados	Total de usuarios afectados por el error de facturación	Entero
MotivoError	Causas que originaron el error	Texto (250)
FechaDetección	Fecha y hora en que el distribuidor detectó el error	Fecha y hora
OrigenDeteccion	Origen de la detección de error (Controles internos del distribuidor/reclamos de clientes/otros) (D/R/O)	Texto (1)
FechaNotifCNEE	Fecha y hora de notificación del error a la CNEE	Fecha y hora
NroActuacionCNEE	N° asignado por la CNEE a la actuación por la que tramita el error de facturación masivo comunicado por el distribuidor	Texto (20)
FormaResolucion	Forma en que se resolvió el reclamo	Texto (250)

El campo MotivoReclamo se informará codificado por motivo de reclamo o queja del siguiente modo:

d.1 Tabla: Motivo reclamos

Motivo	Descripcion
AC	Atraso en la conexión
AM	Señalamiento alterar instrumentos de medición
AO	Mala atención en oficinas
AP	Alumbrado público
AR	Atraso en la reconexión
BV	Bajo voltaje
CA	Cobros altos
CF	Señalamiento consumo fraudulento
CS	No conexión del servicio
DA	Deficiente atención de llamadas de emergencia – atraso
DF	Cambio de nombre o dirección en factura
FC	Fallas del contador
FT	Falla de transformador
IS	Interrupciones en el servicio
IT	Inconformidad con tarifa
NA	No atienden llamadas de emergencia
NR	No proporciona número de reclamación
OC	Corte sin razón
OT	Otros motivos
RF	No recibe factura
RI	Cobro por reconexión injustificado

El distribuidor tendrá que ajustarse a la tabla anteriormente dispuesta, de no encontrarse en la misma el motivo que se requiere deberá de solicitar por escrito la creación y autorización correspondiente para su manejo e implementación.

(*) Se deberá considerar procedente todo reclamo o queja, cualquiera sea el motivo, fundado en fallas del servicio, errores o incumplimientos del distribuidor, o que tenga origen en información confusa o poco comprensible brindada por el distribuidor, que lleve al usuario a considerar que se encuentra en alguna de las causales antes indicadas.

El campo ModReclamo se informará codificado de la manera siguiente:

d.2 Tabla: Modalidad

Modalidad	Codigo	Descripcion
Verbal	VT	Telefónico
Verbal	VP	Personal
Verbal	VQ	Libro de Quejas
Escrito	EN	Nota
Escrito	EC	Carta
Escrito	EM	Memorial
Escrito	EF	Fax
Escrito	EE	Correo electrónico
Escrito	EQ	Libro de Quejas
Escrito	EO	Otro

e. Tabla: Interr_programadas

Campo	Descripcion	Tipo
IDInter	Número de la Interrupción	Texto (50)
AreaAfectada	Área afectada por la interrupción programada	Texto (500)
DiaPublicacion	Fecha en que se publicó la información sobre la interrupción programada	Fecha
Medio	Medio en el cual se publicó la información sobre la interrupción programada	Texto (50)
Nombre	Nombre del medio en el cual se publicó la información sobre la interrupción programada	Texto (50)

f. Tabla: Indemnizaciones

Campo	Descripcion	Tipo
IDUsuario	No. de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
NroOperCredito	Número de operación de crédito correspondiente a la imputación del monto total de la indemnización aplicada a la cuenta del cliente	Texto (20)
IndemAcreditada	Monto total de la indemnización acreditada, por incumplimiento	Decimal
TipoIncumplimiento	Incumplimiento que dió origen a la indemnización (tabla f.1)	Texto (6)
FechaEmisionFactBonif	Fecha de emisión de la factura que refleja la indemnización al usuario	Fecha
NumFactura	Número de factura que refleja la indemnización del usuario	Texto (20)
NumExp	Número de expediente de CNEE que originó la indemnización, de no existir dejar el campo nulo	Texto (10)

El incumplimiento que dio origen a la indemnización, deberá indicarse conforme las causales establecidas en las NTSD, de acuerdo a la siguiente codificación:

f.1 Tabla: Tipo incumplimiento

Tipo Incumplimiento	Descripcion
IMRTI	Indemnización por mala regulación de tensión Individual, artículo 26 de las NTSD
IMRTG	Indemnización por mala regulación de tensión Global, artículo 26 de las NTSD
IDTI	Indemnización por desbalance de tensión Individual, artículo 30 de las NTSD
IDATI	Indemnización por distorsión armónica de tensión Individual, artículo 34 de las NTSD
IFTI	Indemnización por flicker en la tensión individual, artículo 39 de las NTSD
PDACCI	Penalización por distorsión armónica de la corriente de carga Individual, artículo 44 de las NTSD
PFGU	Penalización por flicker generado por el usuario, artículo 48 de las NTSD
PBFP	Penalización por bajo factor de potencia, artículo 51 de las NTSD
III	Indemnización por interrupciones Individual, artículo 58 de las NTSD
IIG	Indemnización por interrupciones Global, artículo 58 de las NTSD
ICNSMR	Indemnización por conexión nueva o ampliación de potencia sin modificación de la red, artículo 71 de las NTSD
ICNCMR	Indemnización por conexión nueva o ampliación de potencia con modificación de la red, artículo 71 de las NTSD
IRCNX	Indemnización por reconexiones, artículo 71 de las NTSD
ICSR	Indemnización por corte sin razón, se calculará con base a la indemnización por reconexiones del artículo 71 de las NTSD
IFE	Indemnización por facturación errónea, artículo 71 de las NTSD
VPC	Variación de la potencia contratada (potencia utilizada en exceso), artículo 75 de las NTSD

g. Tabla Planes_facturacion

Campo	Descripcion	Tipo
Ruta	Número de ruta asignada para la toma de lectura	Texto (10)
Itinerario	Número de itinerario asignado para la toma da lectura	Texto (10)
Usuarios	Cantidad de usuarios contenidos en el itinerario	Texto (10)
FechaApertura	Fecha de apertura del ciclo de lectura	Fecha
FechaCierre	Fecha de cierre del ciclo de lectura	Fecha
FechaFacturacion	Fecha de emisión de facturación	Fecha
FechaEntregaFactura	Fecha de entrega de facturación	Fecha
TipoImpresion	Tipo impresión de facturación (IT impresión térmica –impresora portátil-; CO convencional, u Otros)	Texto (2)
Medio	Medio de entrega de la facturación (I inmediata –impresión portátil-, M mensajería, u Otros)	Texto (1)
TipoLectura	Forma como se efectúa la lectura: TP terminal portátil, TM telemedida, P personal, T teléfono, u Otros,	Texto (2)

La planificación de facturación debe contener la programación del mes calendario inmediato posterior al mes en que se reporta la actividad comercial. (Ej. Si se reporta el mes de enero la programación de facturación deberá corresponder al mes de marzo).

Observaciones:

- En caso de existir campos que posean valores codificados, el distribuidor deberá suministrar la tabla de codificación correspondiente, constituida por dos campos (código y descripción).
- Los datos contenidos en todas las tablas correspondientes a un mismo período deberán ser generadas en el mismo momento independientemente de la oportunidad de envío de los archivos (La información contenida en los archivos deberá ser consistente en cada conjunto).
- La extracción de la información de las bases de datos de los distribuidores a remitir en las presentes tablas deberá estar implementada por medio de un proceso informático estandarizado auditable afín a los sistemas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

g.1 tabla: ruta _ lectura

Campo	Descripcion	Tipo
Ruta	Número de ruta asignada para la toma de lectura (*)	Texto (10)
Itinerario	Número de itinerario asignado para la toma da lectura (*)	Texto (10)
Orden Lectura	Es el identificador asignado al orden en que se realiza la toma lectura en un itinerario (*)	
IdUsuario	Cantidad de usuarios contenidos en el itinerario	Texto (10)
NumMedidor	Número de identificación del medidor por parte del Distribuidor	
Marca	Marca del medidor	Texto(20)
Multiplicador	Factor o constante utilizado	
NombreUsuario	Nombre del usuario que aparece en el contrato	Texto (60)
TipoTarifa	Tarifa correspondiente al usuario (tabla a.1)	Texto(5)
PotenciaContratada	Potencia contratada por el usuario	Decimal(2)
FUltimaActualiz	Ultima fecha de actualización de la demanda	Fecha
Direccion	Dirección donde se encuentra instalado el suministro	Texto(100)
Localidad	Nombre de la Localidad (aldea, caserío, etc.) donde se encuentra instalado el suministro	Texto(50)

Municipio	Nombre del Municipio donde se encuentra instalado el suministro	Texto(50)
Departamento	Nombre del Departamento donde se encuentra instalado el suministro	Texto(50)
FUltimaLectura	Fecha de la última lectura tomada al medidor	Fecha
Lectura Kwh	Ultima lectura tomada Kwh.	Entero(8)
Lectura Kw	Ultima lectura tomada Kw	Entero(8)
Lectura Kvar	Ultima lectura tomada Kvar	Entero(8)
FactorPotencia	Ultimo factor de potencia facturado	Decimal (2)
ConsumoAP	Ultimo consumo facturado alumbrado publico	Entero(8)
ComentLector	Información proporcionada por el lector en su última lectura	Texto(100)

La tarifa del usuario deberá indicarse de acuerdo a la codificación tarifaria indicada en la Tabla a.1 Codificación Tarifaria

El distribuidor deberá suministrar la tabla de codificación correspondiente, en cada envió debiendo informar motivos y cambios realizados así como la fecha de implementación, constituida por dos campos (código y descripción).

g.2 Tabla: Reclamos_por_facturacion

Campo	Descripcion	Tipo
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
NroReclamo	N° de reclamo o queja	Texto (30)
NroLQ	Número de folio del Libro de Quejas	Texto (10)
FechaReclamo	Fecha y hora en que el usuario realizó el reclamo	Fecha y hora
MesReclamo	Mes y año reclamado por facturación errónea	Fecha
MontoReclamo	Monto de la facturación objeto del reclamo o queja (monto de las facturas)	Decimal
NroOperacionCredito	N° de operación de crédito correspondiente a la indemnización	Texto (20)
NroFactura	Numero de la nueva factura emitida (refacturación)	Texto (25)
MontoRefac	Monto de la refacturación, (nueva factura)	Decimal
Procedente	Reclamo o queja Procedente (S=SI, N=NO)	Texto (1)
Causa	Causa que origino la refacturación, tabla g.3	Texto(2)
IncumpJustificado	Justificación de incumplimientos (S=SI, N=NO)	Texto (1)
MontoIndemnizacion	Monto de la indemnización por error en facturación	Decimal

El distribuidor debe incluir todos los reclamos o quejas relacionados con facturación así como la facturación errónea.

g.3 Tabla: Causas

Motivo	Descripción
LE	Lectura errónea
EC	Estimación de consumos
MI	Medidor inaccesible
AC	Acumulación de consumos
NA	Suministro no dado de Alta
CM	Cambio de medidor

El distribuidor tendrá que ajustarse a la tabla anteriormente dispuesta, de no encontrarse en la misma la causa que se requiere deberá de solicitar por escrito la creación y autorización correspondiente para su manejo e implementación.

h. Tabla: Justificaciones

Campo	Descripcion	Tipo
Mes	Mes al que corresponde el caso	Texto (2)
TipoTramite	Trámite realizado (tabla h.1)	Texto (6)
NroTramite	Nro. correlativo y secuencial que el sistema otorga para identificar y dar seguimiento al trámite	Texto (30)
IdUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Causal	Código de causa utilizado por el distribuidor (*)	Texto (10)
Detalle	Descripción del código	Texto (75)
Descripcion	Breve descripción de los hechos	Texto (250)
Pinspeccion	Aporta formulario de inspección (S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
Pacta	Aporta Acta notarial (S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
Pformul	Aporta formulario de testimonio de personal(S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
PexposicionCivil	Aporta Exposición Civil ante Policía (S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
Poficios	Aporta Oficios (S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
PCausaJudicial	Aporta copia de causa judicial (S/N) (S=SI, N=NO)	Texto (1)

El tipo de trámite a reportar será de acuerdo a la codificación indicada en h.1 tabla Tipo Trámite.

(*) El distribuidor deberá suministrar la tabla de codificación correspondiente, constituida por dos campos (código y descripción).

h.1 Tabla. Tipo Trámite

Trámite	Descripción
CNXSMR	Conexión nueva sin modificación de red o ampliación de potencia
CNXCMR	Conexión nueva con modificación de red o ampliación de potencia
RCNX	Reconexión
FAC	Facturación
RCL	Reclamo

i. Tabla: Medicion

Campo	Descripción	Tipo
IDUsuario	N° de identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
LoteMedidor	Nro. De Lote asignado para el control de la precisión del medidor	Texto (20)
MuestraMedidor	Nro. de Muestra asignado para el control de la precisión del medidor	Texto (20)
NroMedidor	Número de identificación del medidor por parte del Distribuidor	Texto (15)
MarcaMedidor	Marca del medidor	Texto (20)
TipoMedidor	Tipo de Fabricación del medidor	Texto (20)
NroSerie	Número serie de Fabricación del medidor	Alfanumérico
AfloFabricacion	Año de Fabricación del medidor	Entero
ErrorBajaCarga	Error Obtenido en Baja Carga	Decimal
ErrorAltaCarga	Error Obtenido en Alta Carga	Decimal
Resultado	Resultado de la Verificación (A / R) (A = Aprobado / R = Rechazado)	Texto (1)
Campaña	Tipo de campaña (V= verificación, N= Servicios nuevos, R = cambio medidor)	Texto (1)
Fecha	Fecha que se realizó la campaña	Fecha
PEnc	Precinto encontrado	Texto (20)
PInst	Precinto instalado	Texto (20)
MedInstalado	Número de identificación por parte del distribuidor del nuevo medidor	Alfanumérico
Código	Código del motivo que origina el cambio de medidor (**)	Texto (5)
Motivo	Motivo que origina el cambio de medidor	Texto(lO)
MarcaMedidorN	Marca del medidor nuevo	Texto (20)
TipoMedidorN	Tipo de medidor nuevo	Texto (20)
NroSerie N	Número de serie de Fabricación del medidor nuevo	Alfanumérico
AñoFabricacionN	Año de Fabricación del medidor nuevo	Entero

(**) El distribuidor deberá suministrar la tabla de codificación correspondiente, constituida por dos campos (código y motivo).

j. Tabla: No_acceso_a_la_medición

Campo	Descripción	Tipo
IDUsuario	Número de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
NoMedidor	Número de medidor	Texto (15)
FechaLectura	Fecha de lectura	Fecha
Dirección	Dirección del suministro	Texto (250)
Causa	Breve descripción porqué no se tomó lectura	Texto

Artículo 9. Las tablas de remisión y recepción de la información podrán ser modificadas por la Comisión, cuando lo estime pertinente, debiendo en todo caso notificarse con la anticipación debida a cada Distribuidor remitiéndole los nuevos anexos y formato de tablas para el cumplimiento de las disposiciones acá contenidas.

Artículo 10. La interpretación de la totalidad de los aspectos relacionados con el control de la calidad comercial del servicio de distribución de energía eléctrica, es competencia de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Artículo 11. Publicación y vigencia. La presente resolución deberá publicarse en el Diario de Centroamérica y cobra vigencia el día siguiente de su publicación.

Dada en la Ciudad de Guatemala el día nueve de agosto de 2001.

Ingeniero Sergio Velásquez
Secretario Ejecutivo.

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

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCION CNEE 38-2003

Guatemala, 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 dicha ley y sus reglamentos, en materia de su competencia; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia; así como 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 estando dentro de ellas las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), otorgándole además a la Comisión la facultad de ampliar o emitir otras normas complementarias.

CONSIDERANDO:

Que tanto el artículo 51 de la Ley General de Electricidad como el 101 de su Reglamento, 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 de energía eléctrica a todos sus usuarios y Grandes Usuarios ubicados dentro del área obligatoria de 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, la cual contiene las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, resolución que fue publicada en el Diario de Centro América el día once de mayo de mil novecientos noventa y nueve; con fecha veintiséis de noviembre de mil novecientos noventa y nueve, por medio de la Resolución número CNEE-51-99, emitió los Anexos a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, resolución que fue publicada en el Diario de Centro América el veintidós de diciembre de mil novecientos noventa y nueve; y, con fecha veintitrés de agosto de dos mil uno fue publicada la resolución CNEE-67-2001 la cual contiene la Metodología para el Control del Producto Técnico; por lo que, tomando en consideración la entrada en vigencia de la Etapa de Régimen para los Distribuidores, es imprescindible ampliar la metodología existente para el control de Calidad del Producto Técnico, 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, y con base en lo considerado.

RESUELVE:

Emitir la siguiente:

METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO DE LAS NORMAS TECNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION

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

Artículo 2. Disposiciones Generales.

2.1 De acuerdo a lo establecido en las NTSD, el control de la Calidad del Producto Técnico en lo referente a la Regulación y Desbalance de Tensión, se realiza a partir de la Etapa de Régimen mediante la medición en distintos puntos de la red, lo cual permite adquirir y procesar información sobre la Regulación de Tensión en servicios monofásicos, así como la Regulación y el Desbalance de Tensión en servicios trifásicos, a nivel de suministro.

2.2 De acuerdo a lo establecido en el artículo 22 de las NTSD, en el caso de reclamos de usuarios por mala calidad en el Producto Técnico, el Distribuidor deberá realizar la medición de los parámetros correspondientes en el punto de la red objeto del reclamo, utilizando los mismos períodos e intervalos de medición establecidos en las NTSD y conforme a la presente Metodología en cuanto a los criterios para el procesamiento de las mediciones.

Los resultados de las mediciones efectuadas debido a reclamos de los usuarios no serán tomados en cuenta para el cálculo de indemnizaciones individuales y tampoco serán utilizados para la determinación de los Indicadores Globales. No obstante, estos usuarios no serán excluidos del reintegro correspondiente de la indemnización global si se superaran los límites correspondientes.

En el caso que la cantidad de reclamos sea tal que no resulte posible atender, con la cantidad de equipos que debe tener disponibles para esta actividad el Distribuidor, éste informará y propondrá la solución a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica sobre la situación presentada.

2.3 Tanto la instalación como el retiro de los equipos de medición, así como la recuperación de datos, objeto de la presente metodología, será efectuada por el Distribuidor, bajo su propia responsabilidad.

El Distribuidor deberá contar con la cantidad de equipos de medición suficiente para cubrir las obligaciones de las mediciones que establecen las NTSD, las remediciones, atender los reclamos y las posibles contingencias por fallas de los mismos equipos o por dificultades en la recuperación de los equipos instalados.

2.4 Para el control de la Regulación y Desbalance de Tensión, el Distribuidor deberá remitir a la CNEE, una tabla conteniendo la totalidad de los centros de transformación de Alta Tensión a Media Tensión (AT/MT) y de Media Tensión a Baja Tensión (MT/BT), de acuerdo al formato establecido en la Tabla 6, “DATOS_CENTROS”, de esta Metodología.

2.5 Además, debe cumplirse con lo siguiente:

2.5.1 Todas las tablas deben entregarse en formato ACCESS para Calidad de Producto.

2.5.2 El nombre de las tablas debe corresponder exactamente con la codificación establecida en la Metodología.

2.5.3 Todos los campos de las tablas solicitadas en la Metodología deben estar informados íntegramente, respetando el orden establecido. 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.).

2.5.4 Para cada envío que realice la empresa Distribuidora, deberá acompañar un documento indicando para cada una de las tablas el número de mediciones informadas: originales, convertidas a formato de texto, no procesables incluyendo su justificación.

2.5.5 Si se reenvía una tabla, cualquiera fuera el motivo, deberá enviarse nuevamente la tabla completa utilizando el mismo nombre de archivo.

2.5.6 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.

2.5.7 La codificación establecida en la Metodología deberá respetarse para los campos que así lo requieran.

Artículo 3. Alcance de las mediciones. Además de las mediciones monofásicas, se deberán efectuar mediciones trifásicas en usuarios con suministro en baja tensión, conforme al sorteo efectuado.

Se considerará que la cantidad de mediciones mensuales establecidas en las NTSD corresponde a mediciones válidas, es decir, que no presentan inconvenientes que determinen su rechazo: registros dañados, en blanco y/o cantidad menor a la especificada en la presente metodología, etc.

La CNEE por medio del personal que estime conveniente, podrá auditar la instalación y retiro de la totalidad de mediciones, así como la descarga de datos, que realice el Distribuidor.

La CNEE presentará los listados con los puntos de medición seleccionados de la base de datos de usuarios del Distribuidor, incluyendo una cantidad adicional, equivalente al 20% de la definida precedentemente, con el fin de asegurar el cumplimiento por parte del Distribuidor de la cantidad de mediciones válidas mensuales a realizar; este porcentaje podrá ser aumentado si a juicio del Distribuidor resultaren insuficientes o inadecuadas, en cuyo caso deberá notificar a la CNEE con una antelación de por lo menos un mes.

Durante el tiempo en el cual la selección de puntos de medición se haga por Centro de transformación, se podrá elegir cualquier usuario que esté conectado a éste. Cuando la selección de puntos de medición se haga por usuario, en caso de que no resulte posible efectuar la medición en punto del usuario seleccionado se podrá utilizar otro usuario conectado al mismo transformador, anotando la justificación correspondiente en la planilla de instalación/retiro; de no ser posible lo anterior, se elegirá otro usuario de las mediciones adicionales programadas para el mismo mes.

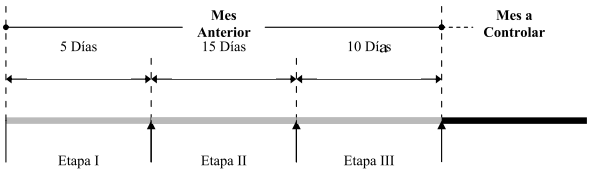
El representante de la CNEE, conforme a los programas elaborados por el Distribuidor, podrá estar presente al momento de la instalación de los registradores, de su retiro y en la descarga de datos, de los cuales obtendrá una copia inmediata para su posterior contraste con la información procesada que, y en los plazos establecidos deberá ser remitida por el Distribuidor. Se considerarán como no válidas todas aquellas mediciones o remediciones en las cuales, por motivos imputables al Distribuidor, el personal que designe la CNEE no haya podido presenciar la instalación de los registradores, su retiro o la descarga de datos.

Artículo 4. Equipo de Medición. Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como en la vía pública y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie; asimismo, deberán contar con un sistema de programación (software) que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición.

El Distribuidor, con 15 días de anticipación al comienzo de cada semestre, deberá remitir a la CNEE la base de datos conteniendo la totalidad de los equipos que podrán ser empleados en el programa de medición del siguiente semestre, la cual contendrá la identificación de cada equipo, incluyendo, su marca, modelo, número de serie, fecha de adquisición, última fecha de calibración y/o ajuste.

En el caso que el Distribuidor adquiriera nuevos equipos, dentro de un plazo no mayor a 15 días inmediatos a la fecha de adjudicación, procederá a informar a la CNEE las características técnicas de los mismos y la descripción del formato de salida, incluyendo al menos 5 mediciones a modo de ejemplo, con el propósito de proceder a su implementación en los programas correspondientes, con excepción de los equipos que no presenten ningún cambio con respecto a los que ya están en uso. Sin embargo, para todos los equipos nuevos, el Distribuidor informará a la CNEE estos equipos antes del siguiente mes en que serán utilizados, adjuntando los datos indicados en el primer párrafo de este apartado. Las mediciones realizadas por medio de equipos no informados o que no hayan sido incluidos en la base de datos remitida inicialmente, serán consideradas como no válidas por la CNEE.

Artículo 5. Implementación de las Mediciones. La implementación de las Mediciones comprenderá las siguientes etapas, de acuerdo al esquema descrito a continuación:



En la Etapa I: La CNEE informará al Distribuidor, dentro de las fechas del uno al cinco de cada mes previo al que se controlará, los puntos a ser medidos por cada circuito de salida de las subestaciones de distribución, de acuerdo al formato de la Tablas 3 y 4, "MEDICIONES_SELECCIONADAS" y "MEDICIONES_SELECCIONADAS_USUARIO", de la presente Metodología.

En la Etapa II: Con la información recibida en la Etapa I, el Distribuidor realizará un cronograma de instalación y retiro de registradores por cada circuito de salida de las subestaciones de distribución. El cronograma será remitido a la CNEE, y/o a quien ésta designe, dentro de las fechas del seis al veinte de cada mes.

En la Etapa III: La CNEE procederá a informar al personal correspondiente para que proceda a realizar su programación, tomando como base el cronograma de instalación y retiro remitido por el Distribuidor.

El Distribuidor deberá enviar al inicio de cada semana el listado con todas las Remediciones a realizar la semana siguiente, de acuerdo al formato de la Tabla 5, "DATOS_REMEDICIONES", de la presente Metodología.

Durante la instalación y retiro de los equipos registradores, tanto en la medición como en la remedición, el Distribuidor, elaborará y completará la Planilla de Auditoría, que también podrá ser denominada Planilla de Instalación/Retiro, de acuerdo al formato definido en la presente Metodología, que corresponda al tipo de punto a medir. En el lugar de la instalación o retiro, el Distribuidor le proporcionará una copia de la Planilla de Auditoría al representante de la CNEE, quién verificará que se ha llenado correctamente. Tanto la instalación como el retiro podrá ser presenciada por el representante de la CNEE, quien verificará el mecanismo que asegure la inviolabilidad de la medición, incluyendo la colocación y posterior rotura del precinto en el caso de resultar éste el método adoptado por el Distribuidor para garantizar la seguridad de la información de la medición. Al producirse el retiro del equipo registrador, el Distribuidor deberá proporcionarle una copia del archivo de la medición el representante de la CNEE, sin ningún tipo de procesamiento previo, en el mismo punto de retiro del equipo de medición o en la oficina del Distribuidor, después de finalizada la medición. En el caso de que un equipo sea utilizado para mas de una medición, sin ninguna descarga de información entre ellas, se hará constar en las Planillas de Auditoría correspondientes.

En la Tabla 2 se describe la forma de identificación unívoca de los puntos de medición por medio del Código CNEE y la correlativa denominación de los archivos de las mediciones.

Artículo 6. Criterios para el procesamiento de las Mediciones. A los fines del procesamiento de los archivos tanto de las mediciones de Regulación de

Tensión como de Desbalance de Tensión, efectuadas por los equipos registradores, se deberán considerar los siguientes criterios:

6.1 Para el control de la Regulación de Tensión, se define como TENSION CARACTERISTAICA del Intervalo de Medición:
  6.1.1 Para Suministro Monofásico: Al valor promedio de la tensión sobre la cual se conecta el Usuario.
  6.1.2 Para Suministros Trifásicos: Al valor promedio de las tres tensiones de fase.

6.2 Se considerarán como registros no válidos siempre que se verifique alguna de las siguientes consideraciones:
  6.2.1. Que el Intervalo de Medición de cada registro sea distinto de 15 minutos.
  6.2.2. Que los valores de tensión en cualquiera de la o las fases medidas del Intervalo de Medición resulten menores al 70% del valor nominal de la tensión en el punto de suministro.
  6.2.3. Que alguno de los valores del registro presente una incoherencia respecto al tipo de dato esperado. En esta condición se identificarán los valores de tensión o de energía con valores negativos, textos en campos numéricos, error en el formato de los campos de fechas o que el equipo de medición registre un código de anormalidad.
  6.2.4. Que la fecha del registro sea anterior a la fecha de instalación o posterior a la fecha de retiro de acuerdo a lo informado en la Planilla de Instalación y Retiro.
  6.2.5. Cuando se tengan registros duplicados, es decir, aquellos que presenten igual fecha y hora.

6.3 Se considerarán como mediciones no válidas siempre que se verifique algunas de las siguientes consideraciones:
  6.3.1. Que la cantidad de registros válidos no supere el equivalente a 6 días de medición (576 registros). Sin embargo, el equipo deberá estar instalado al menos los 7 días.
  6.3.2. Que los datos informados en la Planilla de Instalación y Retiro no permita garantizar su adecuado procesamiento. Asimismo se verificará la correcta codificación de todos aquellos campos que se hayan establecido previamente.
  6.3.3. Que el nombre del archivo no corresponda con el código establecido por la CNEE.
  6.3.4. Que el equipo utilizado por el Distribuidor no corresponda con un formato de archivo informado y proporcionado previamente por la CNEE.
  6.3.5. Que la medición no haya sido observada por el representante de la CNEE, durante el transcurso de la instalación y/o el retiro, por causas imputables al Distribuidor.

6.4 Para la determinación de una eventual indemnización, se considerará como registro sujeto al pago de indemnización a aquel en el que la tensión característica del período de 15 minutos supera la tolerancia establecida.

6.5 El cálculo del 5% del tiempo que determina que una dada medición sea pasible de indemnización, se realizará como el cociente entre los registros válidos fuera de la tolerancia correspondiente respecto al total de registros válidos.

6.6 Si el equipo de medición no registra energía en cada período, se asignará la energía consumida por el usuario, obtenida del medidor de energía, durante el período de medición, entre los registros válidos, de acuerdo a la curva de carga normalizada que le corresponda y que se encuentra aprobada por la CNEE. Estas curvas de carga se establecerán a partir de los valores normalizados, para cada hora, en un día típico.

6.7 En el proceso de asignación de la energía por intermedio de la curva de carga normalizada solo se tendrán en cuenta aquellos registros caracterizados como válidos.

6.8 Con antelación al último día del primer mes de cada trimestre, la CNEE informará al Distribuidor el valor del Costo de la Energía No Suministrada “CENS” que deberá ser empleado por este en los cálculos de las eventuales indemnizaciones a lo largo de dicho período. La determinación del “CENS” será realizada por la CNEE de acuerdo a lo establecido en el artículo 58 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

6.9 Para el control del Desbalance de Tensión en servicios trifásicos, verificado que se ha superado el límite admisible, el valor de indemnización se calculará con la energía trifásica registrada asignada en cada intervalo válido.

Artículo 7. Información a presentar a la CNEE. El Distribuidor está obligado a remitir a la CNEE la información que se indica a continuación.

7.1 Mensualmente

El Distribuidor procesará la información registrada y remitirá a la CNEE dentro del mes siguiente a cada Período de Control, en medio informático y por escrito, con la identificación de los medios informáticos indicada en el artículo 9 de la presente Metodología:

7.1.1 Un informe mensual de todas las mediciones y remediciones realizadas.

7.1.2 Un informe mensual con los resultados del procesamiento de todas las mediciones y remediciones efectuadas, indemnizables o no, sobre la base de los datos de la Tabla 9, "DATOS_PROCESAMIENTO", de esta Metodología.

7.1.3 Archivos informáticos de las Tablas según la estructura detallada en el artículo 9 de la presente Metodología. La información deberá remitirse en el formato indicado, con el fin de asegurar su importación en base datos para su procesamiento por parte de la CNEE.

7.2 Semestralmente.

El Distribuidor procesará la información registrada y remitirá a la CNEE antes del último día hábil del mes siguiente al de cierre de cada semestre de control, en medio informático y por escrito, la siguiente información:

7.2.1. El resultado de la extensión al siguiente semestre de las indemnizaciones correspondientes a las mediciones que resultaron sujetas al pago de indemnización durante el semestre actual. Deberá además incluir el resultado de la extensión de las indemnizaciones correspondientes a las mediciones que resultaron sujetas al pago de indemnización en semestres anteriores que no hubieran resultado solucionados.

7.2.2. El resultado de los Índices Globales semestrales para cada uno de los tipos de usuarios considerados, y el resultado de la eventual indemnización por haberse superado el límite correspondiente establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución. Asimismo, deberá remitir en medio informático el listado completo de usuarios que recibirán la correspondiente indemnización con su valor individual.

7.2.3. Archivos informáticos de las Tablas según el nombre detallado en el artículo 9 de la presente Metodología. La información deberá remitirse en el formato indicado, con el fin de asegurar su importación en base datos para su procesamiento por parte de la CNEE.

Artículo 8. Aplicación de indemnizaciones. La CNEE auditará los montos de las indemnizaciones globales e individuales determinadas por el Distribuidor, considerando el consumo de energía de los usuarios en el período de control, de acuerdo al valor informado en la tabla DATOS_TECNICOS" para el Control de la Calidad de Servicio Técnico, remitida por el Distribuidor correspondiente al semestre bajo control. Esta tabla corresponde a cada semestre y será la base de referencia para la determinación de los volúmenes de energía consumidos en cada nivel de tensión y tipo de red, con los cuales se determinarán las indemnizaciones por incumplimiento a los Índices Globales.

Artículo 9. Tablas. Para el efecto de facilitar la remisión, recepción y evaluación de la información que como consecuencia de las mediciones se produzca, se deberán utilizar los formatos contenidos en las tablas siguientes.

Identificación de los medios informáticos.

Los medios informáticos (disquete, disco compacto, etc.) a utilizar, por parte del Distribuidor, para remitir la información referida a las mediciones para el control de la Regulación y Desbalance de Tensión, deberá identificarse con un rótulo que contenga lo siguiente.

En la parte superior derecha deberá figurar en letras de aproximadamente 1 cm de altura el Código "R", el cual indicará que se trata de una entrega referen-

te a las mediciones de Regulación y Desbalance de Tensión.

A continuación se indicará:

NOMBRE DEL DISTRIBUIDOR
REPORTE DE: REGULACION Y DESBALANCE DE TENSION MES Y AÑO/SEMESTRE REPORTADO FECHA DE ENTREGA

El resto de la etiqueta se deberá contener una descripción completa de la información que contiene, indicando la información contenida y el tipo de archivos.

Tabla 1. Planilla de auditoría. Copia de la Planilla de Auditoría o Instalación/Retiro siempre debe entregarse a la CNEE. Debe ser entregada al fiscalizador, si hay, o enviarse junto con el informe mensual.

CAMPAÑA DE CONTROL DEL PRODUCTO TÉCNICO-PLANILLA DE AUDITORIA

PERÍODO:

DISTRIBUIDORA

| | | |

Tabla 2. Formación del nº CNEE y denominación de los archivos de las mediciones.

La siguiente codificación identifica cada una de las mediciones en forma unívoca, por medio de ocho caracteres, de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8

Posicion	Descripción	Codigo
1	Una Letra asignada a cada Distribuidor:	
	EEGSA	A
	DEOCSA	B
	DEORSA	C
	Literales que se asignarán conforme se emitan las resoluciones de los respectivos Pliegos Tarifarios	D, E, ...
2	Mediciones de Regulación y Desbalance de Tensión, en el mismo archivo. Mediciones de Flicker y Distorsión Armónica, en el mismo archivo. (F de Fluctuaciones)	R F
	Reclamos por Regulación y Desbalance de Tensión	S
3	1º Medición	1
	2º Medición (1º Remedición)	2
	3º Medición (2º Remedición), etc.	3, ...
4	Mes de Realización de la Medición Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre Octubre Noviembre Diciembre	1 → 9 O N D
5	Ultimo dígito del año	
	2001, 2002, 2003, ...	1, 2, 3, …
6, 7 y 8	Tres dígitos para identificar la medición, en cada mes	001 →999

El nombre del archivo de la medición deberá estar conformado por el Nº CNEE y su extensión.

Debe enviarse el original de los archivos, sin ningún procesamiento, así como los archivos convertidos a formato de texto. El archivo original y el convertido deben ser nombrados con el mismo nombre, de acuerdo al código CNEE, excepto cuando se tengan varias mediciones en el mismo archivo, en cuyo caso, además de hacerse constar en las Planillas de Auditoría, se deberá proporcionar una nota aclaratoria sobre que archivos convertidos tiene cada archivo original; el código CNEE corresponderá a la primera medición del grupo.

MODELO DE DATOS PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACION.

DATOS A ENVIARLE AL DISTRIBUIDOR (ETAPA I).

Tabla 3. Mediciones_seleccionadas. Resumen de las Mediciones Seleccionadas, para sorteo por centro de transformación.

Campo	Descripción	Tipo
Nombre Archivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto(8)
Centro	Nº de centro de MT/BT o de AT/MT	Texto(50)
Dirección Centro	Dirección del Centro	Texto(250)
Circuito	Nº de circuito MT o AT desde donde se alimenta el Centro, para división red normal	Texto(50)

Tabla 4. Mediciones_seleccionadas_usuario. Resumen de las Mediciones Seleccionadas, para sorteo por usuario.

Campo	Descripción	Tipo
Nombre Archivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto(8)
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto(30)
Usuario	Nombre del usuario	Texto(50)
DireccionUsuario	Dirección del Usuario	Texto(250)

MODELO DE DATOS A ENVIAR POR EL DISTRIBUIDOR PARA LAS REMEDICIONES.

El Distribuidor deberá remitir semanalmente un archivo informático el cual contendrá la base de datos en Access 97 o superior. Este archivo deberá estar denominado con la siguiente codificación, la cual permitirá su identificación en forma unívoca, de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8.mdb

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 otros distribuidores.

Dígito 2 Código de identificación de la frecuencia de envío de la información
- **L**: para identificar que la tabla es información remitida en forma semanal.

Dígito 3 Código de identificación del programa de mediciones
- **R**: Regulación y Desbalance de Tensión

Dígito 4 Código de identificación de las Remediciones
- **R**: Identifica la Información enviada por el Distribuidor con las Remediciones.

Dígito 5 Código de identificación del Año de envío
- Ultimo Dígito del Año: 1, 2 ...

Dígito 6 Código de identificación del Mes de Envío
- El mes en Formato Numérico utilizando un Dígito (1, 2, 3, … 9, O, N, D)

Dígito 7 Y 8 Código de identificación la Semana de envío según número CNEE. Este será informado anualmente al Distribuidor en el mes de diciembre, excepto la primera vez que será dentro de los diez días luego de entrar en vigencia esta Metodología.

La Base de Datos, en Access 97 o superior, remitida por el Distribuidor, deberá contener las siguientes Tablas, con su respectiva denominación:

Tabla 5. Datos_remediciones. Datos de las Remediciones a realizar por el Distribuidor.

Campo	Descripción	Tipo
Nombre Archivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Nombre	Nombre del Usuario	Texto (50)
DirecciónUsu	Dirección del Usuario	Texto (250)
Subestación	Subestación AT/MT, Nº de transformador y Nº de barra desde donde se alimenta al usuario	Texto (50)
Circuito	Nº de circuito AT o MT desde donde se alimenta al usuario para división red normal	Texto (50)
Centro	Nº de centro MT/BT o AT/MT	Texto (50)
Tipo Servicio	Urbano (U) - Rural (R)	Texto (1)
Tipo Instalación	Monofásica (M) – Trifásica (T)	Texto (1)

Tabla 6. 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.

Esta base de datos es parte del envío de la información semestral correspondiente al Programa de Control de la Calidad de Servicio Técnico, y es utilizada por la CNEE para la realización del sorteo de los usuarios a los cuales se les instalará el equipo de medición para el control de la Calidad del Producto Técnico, cuando se realice por transformador. Esta tabla se actualiza cada semestre, por parte del Distribuidor, enviándose el archivo correspondiente a la CNEE. Cuando el sorteo se haga por usuario, se utilizará la base de datos de usuarios mas actualizada con que cuente la CNEE.

Campo	Descripción	Formato
Centro	Nº de centro MT/BT o AT/MT	Texto (50)
TensiónServicio	Tensión Nominal de Servicio del Circuito al cual está conectado.	Decimal
TipoArrollamiento	Monofásico (T), 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 (10)
NumTrafo	Número de Transformadores 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

Artículo 10. Envíos mensuales y sus formatos. El Distribuidor deberá remitir mensualmente un archivo informático contenga la base de datos en Access 97 o superior. Este archivo deberá permitir su identificación en forma unívoca y estar codificado de acuerdo al presente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8.mdb

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 …** Se asignará a otros distribuidores.

Dígito 2 Código de identificación de la frecuencia de envío de la información

- **M**: para identificar que la tabla es información remitida en forma Mensual.

Dígito 3 Código de identificación de la Medición

- **R**: Regulación y Desbalance de Tensión

Dígito 4 Código de identificación de las mediciones

D: identifica la Información enviada por el Distribuidor, con los resultados mensuales.

Dígito 5 Código de identificación del Mes de Envío

- El mes, numerado del 1 al 9 para los meses de enero a septiembre y O (Octubre), N (Noviembre), D (Diciembre)

Dígitos 6 y 7 Código de identificación del Año de envío

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

Dígito 8 En blanco.

La base de Datos en Access 97 o superior remitida por el Distribuidor, deberá contener las siguientes Tablas, con su respectiva denominación:

Nombre de la tabla	Descripcion del contenido
PLANILLA_INSTALACION	Datos Planilla Auditoría o Instalación / Retiro
PLANILLA_SORTEO	Datos Planilla de Sorteo
DATOS_PROCESAMIENTO	Datos Procesamiento Medición
DATOS_TENSION	Datos para Procesamiento Tensión
DATOS_ENERGIA	Datos para Procesamiento Energía

Tabla 7. Planilla_instalacion. Datos de la Planilla de Auditoría o Instalación / Retiro**.**

Campo	Descripción	Tipo
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
CurvaCarga	Identificación de la Curva de Carga para procesamiento.	Texto (5)
TensiónServicio	Tensión Nominal de Servicio	Decimal
CódigoMedidor	Código que Identifica al Medidor Comercial de la Energía	Texto (15)
EnergíaInicial	Lectura Inicial del Medidor Comercial de Energía	Decimal
EnergíaFinal	Lectura final del Medidor Comercial de Energía	Decimal
NúmeroEquipo	Código que identifica al Equipo Registrador de Calidad	Texto (10)
FechaInstalación	Fecha y Hora de la Instalación del Equipo registrador	Fecha y Hora
FechaRetiro	Fecha y Hora del Retiro del Equipo registrador	Fecha y Hora
Observación	Observaciones en la Instalación y/o Retiro	Texto (250)
MediciónEnergía	Se indica si se realiza la medición o se emplea una curva de carga (1: Si / 0: No)	Entero

Tabla 8. Planilla_sorteo. Datos planilla de sorteo**.**

Nombre	Descripcion	Tipo
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto(8)
IdUsuario	Código Identificación del Usuario	Texto(30)
NombreUsuario	Nombre completo del Usuario	Texto(50)
Dirección	Dirección completa del Usuario	Texto(250)
Subestación	Subestación AT/MT, Nº de transformador y Nº de barra desde donde se alimenta al usuario	Texto(50)
Circuito	Nº de alimentador MT desde donde se alimenta al Centro de Transformación MT/BT, para división red normal	Texto(50)
Centro	Nº de centro MT/BT o AT/MT	Texto(50)
TipoServicio	Urbano (U) - Rural (R)	Texto(1)
TipoInstalación	Monofásica (M) – Trifásica (T)	Texto(1)

Tabla 9. Datos_procesamiento. Datos de procesamiento de todas las mediciones.

Campo	Descripción	Tipo
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
TensiónServicio	Tensión Nominal de Servicio del Usuario, en voltios	Decimal
TipoServicio	Urbano (U) o Rural (R)	Texto (1)
Estado	Estatus del resultado del procesamiento del archivo de la medición: Bueno, Corto, Medición_Fallida, o Archivo_Fallido (*)	Texto (20)
FechaInicio	Fecha y hora Inicio medición	Fecha y Hora
FechaFinal	Fecha y hora final de medición	Fecha y Hora
Energía	Energía consumida durante el período de Medición	Decimal
CurvaCarga	Código identificación Curva de Carga para el procesamiento	Texto (5)
RegTotales	Cantidad de Registros Totales de 15 minutos de la medición	Entero
RegVálidos	Cantidad Total de Registros Válidos de 15 minutos de la medición	Entero
Reg_FTR	Total de registros válidos fuera de las tolerancias para la Regulación de Tensión	Entero
Reg_FTD	Total de registros válidos fuera de las tolerancias para la Desbalance de Tensión	Entero
Ener_FLR	Energía Total fuera de las tolerancias para la Regulación de Tensión	Decimal
Ener_FLD	Energía Total fuera de las tolerancias para la Desbalance de Tensión	Decimal
Indem_R	Indemnización en Quetzales para el período de medición, por superarse las tolerancias para la regulación de tensión	Decimal
Indem_D	Indemnización en Quetzales para el período de medición, por superarse las tolerancias para el Desbalance de tensión	Decimal

(*) Una medición se considerará como:

BUENA: para archivos en los cuales no se han detectado problemas en su procesamiento.

CORTA: para archivos en los cuales la cantidad de períodos válidos de 15 minutos es menor o igual a 576 (6 días).

Medición_Fallida: para archivos que no pudieron ser extraídos del equipo de medición.

Archivo_Fallido: archivos en los que se verifican errores de datos por mal funcionamiento del equipo de medición o inconvenientes informáticos, que impiden su procesamiento.

Tabla 10. Datos_tension. Valores de Tensión para el procesamiento de los Indicadores Globales. Bandas en porcentaje sobre los límites de las tolerancias admisibles.

Campo	Descripción	Tipo
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
NRG_Tot	Número de Registros Válidos Totales de 15 minutos	Entero
NRG_11p	Número de Registros Válidos para Desviación > 10%	Entero
NRG_10p	Número de Registros Válidos para 10% ≥ Desviación > 9%	Entero
NRG_9p	Número de Registros Válidos para 9% ≥ Desviación > 8%	Entero
NRG_8p	Número de Registros Válidos para 8% ≥ Desviación > 7%	Entero
NRG_7p	Número de Registros Válidos para 7% ≥ Desviación > 6%	Entero
NRG_6p	Número de Registros Válidos para 6% ≥ Desviación > 5%	Entero
NRG_5p	Número de Registros Válidos para 5% ≥ Desviación > 4%	Entero
NRG_4p	Número de Registros Válidos para 4% ≥ Desviación > 3%	Entero
NRG_3p	Número de Registros Válidos para 3% ≥ Desviación > 2%	Entero
NRG_2p	Número de Registros Válidos para 2% ≥ Desviación > 1%	Entero
NRG_1p	Número de Registros Válidos para 1% ≥ Desviación > 0%	Entero

Tabla 11. Datos_energia. Valores de Energía para el procesamiento de los Indicadores Globales.

Campo	Descripción	Tipo
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
ENG_Tot	Energía Total Registrada en el período de medición [en kWh]	Decimal
ENG_11p	Energía Registrada en la Medición para Desviación > 10%	Decimal
ENG_10p	Energía Registrada en la Medición para 10% ≥ Desviación > 9%	Decimal
ENG_9p	Energía Registrada en la Medición para 9% ≥ Desviación > 8%	Decimal
ENG_8p	Energía Registrada en la Medición para 8% ≥ Desviación > 7%	Decimal
ENG_7p	Energía Registrada en la Medición para 7% ≥ Desviación > 6%	Decimal
ENG_6p	Energía Registrada en la Medición para 6% ≥ Desviación > 5%	Decimal
ENG_5p	Energía Registrada en la Medición para 5% ≥ Desviación > 4%	Decimal
ENG_4p	Energía Registrada en la Medición para 4% ≥ Desviación > 3%	Decimal
ENG_3p	Energía Registrada en la Medición para 3% ≥ Desviación > 2%	Decimal
ENG_2p	Energía Registrada en la Medición para 2% ≥ Desviación > 1%	Decimal
ENG_1p	Energía Registrada en la Medición para 1% ≥ Desviación > 0%	Decimal

Artículo 11. Envíos semestrales y sus formatos. El Distribuidor deberá remitir semestralmente un archivo informático el cual contendrá la base de datos en Access 97 o superior. Este archivo deberá permitir su identificación en forma unívoca y estar denominado con la siguiente codificación y de acuerdo al presente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8.mdb

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** … Se asignará a otros Distribuidores.

Dígito 2 Código de identificación de la frecuencia de envío de la información
- **S**: para identificar que la tabla es información remitida en forma Semestral.

Dígito 3 Código de identificación de la Medición
- **R**: Regulación y Desbalance de Tensión

Dígito 4 Código de identificación de las Remediciones
- **D**: Identifica la Información enviada por el Distribuidor, con los resultados semestrales

Dígito 5 Código de identificación del Mes de Envío
- El mes, numerado del 1 al 9, para los meses de enero a septiembre y O (Octubre), N (Noviembre), D (Diciembre)

Dígito 7y 8 Código de identificación del Año de envío
Dos últimos Dígitos del Año: 01, 02, 03...

Dígito 8 En blanco.

La base de Datos en Access 97 o superior, remitida por el Distribuidor, deberá contener las siguientes Tablas, con su respectiva denominación:

Nombre de la tabla	Descripcion del contenido
INDEMNIZACIONES_USUARIOS	Indemnización Semestral por Usuario
INDICADORES_GLOBALES	Indicadores Globales en el Semestre

Tabla 12. Indemnizaciones_usuarios. Usuarios con Indemnización.

Campo	Descripcion	Tipo
NombreArchivo	Número identificación unívoco CNEE, según Tabla 2, para la última medición.	Texto (8)
IDUsuario	Código Identificación del Usuario	Texto(30)
Semestre	Semestre con Indemnización mayor a cero (1, 2, etc)	Entero
CPM_R	Ultima Indemnización individual por día en Quetzales mayor a cero, por inadecuada Regulación de Tensión.	Decimal
CPM_D	Ultima Indemnización individual por día en Quetzales mayor a cero por inadecuado Desbalance de Tensión	Decimal
Ind_R	Indemnización semestral total resultante en Quetzales, por inadecuada calidad en la Regulación de Tensión	Decimal
Ind_D	Indemnización semestral total en Quetzales, por inadecuada calidad en el Desbalance de Tensión	Decimal

Tabla 13. Indicadores_globales. Indicadores Globales.

Campo	Descripción	Tipo
FEBnoper	Frecuencia Equivalente fuera de las tolerancias permitidas [en %]	Decimal
FECCnoper	Sumatoria de las Frecuencias equivalentes por energía consumida para las bandas no permitidas	Decimal
Ind_Global	Monto Total en Quetzales correspondiente a la indemnización Global	Decimal

Artículo 12. 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 13. 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 14. Auditoría. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica podrá auditar cualquier etapa del proceso de aplicación de la presente Metodología.

Artículo 15. 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 16. Derogatoria. Se deroga la resolución CNEE-67-2001, emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el nueve de agosto de dos mil uno.

Artículo 17. 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

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

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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 este la 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 com-

putarán 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).

NOMBRE TABLA: 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:

Nombretabla	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 (Modificado por el Artículo 1 de la Resolución CNEE-19-2006) . El procedimiento que se utilizará paras la determinación de causales de fuerza mayor en interrupciones será:

A) Para interrupciones de corta duración:

a.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, des-

cripción 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.

a.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.

a.3) **Trámite Para la Calificación**. 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 analice las pruebas y emita la opinión correspondiente sobre la documentación y medios de prueba que obren en autos; si se determina necesario que el Distribuidor amplíe las pruebas que justifique y demuestre 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 los informes técnicos que se requieran, se elevará el expediente al Directorio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

a.4) Resolución final. Una vez finalizado el período de control la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitirá la providencia que indique cuales casos pueden calificarse fuerza mayor y le otorgará cinco días de audiencia a la Distribuidora para que presente, de acuerdo a esa calificación, el cálculo de las indemnizaciones que correspondan según las Normas Técnicas del Servicio de Distribución. La Comisión procederá a analizar la documentación presentada, incluyendo el cálculo de las indemnizaciones, pudiendo variar los mismos. En caso que la Distribuidora omita presentar el cálculo de las indemnizaciones, sin perjuicio de iniciar procedimiento sancionatorio, la Comisión procederá, sin responsabilidad de su parte, a realizar los cálculos de las mismas, dando audiencia a la Distribuidora por el plazo máximo de diez días y con su contestación o sin ella, la Comisión resolverá en un plazo máximo de cinco días.

a.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–.

a.6) **Criterios de Fuerza Mayor en la Resolución Final**. Los criterios que utilice la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para calificar la causa como de fuerza mayor, en cada caso presentado, no podrán ser referidos a otros casos similares y por lo tanto no formarán antecedente y serán de aplicación exclusiva del caso concreto al que temporal, material y espacialmente se aplique.

a.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

B) Para Interrupciones de Larga Duracion

b.1) **Notificación.** Cuando la empresa Distribuidora considere que la causa de una interrupción por Fallas de Larga Duración 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 veinticuatro horas, contadas a partir de que la interrupción sobrepase las cuarenta y ocho (48) horas de su inicio. Esta notificación podrá hacerse mediante documento escrito, 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.

b.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 dos días posteriores a los indicados anteriormente, todas las pruebas necesarias que justifiquen el por qué de su consideración, debiendo 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 declarar la procedencia o no de la calificación como causa de Fuerza Mayor.

b.3) **Resolución.** La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con las pruebas presentadas por la Distribuidora y habiendo obtenido los dictámenes o informes que estime pertinentes emitirá la providencia por medio de la que declarará si la causa de la interrupción es de Fuerza Mayor o no, notificando lo resuelto a la Distribuidora. En caso que la Comisión declare la fuerza mayor se archivará el expediente, en caso contrario se procederá de conformidad con el artículo 58 BIS de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución."

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 DESOCONECTADA		DURACION-HORAS	
CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS			
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.

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)
IDIelem	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, Nº de transformador y Nº de barra MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción.	Texto (50)
Circuito	Nº 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

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.

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, Nº de transformador y Nº de barra MT desde donde se alimenta el elemento maniobrado para reposición.	Texto (50)
Circuito	Nº 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	Nº 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	Nº 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	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…)	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)
CodigoInter	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)
TensiónServicio	Tensión Nominal de Servicio del Usuario, en voltios	Decimal
TipoRed	Urbano (U) / Rural (R)	Texto (1)
CoSemestral	Consumo Semestral en KWh	Decimal
TipoInstalación	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
ENSfiu	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

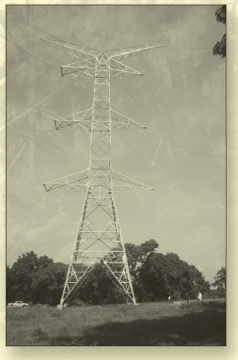
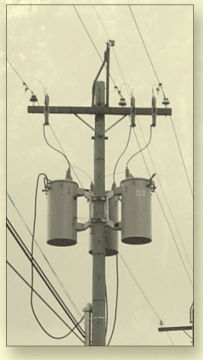
Ingeniero Sergio O. Velásquez M.
Secretario Ejecutivo

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
–CNEE–

NORMAS TÉCNICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN

–NTDOID–

GUATEMALA, MARZO 2010

NTDOID

Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución –NTDOID–

Título I Disposiciones Generales 122
Capítulo I Disposiciones Generales 122
Capítulo II Definiciones 123
Título II Criterios Generales de Diseño y Seguridad 124
Capítulo I Líneas Aéreas 124
Capítulo II Subestaciones 153
Capítulo III Líneas Subterráneas 160
Capítulo IV Métodos de Puesta a Tierra 161
Título III Criterios Operacionales 165
Capítulo I Operación del Sistema 165
Capítulo II Operación de Líneas y Subestaciones 166
Título IV Sanciones e Incumplimientos 169
Capítulo Único Sanciones e Incumplimientos 169
Título V Disposiciones Finales 169
Capítulo Único Disposiciones Finales 169
Título VI Disposiciones Transitorias 170
Capítulo Único Disposiciones Transitorias 170

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

NORMAS TECNICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION –NTDOID–

RESOLUCION CNEE-47-99[3]

Guatemala, 27 de octubre de 1999

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 del Congreso de la República, norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

CONSIDERANDO:

Que en el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad, se establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir las normas técnicas relativas al sub sector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 78, inciso a, del Acuerdo Gubernativo 256-97 Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la elaboración de las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución, las que incluirán todos los requerimientos necesarios para el diseño y la operación de las instalaciones de distribución, que permitan la protección de las personas y bienes, así como el régimen de inhabilitación y penalización cuando no se cumpla lo establecido en estas Normas.

POR TANTO

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

3 "Corregido por fe de erratas publicada en el Diario de Centro América el 13 de Enero del año 2000

RESUELVE:

Emitir las siguientes:

NORMAS TECNICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION -NTDOID-

TITULO I
DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I
DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Objetivo de las normas. Estas Normas tienen por objeto establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas y bienes y la calidad del servicio.

Artículo 2. Alcance y aplicación de las normas. Estas Normas serán de aplicación obligatoria, en la República de Guatemala, para todas las personas individuales ó jurídicas, que tengan relación con el diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, incluyendo sus mejoras, ampliaciones e instalaciones temporales.

Todas aquellas personas individuales o jurídicas, que diseñen y construyan obras de infraestructura civil relacionados con edificios, viviendas, condominios, alcantarillados, vías de tránsito, vías férreas, etc., deberán considerar el alcance y aplicación de estas Normas para el diseño y desarrollo de sus respectivos proyectos. Las entidades, tanto privadas como gubernamentales o municipales, encargadas de aprobar estos proyectos deberán velar por el cumplimiento de estas Normas.

Artículo 3. EXCEPCIONES. En el caso de instalaciones de emergencia y/o temporales o cuando estas Normas no sean aplicables, el distribuidor, bajo su entera responsabilidad, podrá autorizar la omisión de alguno de los requisitos exigidos en estas Normas, siempre que se garantice la debida seguridad de las personas y bienes por otros medios y/o procedimientos. Finalizada la emergencia y/o temporalidad correspondiente, la instalación deberá ser acondicionada para cumplir con todos los requisitos de las presentes Normas.

Artículo 4. Materiales y equipos. En las líneas y subestaciones de distribución de energía eléctrica, deberán utilizarse materiales y equipos que cumplan con las normas nacionales y/o internacionales vigentes correspondientes tales como las normas IEC. Estos materiales y equipos deberán resistir y soportar las condiciones mínimas operativas climáticas y ambientales, tales como salinidad, polución, vientos fuertes, etc., que garanticen la calidad del servicio conforme a las normas técnicas NTSD y NTCSTS.

Artículo 5. Sistema de medida. Para los valores numéricos requeridos por estas Normas debe utilizarse el Sistema Internacional de Unidades, S.I. En caso de emplearse otro sistema de medida, se deberán incluir ambos.

Artículo 6. Servidumbres. Cuando un interesado requiera la constitución de servidumbres, deberá proceder de acuerdo a la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

Artículo 7. Calidad de la energía eléctrica. El diseño de líneas y subestaciones de distribución de energía eléctrica deberá considerar los parámetros del servicio existente en la zona, con la finalidad de mejorar o de no deteriorar la calidad del mismo, de conformidad a las normas técnicas NTSD y NTCSTS.

Artículo 8. Impacto ambiental. Procédase de acuerdo a lo indicado en La Ley General de Electricidad y su Reglamento.

CAPITULO II
DEFINICIONES

Artículo 9. Definiciones y acronimos. Para los efectos de estas Normas se establecen las siguientes definiciones y acrónimos, las cuales se agregan a aquellas contenidas en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, y otras Normas técnicas emitidas y aprobadas por la Comisión. Deberá entenderse que otros términos no incluidos en estas definiciones se usan en el sentido o con el significado más aceptado en el lenguaje técnico.

ANSI: American National Standards Institute.

ASTM: American Society for Testing and Materials.

Aterrizado: Conectado a o en contacto con la Tierra o conectado a alguna extensión de un cuerpo conductivo que sirve en lugar de la Tierra.

Cable: Conductor con aislamiento o conductor trenzado con o sin aislamiento

Conductor: Es un material, usualmente en la forma de alambre, cable o barra, capaz de conducir una corriente eléctrica.

Conductor aislado: Conductor cubierto con un dieléctrico (NO AIRE) que tiene una resistencia de aislamiento igual o mayor que la tensión del circuito en el cual el conductor es usado.

Conductor cubierto (encerrado): Es el que tiene una cubierta aislante cuya rigidez dieléctrica nominal es desconocida, o es menor que la requerida para la tensión del circuito en el que el conductor se usa.

Conductor con pantalla: Una envoltura que encierra al conductor de un cable y provee una superficie equipotencial en contacto con el aislamiento del cable.

Conductor en línea abierta: Un tipo de construcción de línea de suministro eléctrico o de comunicación en la cual el conductor está desnudo, cubierto o aislado y sin pantalla aterrizada, soportado individualmente a la estructura ya sea directamente o con aisladores.

Conductor de soporte: Un conductor cuyo propósito es soportar otros conductores así como ser parte del circuito eléctrico.

CSA: Canadian Standards Association

CNEE o COMISION: Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Distancia mínima de seguridad[4]: Es la distancia mínima establecida entre superficies, de un objeto energizado y otro energizado o no, o persona, para garantizar que el segundo objeto o persona no se encuentre en riesgo de recibir descargas eléctricas desde el primero

Efectivamente Puesto ó Conectado a Tierra: Intencionalmente conectado a tierra a través de una conexión a Tierra o conexión de suficiente baja impedancia y de capacidad de conducción de corriente para limitar la formación de tensiones a niveles menores de aquellos que resultarían en daños a las personas o a los equipos conectados.

Estructura: Es la unidad principal de soporte, generalmente se aplica al poste o torre adaptado para ser usado como medio de suspensión de líneas aéreas de energía eléctrica.

Flecha: Es la distancia vertical medida de un conductor a la línea recta imaginaria que une los dos puntos de soporte del conductor en las estructuras. A menos que se diga lo contrario, la flecha es la que corresponde a la medida en el punto medio del vano.

Flecha inicial sin carga: La flecha de un conductor antes de aplicarle cualquier carga externa.

Flecha final: Es la flecha de un conductor bajo condiciones especificas de carga y temperatura aplicadas, después de que dicho conductor ha estado sujeto, durante un apreciable periodo de tiempo, a las condiciones de carga prescritas para la zona de carga en la que esta instalado o bien después de que se le ha aplicado, durante un lapso mínimo,

4 Esta definición se refiere al mismo concepto que por usanza se ha utilizado en nuestro medio y que se le conoce como Libranza Eléctrica.

una carga equivalente y que ésta haya sido removida, la flecha final incluye el efecto de la deformación inelástica.

Flecha final sin carga: Es la flecha de un conductor después de que ha estado sujeto, durante un apreciable periodo de tiempo, a las condiciones de carga prescritas para la zona de carga en la que esta instalado, o bien después de que se le ha aplicado, durante un lapso mínimo, una carga equivalente y que ésta haya sido removida, la flecha final sin carga incluye el efecto de la deformación inelástica.

IEC: International Electrotechnical Comission

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

Línea Aérea: Es una adaptación de componentes, destinados al transporte de energía eléctrica. Está constituida por conductores desnudos, forrados o aislados, tendidos en espacios abiertos y que están soportados por estructuras con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores.

Línea de Suministro eléctrico: Son los conductores utilizados para conducir energía eléctrica incluyendo sus estructuras de soporte. Estas líneas pueden ser aéreas o subterráneas.

Mensajero: Es un alambre de soporte sólido o trenzado para líneas de comunicación o de suministro eléctrico, que soporta, además de su propio peso, el peso de uno o más conductores o cables. No forma parte del circuito eléctrico.

NEC: National Electrical Code.

NESC: National Electrical Safety Code.

NFPA: National Fire Protection Association.

Normas ó NTDOID: Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución.

NTCSTS: Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

Persona Autorizada: Persona con conocimientos y capacidad, acreditada por un título o que ha recibido la capacitación y acreditación necesaria por el Distribuidor, para intervenir en la operación y mantenimiento de una determinada instalación eléctrica.

S.I.:Sistema Internacional de unidades.

Sistema de Tierra: Es un sistema de conductores, de los cuales uno de ellos o un punto de los mismos está efectivamente aterrizado, ya sea en forma sólida o a través de un dispositivo limitador de corrientes no interrumpible.

Subestación de Distribución de Energía Eléctrica ó Subestación: Es la instalación ubicada en un ambiente específico y protegido, compuesta por equipos tales como; seccionadores, interruptores, barras, transformadores, etc., a través de la cual la energía eléctrica se transmite con el propósito de conmutarla ó modificar sus características.

Tensión: A menos que se indique lo contrario, para los efectos de estas Normas tensión significa voltaje ó diferencia de potencial efectiva (rms) entre dos conductores o entre un conductor y tierra.

Vano: Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas.

TITULO II
CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO Y SEGURIDAD

CAPITULO I
LINEAS AEREAS

Artículo 10. Objetivo. Este capítulo contiene los requisitos mínimos que deben cumplir el diseño y la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica y sus equipos asociados, con la finalidad de obtener la máxima seguridad y protección a las personas y bienes.

Artículo 11. Ruta. La optimización de la construcción de las líneas aéreas de energía eléctrica, requiere del

diseño la trayectoria de longitud mínima, sin menoscabo de la seguridad, operación, mantenimiento y accesibilidad; para lo cual, además de los factores técnicos y económicos, deberá cumplir con los requisitos siguientes:

11.1 **Tramos rectos** El diseño deberá dar preferencia al trazo rectilíneo.

11.2 **Alineación de postes**. En poblaciones urbanizadas, todas las estructuras deberán quedar alineadas y en un solo lado de la acera o calle para toda la red, en sentido longitudinal y transversal.

11.3 **Cruce de vías.** Minimícese el número de cruzamientos con otros derechos de vías tales como: Vías férreas, carreteras, instalaciones telefónicas o de vídeo, canales navegables, etc. Cuando sea necesario realizar los cruces de vías, estos deberán realizarse de preferencia perpendicularmente al derecho de vía.

11.4 **Evitar riesgos de colisión con las estructuras**. Las estructuras se deberán instalar en lugares en donde las condiciones de tránsito no sean adversas, evitando riesgos de colisión sobre las mismas**.**

11.5 **Paso sobre vivienda existente**. No deberá diseñarse y/o construirse líneas aéreas de cualquier nivel de tensión sobre viviendas.

11.6 **Construcción de obras civiles debajo de líneas existentes**. Dentro del derecho de servidumbre de líneas aéreas podrá construirse obras civiles, siempre y cuando:

A) Se cuente con la autorización del distribuidor y;

B) Se respeten las distancias mínimas de seguridad establecidas en estas Normas o sus referencias.

11.7 **Interferencias Eléctricas**. El diseño de las líneas deberá respetar los criterios así como las distancias recomendadas por normas internacionales tales como IEC, ANSI, CSA CAN3-C108.3.1-M84 u otra norma correspondiente, para evitar o minimizar las interferencias eléctricas en componentes ajenos a la red eléctrica.

11.8 **Accesos a inmuebles**. El distribuidor deberá prevenir la obstaculización de los accesos a los inmuebles. Si en el momento del diseño de la red, los inmuebles afectados no tuvieren definidos sus accesos, las estructuras deberán ser ubicadas frente a los límites de propiedad en donde estos colindan.

11.9 **Señalización de líneas**. Cuando por razones de la topografía del terreno los vanos de las líneas sean muy largos o queden a alturas considerables de la superficie del suelo, o cuando se construyan líneas aéreas en lugares de tránsito aéreo de baja altura (avionetas o helicópteros), los conductores deberán tener señalizaciones adecuadas para hacerlos visibles.

Artículo 12. Relaciones entre líneas. Cuando se considere la construcción de dos ó más líneas aéreas, o de una línea aérea con una de comunicaciones, utilizando las mismas estructuras, se deberá cumplir con los siguientes requerimientos;

12.1 La línea de mayor tensión deberá quedar en la parte superior;

12.2 Cuando se trate de líneas aéreas de suministro eléctrico y de comunicación, las primeras deberán estar en los niveles superiores y conservar su misma posición en todo su trayecto, considerando las transposiciones necesarias de los conductores;

12.3 La estructura deberá diseñarse con la adecuada resistencia mecánica y de tal forma, que no obstruya los trabajos de mantenimiento.

12.4 La distancia de seguridad de línea a línea deberá estar de acuerdo a la Tabla No. 7 de estas Normas;

Artículo 13. Accesibilidad a líneas aéreas. Para efectos de operación y mantenimiento, el diseño de las líneas aéreas deberá considerar que éstas sean accesibles, en cualquier época del año, al personal y equipo requerido.

Artículo 14. Equipo eléctrico conectado a la línea.

14.1 **Accesibilidad**. Las conexiones, derivaciones y el equipo eléctrico conectado a las líneas aéreas, tales como: transformadores, reguladores, interruptores, cortacircuitos fusibles, seccionadores, pararrayos, capacitores, equipos de control, etc., deberán estar dispuestos de tal forma que sean accesibles en todo momento al distribuidor o personal autorizado por él;

14.2 **Indicación de posición de operación**. Los interruptores, cortacircuitos, seccionadores, etc., deberán indicar claramente su posición de "abierto" o "cerrado", ya sea que se encuentren dentro de gabinetes o estén descubiertos;

14.2 **Fijación de operación**. Con la finalidad de evitar operaciones indeseadas, los interruptores, seccionadores, etc., deberán estar provistos de mecanismos de seguridad que permitan asegurar su posición de "abierto" o "cerrado";

14.4 **Transformadores y equipos montados en las estructuras.** La parte más baja de los transformadores y equipos montados en estructuras, deberá estar a una altura mínima sobre el nivel del suelo de acuerdo a lo establecido en la Tabla No. 10 de estas Normas;

Artículo 15. Aislamiento de la línea.

15.1 Cuando no sea posible cumplir las distancias mínimas de seguridad estipuladas en estas Normas, únicamente por la presencia de árboles, vegetación ó áreas protegidas, los conductores eléctricos y otras superficies energizadas asociadas a las líneas, deberán ser protegidos o aislados para la tensión de operación;

15.2 Para el diseño del aislamiento de las líneas aéreas deberá seleccionarse aisladores que estén garantizados para evitar saltos de arco eléctrico en condiciones de operación, sobretensiones transitorias, humedad, temperatura, lluvia o acumulaciones de suciedad, sal y otros contaminantes que no son desprendidos de una manera natural;

15.3 Los aisladores podrán ser de porcelana, vidrio u otro material que tengan características mecánicas y eléctricas equivalentes o superiores que los antes mencionados. Deberán estar identificados por su fabricante ya sea con su nombre comercial, con un número de catálogo, u otro medio, de tal forma que permita determinar sus propiedades eléctricas y mecánicas a través de catálogos u otra literatura;

15.4 Los aisladores deberán tener suficiente resistencia mecánica para soportar esfuerzos mecánicos a los que están sometidos por: cargas máximas de viento, severo abuso mecánico, descargas electroatmosféricas, arcos de energía y condiciones de contaminación desfavorable (salinidad, corrosión, gases y lluvia ácida, humo, polvo, neblina, etc.), sin exceder los siguientes porcentajes de su resistencia mecánica a la ruptura;

A) Cantilever 40 %
B) Compresión 50 %
C) Tensión 50 %

15.5 El nivel de aislamiento de los aisladores. Los valores de tensión de flameo en seco de un aislador o de una cadena de aisladores cuando se prueban de acuerdo con las normas ANSI C29.1-1988 no deben ser inferiores que los presentados en la tabla "A". En zonas en donde las descargas electroatmosféricas son severas o existen condiciones de contaminación atmosférica alta u otra condición de contaminación desfavorable, deben usarse aisladores con tensiones de flameo en seco adecuadas a esas condiciones y no menores a los indicados en la tabla "A".

Tabla "A"
Tensiones mínimas de flameo en seco, de aisladores

Tensión Nominal entre fases (kV)	Tensión mínima de prueba (kV)	Tensión Nominal entre fases (kV)	Tensión mínima de prueba (kV)	Tensión Nominal entre fases (kV)	Tensión mínima de prueba (kV)	Tensión Nominal entre fases (kV)	Tensión mínima de prueba (kV)
0.75	5	13.2	55	46	125	138	390
2.4	20	23.0	75	69	175	161	445
6.9	39	34.5	100	115	315	230	640

15.6 Los aisladores deberán cumplir con la Norma ANSI C29.

Artículo 16. **Puesta a Tierra de Circuitos, Estructuras y Equipo.** Las Puestas a tierra indicadas a continuación, deberán efectuarse de conformidad con los métodos indicados en el TITULO II, Capítulo IV de estas Normas.

16.1 **Conductor Neutral.** Todos los conductores utilizados como neutral en circuitos primarios, secundarios y líneas de servicio deben estar efectivamente conectados a tierra. Esto no aplica para aquellos circuitos diseñados para dispositivos de detección de fallas a tierra y con impedancia limitadora de corriente;

16.2 **Partes no portadoras de corriente**. Las estructuras metálicas, incluyendo postes de alumbrado; las canalizaciones metálicas; los marcos, carcasas y soportes del equipo de líneas aéreas; las cubiertas metálicas de los cables aislados; las palancas metálicas para operación de equipo, así como cables mensajeros, estarán efectivamente conectados a tierra de tal manera que durante su operación no ofrezcan peligro a las personas. Puede omitirse esta puesta a tierra en casos especiales, cuando así lo requiera la operación del equipo, siempre que existan protectores o tengan otra clase de aislamiento que impidan el contacto de personas o animales con dichas partes metálicas, o bien cuando éstas quedan fuera de su alcance, a una altura mayor de 2.5 m;

16.3 **Retenidas**. Las retenidas también deberán cumplir con lo indicado en el párrafo anterior, cuando formen parte de estructuras que soporten circuitos de más de 300 V o estén expuestas a contacto con dichos circuitos. Esta disposición no es aplicable en los siguientes casos:

A) Cuando las retenidas tengan uno o más aisladores, siempre que estos cumplan con lo indicado en el Articulo 20, inciso 20.4, literales E, F,& G y;

B) Cuando la estructura soporte exclusivamente cables aislados.

Artículo 17. Conductores

17.1 Los conductores deberán ser de un material o una combinación de materiales que minimicen la corrosión por causa de las condiciones ambientales;

17.2 Las líneas aéreas se ejecutarán como regla general, con conductores desnudos. En caso de usar conductores cubiertos de una capa aislante, ésta deberá ser resistente a las acciones atmosféricas;

17.3 Al seleccionar los conductores desnudos con base a su capacidad de corriente, se recomienda no sobrepasar los valores que han sido determinados con base a las propiedades físicas del material, bajo ciertas condiciones de temperatura ambiente y de elevación de temperatura del propio conductor. La tabla No. 1 muestra valores máximos de capacidad de conducción de corriente para los calibres de conductores de cobre y aluminio desnudos más usuales en líneas aéreas. Estas capacidades corresponden a 75ºC de temperatura total en el conductor, operando a un régimen de carga constante.

Tabla No. 1
Capacidad máxima de conducción de corriente en conductores desnudos de cobre, ACSR y aluminio.

CALIBRE AWG o MCM	COBRE (*) (AMPERES)	ACSR (AMPERES)	ALUMINIO (AMPERES)	CALIBRE AWG o MCM	COBRE (*) (AMPERES)	ACSR (AMPERES)	ALUMINIO (AMPERES)
8	90	-	-	336.4	-	530	520
6	130	100	98	477.0	-	670	650
4	180	140	130	636.0	-	780	760
2	240	180	180	795.0	-	910	880
1/0	310	230	235	954.0	-	1010	970
2/0	360	270	275	1113.0	-	1110	1100
3/0	420	300	325	1351.0	-	1250	1230
4/0	490	340	375	1510.5	-	1340	1375
266.8	-	460	445	1590.0	-	1380	1600

Bases:

1) Temperatura total máxima en el conductor: 75ºC
2) Temperatura ambiente: 25ºC
3) Velocidad del viento: 0.6 m/s
4) Factor de emisividad: 0.5
5) Frecuencia: 60 Hertz
6) (*): Conductor de cobre duro con 97.3% de conductividad

Artículo 18. Distancias mínimas de seguridad.

18.1 Generalidades:

A) Aplicación. Este artículo cubre las distancias mínimas de seguridad, de las situaciones más comunes, de líneas aéreas de suministro eléctrico y de comunicaciones y tiene la intención de desarrollar una doble función bajo las condiciones de operación esperadas:

1) Limitar la posibilidad de contacto por personas con los circuitos o equipos;
2) Impedir que las instalaciones de un distribuidor entren en contacto con, las instalaciones de otro o con la propiedad pública o privada.

B) Medición de distancias y espaciamientos: Para referirse a la separación entre conductores y sus soportes, estructuras, construcciones, nivel del suelo, etc., se usan en este artículo los términos distancia y espaciamiento. A menos que se diga otra cosa, todas las distancias deben medirse de superficie a superficie y todos los espaciamientos se deberán medir de centro a centro. Para propósito de medición de las distancias, los herrajes y accesorios que estén energizados debido a su conexión eléctrica a los conductores de la línea, se deben considerar como parte integral de los mismos conductores. Las bases metálicas de las mufas, pararrayos y de equipos similares deben ser consideradas como parte de la estructura de soporte.

C) Cables de suministro: Las distancias para los tipos de cables descritos en los siguientes subincisos, así como para sus empalmes y derivaciones, pueden ser menores que las establecidas para conductores desnudos de la misma tensión eléctrica, siempre que sean capaces de soportar pruebas conforme a Normas aplicables.

1) Cables de cualquier tensión que tengan cubierta o pantalla metálica contínua efectivamente puesta a tierra, o bien cables diseñados para operar en un sistema de conexión múltiple a tierra de 22 kV ó menos, que tengan una pantalla semiconductora sobre el aislamiento combinada con un adecuado sistema metálico para descarga, cuando estén soportados y cableados junto con un mensajero neutro desnudo efectivamente puesto a tierra;
2) Cables de cualquier tensión no incluidos en el subinciso anterior, que tengan una pantalla semiconductora contínua sobre el aislamiento combinada con un adecuado sistema metálico para descarga, cuando estén soportados y cableados junto con un mensajero desnudo efectivamente conectado a tierra;
3) Cables aislados sin pantalla sobre el aislamiento, que operen a tensiones no mayores de 5 kV entre fases o 2.9 kV de fase a tierra.

D) Conductores Cubiertos (encerrados): Los conductores cubiertos deben ser considerados como desnudos para todos los requisitos de distancias, excepto en lo que se refiere al espaciamiento entre conductores de la misma fase o de diferentes circuitos, incluyendo conductores conectados a tierra. El espaciamiento para conductores cubiertos puede ser menor que el mínimo requerido para conductores desnudos, siempre y cuando sean propiedad de la misma empresa y que su cubierta provea suficiente resistencia dieléctrica para prevenir corto circuitos en caso de contacto momentáneo entre conductores, o entre éstos y el conductor conectado a tierra.

E) Conductor Neutral:

1. Los conductores neutrales efectivamente conectados a tierra a lo largo de la línea, cuando estén asociados con circuitos hasta de 22 kV a tierra, pueden considerarse, para fines de fijar su distancia y altura, como conductores mensajeros o retenidas.
2. Todos los otros conductores neutrales deben tener la misma distancia y altura que los conductores de fase de sus respectivos circuitos.

F) Circuitos de corriente alterna y continua: Las disposiciones de este artículo son aplicables tanto a circuitos de corriente alterna como de corriente continua. En los circuitos de corriente continua, se deben aplicar las mismas distancias establecidas para los circuitos de corriente alterna que tengan la misma tensión de cresta a tierra.

18.2 Distancias de seguridad verticales de conductores sobre el nivel del suelo, carreteras, vías férreas y superficies con agua. Los requisitos de este numeral se refieren a la altura mínima que deben guardar los conductores y cables de líneas aéreas, respecto del suelo, agua y parte superior de rieles de vías férreas:

A) Aplicación. Las distancias verticales deben ser como mínimo las indicadas en la Tabla No.2 y se aplican bajo las siguientes condiciones:

1) La condición que ocasione la mayor flecha final: temperatura en los conductores de 50ºC, sin desplazamiento de viento, o la temperatura máxima del conductor para la cual fue diseñada la operación de la línea sin desplazamiento de viento, cuando esta temperatura es mayor de 50ºC;
2) flecha final sin carga, en reposo;

B) Distancias adicionales para conductores.

1) Para tensiones entre 22 y 470 kV, la altura básica de los conductores especificada en la Tabla No. 2 deberá incrementarse 0.01m por cada kV en exceso de 22 kV. Todas las distancias para tensiones mayores de 50 kV deben ser basadas en la máxima tensión de operación.
2) Para tensiones mayores de 50 kV, las distancia adicional del inciso anterior deberá aumentarse tres por ciento (3%) por cada 300 m de altura de exceso de 1,000 m sobre el nivel del mar.

Tabla No. 2
Distancias mínimas de seguridad verticales de conductores sobre vías ferreas, el suelo o agua

Naturaleza de la superficie bajo los conductores	Conductores de comunicación aislados, retenidas aterrizadas, conductores neutros y cables eléctricos aislados (m)	Cables suministradores aislados de más de 750 V y conductores suministradores en línea abierta de 0 – 750 V (m)	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 750 V a 22 kV. (m)	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 22 a 470 kV. (m)
Vías férreas	7.2	7.5	8.1	8.1 + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito	4.7	5.0	5.6	5.6 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Aceras o caminos accesibles sólo a peatones	2.9	3.8	4.4	4.4 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Aguas donde no está permitida la navegación	4.0	4.6	5.2	5.2 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV
Aguas navegables incluyendo lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de: a) Hasta 8 ha b) Mayor a 8 hasta 80 ha c) Mayor de 80 hasta 800 ha d) Arriba de 800 ha	 5.3 7.8 9.6 11.4	 5.6 8.1 9.9 11.7	 6.2 8.7 10.5 12.3	6.2/8.7/10.5 ó 12.3 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV

Nota: todas las tensiones son dadas de fase a tierra

18.3 Distancias de seguridad entre conductores soportados por diferentes estructuras:

A) Generalidades. Cuando sea práctico, los cruces de conductores deben hacerse en una misma estructura. De otra forma, la distancia en cualquier dirección entre conductores que se crucen o sean adyacentes, soportados en diferentes estructuras, no deberá ser menor que la distancia requerida en la Tabla No. 3;

B) Consideraciones. Las distancias básicas, horizontales y verticales, especificadas en este numeral, deberán ser determinadas en el punto de mayor acercamiento entre los dos conductores, considerando las posibles posiciones de los mismos dadas por el movimiento generado por las condiciones siguientes:

1) A 15ºC, sin desplazamiento de viento, flecha inicial y final sin carga.
2) Con el conductor desplazado del punto de reposo por una presión de viento de 29 kg/m^2, con una flecha inicial y final a 15ºC.
3) Flecha final, con una de las siguientes condiciones de carga, aquella que produzca la mayor flecha: a 50ºC sin desplazamiento de viento o a la temperatura máxima del conductor para la cual fue diseñada la operación de la línea sin desplazamiento de viento, cuando esta temperatura es mayor de 50ºC.
4) La dirección supuesta del viento, será aquella que produzca la distancia más crítica.

C) Distancia Horizontal. La distancia horizontal en cruzamientos o entre conductores adyacentes soportados por diferentes estructuras, deberá ser cuando menos de 1.50 m. Para tensiones mayores de 129 kV se deberá incrementar esta distancia en 0.01 m por cada kV de exceso de 129 kV.

D) Distancia Vertical.

1) Requerimientos. La distancia vertical entre conductores que se crucen o sean adyacentes, soportados en diferentes estructuras, deberá ser cuando menos la indicada en la Tabla No. 3.

2) Tensiones mayores de 22 kV. La distancia mínima de seguridad entre los conductores deberá ser incrementada por la suma de lo siguiente: para los conductores del nivel superior entre 22 y 470 kV la distancia mínima de seguridad deberá ser incrementada en 0.01m por cada kV en exceso de 22 kV. Para los conductores del nivel inferior se deberá proceder de la misma manera. Esta distancia adicional debe ser calculada considerando que para tensiones mayores de 50 kV se deberá utilizar la máxima tensión de operación y si la tensión es menor de 50 kV se deberá utilizar la tensión nominal. El anterior incremento deberá aumentarse en un 3% por cada 300m de altura de exceso de 1,000 m sobre el nivel del mar para tensiones mayores de 50 kV.

Tabla No. 3
Distancias minimas de seguridad verticales entre conductores y cables soportados por diferentes estructuras

Nivel Inferior	NIVEL SUPERIOR			
	Conductores neutrales que cumplen con 18.1E1, retenidas aéreas (m)	**Cables y Conductores, mensajeros, retenidas de comunicación (m)**	**Conductores Suministradores de línea abierta De 0 a 750 V, (m)**	**Conductores Suministradores de línea abierta De 750 V-22 kV. (m)**
Conductores neutrales que cumplen con 18.1E1, retenidas aéreas	0.60 (1)	0.60 (1)	0.60	0.60
Cables y Conductores, mensajeros, retenidas de comunicación	-----	0.60 (1)	1.20	1.50
Conductores Suministradores de línea abierta De 0 a 750 V	-----	-----	0.60	0.60
Conductores Suministradores de línea abierta de 750 V-22 KV.	-----	-----	-----	0.60

Notas:
(1) La distancia puede ser reducida cuando ambas retenidas estén electricamente interconectadas

18.4 Distancias de seguridad de conductores a edificios y otras instalaciones:

A) Aplicación.

1) Distancias Vertical y Horizontal (Sin desplazamiento de viento): Las distancias, horizontal y vertical, especificadas en los incisos 18.4B y 18.4C, aplican para cualesquiera de las condiciones de temperatura del conductor y cargas que produzca el mayor acercamiento. El inciso 18.4A1(i) y 18.4A1(ii) aplica por encima y a lo largo de la instalación; el inciso 18.4A1(iii) aplica debajo y a lo largo de la instalación.:
   (i) A 50º C sin desplazamiento de viento, flecha final;
   (ii) A la temperatura máxima del conductor para la cual la línea fue diseñada para operar, si ésa es mayor a 50º C, sin desplazamiento de viento, flecha final;
   (iii) A la temperatura mínima del conductor para la cual la línea fue diseñada, sin desplazamiento de viento, flecha inicial.
2) Distancia Horizontal: Debe aplicarse con el conductor desplazado de su posición en reposo, por una presión de viento de 29 kg/m^2 con flecha final a 15ºC. El desplazamiento de los conductores deberá incluir la inclinación de la cadena de aisladores de suspensión con movimiento libre, cuando estos se usen.
3) Transición entre distancias horizontal y vertical: La distancia de seguridad horizontal predomina, sobre el nivel del techo o el punto superior de una instalación al punto donde la diagonal se iguala a los requerimientos de distancia de seguridad vertical. De forma similar, la distancia de seguridad horizontal predomina por encima o por debajo de las proyecciones de los edificios, anuncios u otras instalaciones al punto donde la diagonal se iguala a los requerimientos de la distancia de seguridad vertical. De este punto la distancia de seguridad de transición debe ser igual a la distancia de seguridad vertical, como se ilustra en la figura No. 2.
   Excepción: Donde la distancia de seguridad horizontal es mayor que la distancia de seguridad vertical, la distancia de seguridad vertical predomina más allá del nivel del techo o punto superior de una instalación ó proyección de una instalación a el punto donde la diagonal iguala los requerimientos de la distancia de seguridad horizontal.

B) Distancia de Conductores y cables a otras estructuras de soporte. Los conductores y cables que pasen próximos a estructuras de alumbrado público, de soporte de semáforos o de soporte de una segunda línea, deben estar separados de cualquier parte de esas estructuras por distancias no menores que las siguientes:

1) Una distancia horizontal, sin viento, de 1.50 m para tensiones de hasta 50 kV;
2) Una distancia vertical de 1.40 m para tensiones menores de 22 kV y de 1.70 m para tensiones entre 22 kV y 50 kV.

Para conductores neutrales, mensajeros, retenidas y cables que tengan cubierta o pantalla metálica continua, puesta efectivamente a tierra, y la tensión no exceda de 300 V a tierra, estas distancias pueden reducirse a 0.90 y 0.60 m, respectivamente.

C) Distancia de conductores y partes energizadas a edificios, anuncios, carteleras, chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques y otras instalaciones excepto puentes.

1) Distancias de seguridad vertical y horizontal:
   (i) Distancias de seguridad. Los conductores y partes energizadas pueden ser

colocadas adyacentes a los elementos mencionados, siempre y cuando las distancias verticales y horizontales no sean menores que las indicadas en la tabla No. 4, bajo las condiciones mencionadas en el numeral 18.4A1.

(ii) *Distancia horizontal bajo condiciones de desplazamiento por el viento*. Cuando los conductores son desplazados de su posición de reposo por el viento, bajo las condiciones expuestas en el numeral 18.4A2, las distancias de seguridad de esos conductores y cables a los elementos antes mencionados no deben ser menores que los valores expuestos en la tabla No. 3A :

Tabla 3A
Distancias minimas de seguridad de conductores y cables a edificios, anuncios, carteles, chimeneas, antenas de radio y television y otras instalaciones

Conductor o Cable	Distancia de seguridad horizontal requerida cuando es desplazada por el viento. m
Conductores de suministro en línea abierta , 0 a 750 V	1.1
Cables que cumplen con 18.1 C2, mayor de 750V.	1.1
Cable que cumple con 18.1 C3, mayor de 750 V	1.1
Conductores de suministro de línea abierta con tensiones superiores a 750 V hasta 22KV	1.4

2) Protección de Conductores de suministro y partes energizadas rígidas: Cuando no se puede cumplir con las distancias previstas en la tabla No. 4, estos elementos deben ser aislados.

3) Conductores adheridos o fijados a edificios u otras instalaciones:

Cuando ocurra que conductores de suministro estén permanentemente fijados a un edificio u otra instalación por requerirse para la prestación del servicio, tales conductores deben llenar los siguientes requisitos cuando estén sobre o a lo largo de la instalación a la cual el conductor esté fijado.

(i) Conductores energizados de acometidas de servicio entre 0 a 750 V, incluyendo derivaciones, deben estar aislados o cubiertos conforme artículo 18, numeral 18.1C ó 18.1D. Este requisito no aplica a conductores neutrales;

(ii) Conductores de más de 300 V a tierra, deberán estar protegidos, cubiertos (encerrados), aislados ó inaccesibles;

(iii) La distancia de seguridad de conductores a soportes deberá cumplir con lo establecido en la tabla No. 9;

(iv) Los Conductores de acometida para el servicio incluyendo vueltas para goteo, no deben ser accesibles con facilidad, y cuando no sean mayores de 750 V, deben tener una distancia de seguridad no menor que las siguientes:

(a) 2.45 m desde el punto más alto del techo o balcón sobre el que pasa.

Excepción No. 1: Si la tensión entre conductores no excede los 750 V o donde los cables cumplen con 18.1C2 y 18.1C3 y la tensión no excede los 750 V y el techo o balcón no es fácilmente accesible, la distancia de seguridad puede ser de hasta 0.90 m. Un techo o balcón es considerado fácilmente accesible a peatones si este puede ser casualmente accesado a través de puertas, ventanas, rampas o escaleras sin que la

persona realice un extraordinario esfuerzo físico o emplee herramienta especial.

Excepción No. 2: Cuando un techo o balcón no es fácilmente accesible, y la acometida cumple una de las siguientes condiciones: Pasa sobre el techo de la vivienda para terminar en un accesorio de acometida, el cual no debe estar a más de 1.20 m, medido horizontalmente, de la orilla más cercana del techo; Se debe mantener una distancia mínima vertical de 0.46 m del punto más bajo de la acometida al techo y a 1.80 m medidos horizontalmente desde el accesorio de la acometida en dirección del cable de acometida, debe haber una distancia vertical mínima de 0.90 m, medidos desde el cable de acometida hacia el techo (Figura No.1).

i) Tensión entre conductores de 300 V ó menos, ó

ii) Cables de 750 V ó menos que cumplan con 18.1C2 ó 18.1C3.

(b) 0.90 m en cualquier dirección de ventanas, puertas, pórticos, salida de incendio o localizaciones similares.

Excepción No. 1: No aplica para conductores de acometida que cumplen con 18.1C3 sobre el nivel superior de una ventana.

Excepción No. 2: No aplica para ventanas diseñadas para no poderse abrir.

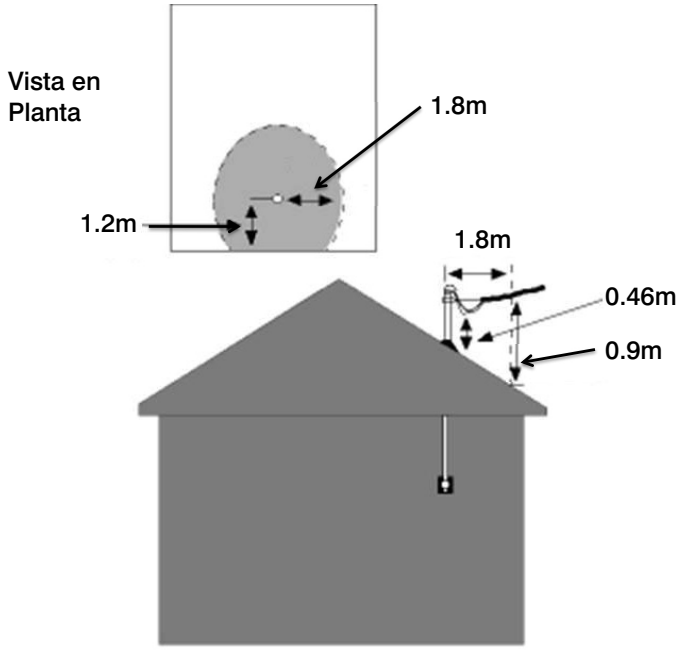


Figura No. 1
Distancia de Seguridad de Acometidas de Hasta 750V.

D) Distancias adicionales para tensiones mayores de 22 kV.

1) Para tensiones entre 22 y 470 kV, la distancia de los conductores especificada en la Tabla No. 4 deberá incrementarse 0.01m por cada kV en exceso de 22 kV. Todas las distancias para tensiones mayores de 50 kV deben ser basadas en la máxima tensión de operación.

2) Para tensiones mayores de 50 kV, la distancia adicional del inciso anterior deberá aumentarse tres por ciento (3%) por cada 300 m de altura en exceso de 1000 m sobre el nivel del mar.

Tabla No 4.
Distancias minimas de seguridad de conductores a edificios y otras instalaciones

Distancias minimas de seguridad de		Conductores y cables de comunicación aislados, mensajeros, retenidas aterrizadas y no aterrizadas expuestas a tensiones de hasta 300 V, conductores neutrales que cumplen con 18.1 E1, cables de suministro que cumplen con 18.1 C1.	Cables Suministradores de 0 a 750 V que cumplen con 18.1C2.	Partes Rígidas Energizadas No protegidas de 0-750 V, conductores de comunicación no aislados, carcasas de equipo no aterrizado, retenidas no aterrizadas expuestas a conductores abiertos de suministro de 300 a 750 V	Cables Suministradores de más de 750V que cumplen con 18.1C2 ó 18.1C3,. Conductores Suministradores en línea abierta de 0 a 750 V.	Partes Rígidas Energizadas No protegidas de 750V-22kV, carcasas de equipo no aterrizado, retenidas no aterrizadas expuestas a tensiones de 750 V a 22 kV.	Conductores Suministradores en línea abierta de 750 V-22 kV.
		m	m	m	m	m	m
Edificios	Horizontal a paredes, ventanas y áreas accesibles a personas	1.4 (1,2)	1.5 (1,2)	1.5 (1,2)	1.7(1,4)	2.0 (1,2)	2.3 (1,5,6)
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas no accesibles a personas	0.9	1.10	3.0	3.2	3.6	3.8
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas accesibles a personas y vehículos además de vehículos pesados (Nota 3)	3.2	3.4	3.4	3.5	4.0	4.1
	Vertical arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados (Nota 3)	4.7	4.9	4.9	5.0	5.5	5.6
Anuncios, chimeneas, antenas, tanques	Horizontal	0.9	1.07	1.5 (1)	1.7 (1,4)	2.0 (1)	2.3 (1,2,5,6)
	Vertical arriba o abajo de cornisas y otras superficies sobre las cuales pueden caminar personas	3.2	3.4	3.4	3.5	4.0	4.1
	Vertical arriba o abajo de otras partes de tales instalaciones	0.9	1.07	1.7	1.8 (1)	2.45	2.3

Notas:

1. Los edificios, anuncios, chimeneas, antenas, tanques u otras instalaciones que no requieran de mantenimiento tal como pintura, lavado u otra operación que requiera personas trabajando o pasando en medio de los conductores y el edificio, la distancia mínima de seguridad puede ser reducida en 0.60 m.
2. Cuando el espacio disponible no permita alcanzar este valor, la distancia mínima de seguridad puede ser reducida en 0.60 m
3. Para efectos de estas Normas, vehículo pesado se define como aquel vehículo que excede los 2.45 m de altura.
4. La distancia mínima de seguridad en reposo no debe ser menor que el valor indicado en esta tabla. Cuando el conductor o cable es desplazado por el viento, la distancia mínima de seguridad no debe ser menor a 1.1 m , ver Artículo 18.4C1(ii).
5. La distancia mínima de seguridad en reposo no debe ser menor que el valor indicado en esta tabla. Cuando el conductor o cable es desplazado por el viento, la distancia mínima de seguridad no debe ser menor a 1.40 m , ver Artículo 18.4C1(ii).
6. En lugares donde el espacio disponible no permite alcanzar este valor, la distancia mínima de seguridad puede ser reducida a 2.00 m para conductores de hasta 8.7 kV a tierra.
7. Todas las tensiones son de fase a tierra para circuitos efectivamente aterrizados.

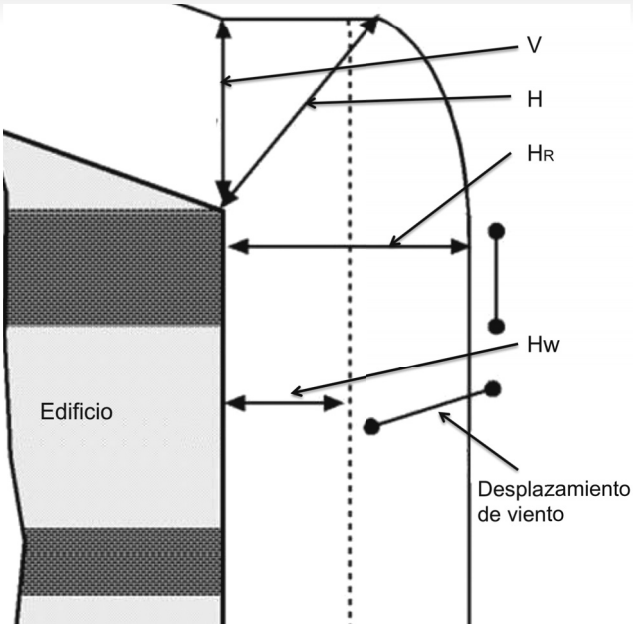


Figura No. 2
Distancia Mínima de Seguridad a Edificios

HR= Distancia mínimas de Seguridad horizontal requerida cuando el conductor está en reposo.

HW= Distancia mínima de seguridad horizontal requerida cuando el conductor es desplazado, hacia el edificio, por el viento.

18.5 Distancias de seguridad entre conductores y cables soportados en la misma estructura:

A) Aplicación: Los requisitos de este artículo establecen las distancias mínimas entre conductores de líneas aéreas, eléctricas y de comunicación, así como las que estos deben guardar a sus soportes, retenidas, cables de guarda, etc., cuando están instalados en una misma estructura.

Todas las tensiones son entre conductores involucrados. A menos que se indique de otra forma, la tensión entre conductores de diferentes fases de distintos circuitos, debe tomarse como el mayor valor que resulte de los siguientes:

1) La diferencia vectorial entre los conductores involucrados;
2) La tensión de fase a tierra del circuito de más alta tensión.

B) Distancia horizontal entre conductores y cables de línea: La distancia horizontal entre conductores y cables de línea deberá ser como sigue:

1) En soportes fijos: Los conductores y cables en soportes fijos (con aisladores rígidos) deben tener una distancia horizontal en sus soportes no menor que el mayor de los valores obtenidos según los subincisos 1.1 y 1.2 siguientes. Estas distancias no aplican si son cables aislados o bien si son conductores cubiertos de un mismo circuito

1.1 Distancia Horizontal mínima: La distancia horizontal entre conductores y cables, ya sean del mismo o de diferente circuito, no debe ser menor que la especificada en la Tabla No. 5.

1.2 Distancia de acuerdo a la flecha: La distancia horizontal entre soportes de conductores y cables, ya sean del mismo o de diferente circuito, no debe ser menor que el valor dado por las fórmulas 1 y 2. En caso de que el valor obtenido de la Tabla No. 5 sea mayor, debe usarse ese valor, excepto para conductores y cables del mismo circuito con tensión mayor de 50 kV.

Fórmula 1. Para conductores y cables de área transversal menor de 33.6mm^2 (No. 2 AWG)

$$S = 7.6*(kV)+20.4*\sqrt{f-610}$$

Fórmula 2. Para conductores y cables de área transversal mayor o igual a 33.6mm^2 (No. 2 AWG)

$$S = 7.6*(kV)+8*\sqrt{2.12*f}$$

En donde:

S = La distancia en mm

kV = Es la tensión entre los dos conductores y cables para los que se calcula la distancia;

f = Es la flecha aparente en mm, del conductor de mayor flecha en el vano.

La tabla No. 6 muestra las distancias que se obtienen al aplicar las fórmulas 1 y 2 anteriores, en algunos valores de flecha y tensión eléctrica de conductores y cables.

Tabla No. 5
Distancia horizontal minima de separacion entre conductores del mismo o de diferente circuito en sus soportes fijos

Clase de circuito	Distancia minima de seguridad en cm	Notas
Línea de comunicación abierta	15 7.5	No aplica a transposiciones Permitido en casos donde el espacio entre pines es menor de 15 cm
Conductores eléctricos del mismo circuito: • De 0 a 8.7 kV. • De 8.7 a 50 kV. • Mayor de 50 kV.	30 30 más 1.0 cm por cada kV en exceso de 8.7 kV. No hay valor especificado	
Conductores eléctricos de diferentes circuitos: • De 0 a 8.7 kV. • De 8.7 a 50 kV. • De 50 a 814 kV.	30 30 más 1.0 cm por cada kV en exceso de 8.7 kV. 72.5 más 1.0 cm por cada kV de exceso de 50 kV.	Para todas las tensiones mayores de 50 kV, la distancia de separación deberá ser incrementada en 3 % por cada 300 m en exceso de 1,000 m sobre el nivel del mar. Todas las distancias para tensiones mayores de 50 kV Deberán ser basadas en la máxima tensión de operación.

Tabla No. 6
Distancia horizontal minima de conductores en sus soportes fijos, del mismo o de diferente circuito de acuerdo con su flecha

Tensión nominal Entre fases KV	S en m (Fórmula 1)					S en m (Fórmula 2)				
	Para flecha "f" en m de:					Para flecha "f" en m de:				
	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
13.8	0.51	0.71	0.86	0.98	1.09	0.47	0.55	0.62	0.69	0.74
34.5	0.66	0.87	1.02	1.14	1.25	0.63	0.71	0.78	0.84	0.90

C) Distancia Vertical entre conductores de línea: La distancia vertical entre conductores de línea localizados en diferentes niveles de una misma estructura, debe ser cuando menos la indicada en los incisos siguientes:

1) Distancia básica de conductores, del mismo o de diferentes circuitos: Las distancias indicadas en la Tabla No. 7 deben aplicarse a conductores con tensiones hasta 50 kV.

Excepción No.1: Los conductores soportados por bastidores verticales, o por ménsulas separadas verticalmente deben cumplir con los requerimientos del artículo 18, numeral 18.5 D.

Excepción No.2: Este requisito no se aplica a conductores cubiertos del mismo circuito.

2) Distancias Adicionales:

Las distancias que se indican en la Tabla No. 7, deben incrementarse de acuerdo con las condiciones citadas a continuación. Los incrementos serán acumulables cuando sea aplicable más de una de estas condiciones.

2.1) Tensiones entre conductores mayores de 50 kV;

i) Para tensiones entre 50 y 814 kV, la distancia entre conductores de diferentes

circuitos debe ser incrementada 0.01 m por cada kV en exceso de 50 kV;

ii) El incremento en distancia para tensiones mayores de 50 kV, especificado en el punto anterior debe aumentarse 3 % por cada 300 m de altura en exceso de 1,000 metros sobre el nivel del mar;

iii) Todas las distancias para tensiones superiores a 50 kV, deben determinarse con base a la tensión máxima de operación.

2.2) Distancias de acuerdo a la flecha:
Los conductores soportados a diferentes niveles en la misma estructura, deben tener una distancia vertical en sus soportes, de tal forma que la distancia mínima entre ellos, en cualquier punto del vano, no sea menor que la establecida en los puntos siguientes. Para propósitos de esta determinación el conductor superior tiene su flecha final a la máxima temperatura para la cual el conductor es diseñado para operar. El conductor inferior estará a las mismas condiciones pero sin carga eléctrica.

Excepción: Este requerimiento no aplica a conductores de la misma empresa, cuando los conductores son del mismo tamaño y tipo y son instalados a la misma tensión y flecha.

i) Para tensiones menores de 50 kV entre conductores, se puede aplicar el 75% de la distancia entre soportes indicada en la Tabla No. 7.

ii) Para tensiones mayores de 50 kV entre conductores, el valor especificado en el punto i) anterior, debe incrementarse de acuerdo con lo indicado en el punto 2.1 anterior.

Tabla No. 7
Distancias de seguridad vertical entre conductores, en sus soportes

Conductores y cables en niveles inferiores	Conductores y cables en niveles superiores			
	Cables de suminstro que cumplen con 18.1C1,2 ó 3, conductores neutrales que cumplen con 18.1E1 (m)	Conductores de suministro abiertos		
		De 0 A 8.7 kV (m)	MAS DE 8.7kV A 50 Kv (m)	
			Misma empresa (m)	Diferente empresa (m)
De Comunicación • En general	1.00	1.00	1.00	1.00 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.
Eléctricos con tensión entre conductores de:				1.00 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.
• Hasta 750 V	0.41	0.41 (1)	0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.	1.00 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.
• Más de 750 V Hasta 8.7 kV		0.41(1)	0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.	1.00 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.
• Más de 8.7 kV a 22 kV - si se trabaja con línea energizada			0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.	1.00 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.
- Si no se trabaja con línea energizada				0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.
Más de 22 kV sin exceder 50 kV			0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.	0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.

Nota:
(1) Cuando los conductores son operados por empresas diferentes, una distancia vertical no menor a 1.00 m es recomendada.

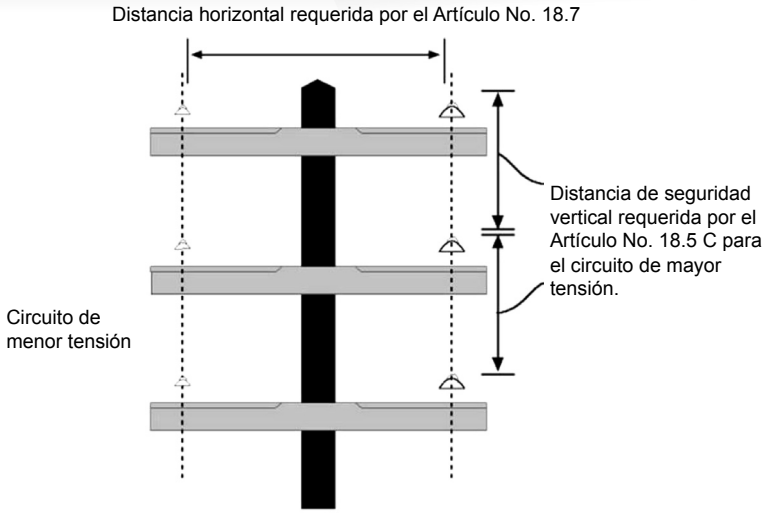


Figura No. 3
Distancia de Seguridad Vertical entre Conductores en sus Soportes

D) Espaciamiento entre conductores soportados en bastidores verticales:
Los conductores pueden instalarse a una menor distancia vertical que la indicada anteriormente, cuando estén montados en bastidores verticales o en ménsulas separadas colocadas verticalmente, siempre que no sean de madera, que estén firmemente sujetos a un lado de la estructura y se cumpla con las siguientes condiciones:

1) La tensión entre conductores no debe ser mayor de 750 V, excepto cuando los cables y conductores cumplan los requerimientos del artículo 18, numeral 18.1C1 o 18.1C2;
2) Todos los conductores deben ser del mismo material;
3) El espaciamiento vertical entre conductores no debe ser menor que el indicado en la Tabla No. 8.

Tabla No. 8
Espaciamiento vertical mínimo entre conductores soportados en bastidores verticales

Longitud del vano	Espaciamiento vertical mínimo entre conductores
m	m
Hasta 45	0.10
De 45 a 60	0.15
De 60 a 75	0.20
De 75 a 90	0.30

Excepción: Si los conductores tienen separadores intermedios adecuados, el espaciamiento vertical puede ser como mínimo 0.10 m en cualquier caso.

E) Distancia de separación mínima en cualquier dirección de conductores de línea a soportes o la estructura, a otros conductores verticales o derivados y retenidas sujetos a la misma estructura:

1) En soportes fijos: La distancia no debe ser menor que la indicada en la Tabla No. 9

2) En aisladores de suspensión: Cuando se usen aisladores de suspensión que puedan oscilar libremente, la distancia mínima debe ser incrementada lo necesario para que, cuando la cadena de aisladores forme su máximo ángulo de diseño con la vertical, la distancia no sea menor que la indicada en la tabla No. 9. El máximo ángulo de diseño debe ser basado en una presión de viento de 29 kg/m^2 sobre el conductor y a una flecha final de 15º C.

Tabla No. 9

Distancia de separacion minima en cualquier direccion de conductores de linea a soportes o a la estructura, a otros conductores verticales o derivados y retenidas sujetas a la misma estructura

Línea aérea	Líneas de comunicación		Líneas de suministro		
	En estructuras de soporte		Tensión entre fases		
	Sólo líneas de comunicación	Lineas de comunicación y electricas	0 a 8.7 kV.	8.7 a 50 kV.	50 a 814 KV.
	cm	cm	cm	cm	cm
CONDUCTORES VERTICALES O DERIVADOS					
• Del mismo circuito	7.5	7.5	7.5	7.5 más 0.65 cm por cada kV en exceso de 8.7 kV.	Valor no especificado
• De diferente circuito	7.5	7.5	15 (5)	15 más 1cm por cada kV en exceso de 8.7	58 más 1 cm por cada kV en exceso de 50
RETENIDAS Y MENSAJEROS SUJETOS A UNA MISMA ESTRUCUTRA					
• Cuando estén paralelos a la línea	7.5	15	30	30 más 1 cm por cada kV en exceso de 8.7	74 más 1 cm por cada kV En exceso de 50
• Retenidas de ancla	7.5	15 (1)	15	15 más 0.65 por cada kV en exceso de 8.7	41 más 0.65 cm por cada kV en exceso de 50
• Otros	7.5	15 (1)	15	15 más 1cm por cada kV en exceso de 8.7	58 más 1 cm por cada kV En exceso de 50
SUPERFICIES DE CRUCETAS	7.5 (2)	7.5 (2)	7.5 (6) (7)	7.5 más 0.50 cm por cada kV en exceso de 8.7 (6) (7) (8)	28 más 0.50 cm por cada kV en exceso de 50
SUPERFICIES DE ESTRUCTURAS					
• Que soporten líneas de comunicación y eléctricas	- - -	12.5 (2)	12.5 (3) (6) (7)	12.5 más 0.50 cm por cada kV En exceso de 8.7 (6) (7)	33 más 0.50 cm por cada kV en exceso de 50
• Otros	7.5 (2)	- - -	7.5	7.5 más 0.50 cm por cada kV en exceso de 8.7 (6) (7)	28 más 0.50 cm por cada kV en exceso de 50

Notas:

(1) En estructuras que soporten líneas de comunicación y eléctricas, en las que sus retenidas pasen a 30 cm o menos de conductores eléctricos y de comunicación a la vez, dichas retenidas deben ser protegidas con una cubierta aislante adecuada en el tramo cercano al conductor eléctrico. Esto no es necesario si la retenida está efectivamente puesta a tierra, o tiene un aislador tipo retenida, localizado a un nivel inferior del conductor eléctrico más bajo y arriba del conductor de comunicación más alto;

(2) Los conductores de comunicación pueden tener una menor distancia, cuando se sujeten con soportes colocados en la base o lados de las crucetas o en la superficie de postes;

(3) Esta distancia solamente se aplica a conductores eléctricos soportados debajo de conductores de comunicación, en la misma estructura. Cuando los conductores eléctricos estén arriba de los de comunicación, esta distancia puede reducirse a 7.5 cm.

(4) Para conductores de circuitos con tensión mayor de 50 kV, la distancia adicional se debe incrementar 3% por cada 300 m de altura en exceso de 1000 m sobre el nivel del mar. Todas las distancias para tensiones superiores a 50 kV, deben determinarse con base en la tensión máxima de operación.

(5) Para circuitos de 750 V ó menos, esta distancia puede reducirse a 7.5 cm.

(6) Un conductor neutro que esté efectivamente conectado a tierra a lo largo de la línea y asociado con circuitos de hasta 22 kV a tierra, puede sujetarse directamente a la estructura;

(7) Para líneas eléctricas abiertas de 750 V ó menos y cables eléctricos de cualquier tensión, de los tipos descritos en el numeral 18.1 inciso B), esta distancia puede reducirse a 2.5 cm;

(8) En los circuitos con conductor neutro efectivamente conectado a tierra, que cumpla con lo indicado en el numeral 18.1 inciso D), puede utilizarse la tensión de fase a neutro para determinar la distancia entre los conductores de fase y la superficie de las crucetas.

F) Distancias de separación entre circuitos de diferente nivel de tensión en la misma cruceta.

Circuitos de suministro eléctrico, de los niveles de tensión indicados en la tabla No. 7, pueden ser instalados sobre el mismo crucero de soporte con circuitos de la siguiente clasificación de tensión sólo si se cumple uno ó más de las siguientes condiciones:

1) Si los circuitos ocupan posiciones sobre lados opuestos de la estructura;
2) Si las distancias no son menores que los espacios requeridos para escalar y poder darle mantenimiento a las líneas;
3) Si los conductores del circuito de mayor tensión ocupan la posición externa y los conductores del circuito de menor tensión ocupan la posición interna.

18.6 Distancias de seguridad vertical sobre el suelo para equipo de servicio eléctrico instalado en estructuras:

A) Altura básica mínima. La altura básica mínima sobre el suelo, de partes energizadas de equipo no protegidas, tales como terminales de transformadores y pararrayos y tramos cortos de conductores eléctricos conectados al equipo, se indica en la Tabla No. 10.

B) Alturas adicionales para conductores. Para tensiones mayores a 22 kV, la altura básica de los conductores deberá incrementarse 0.01m por cada kV de exceso. Dicho incremento deberá aumentarse tres por ciento (3%) por cada 300 m de altura de exceso de 1000 m sobre el nivel del mar.

C) Tensión de fase a tierra. Todas las tensiones son de fase a tierra para circuitos efectivamente conectados a tierra, así como para aquellos otros circuitos donde todas las fallas a tierra sean aisladas por una rápida desenergización de la sección bajo falla, tanto en la operación inicial del interruptor como en las subsecuentes.

D) Cambios de nivel de la superficie. Estas alturas no consideran los posibles cambios de nivel de la superficie de carreteras, calles, callejones, etc., debidos a mantenimiento vial.

Tabla No. 10
Distancias minimas de seguridad verticales sobre el suelo para equipo de servicio electrico instalado en estructuras

Naturaleza de la superficie bajo las partes energizadas	Equipo con la carcasa efectivamente aterrizada	Partes Energizadas Rígidas No protegidas de 0 a 750 V y carcasas de equipos no aterrizados conectados a circuitos de no más de 750 V	Partes Energizadas Rígidas No protegidas de 750 V a 22 kV y carcasas de equipos no aterrizados conectados a circuitos de más de 750 V a 22 kV.	Partes Energizadas Rígidas No protegidas de más de 22 kV y carcasas de equipos no aterrizados conectados a circuitos de más de 22 kV.
	(m)	(m)	(m)	(m)
Areas accesibles solo a peatones	3.4	3.6 (1)	4.3	4.3 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Areas a ser transitadas por vehículos	4.6	4.9	5.5	5.5 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.

Notas:
(1) Esta distancia puede ser reducida a 3.00 m para partes energizadas aisladas con una tensión máxima de 150 V a tierra.

18.7 Espacio para escalar:

Los siguientes requisitos se aplican únicamente a las partes de las estructuras utilizadas por los trabajadores para escalar.

A) Localización y Dimensiones:

1) Debe dejarse un espacio para escalar con las dimensiones horizontales especificadas en el inciso E) de este numeral enfrente de cualquier conductor, cruceta y otras partes similares
2) El espacio para escalar se requiere solamente en un lado o esquina del soporte;
3) El espacio para escalar debe extenderse verticalmente arriba y debajo de cada nivel de conductores, como se indica en los incisos E) y F) de este numeral, pero puede cambiarse de un lado o esquina del soporte a cualquier otro.

B) Partes de la estructura en el espacio para escalar:

Cuando las partes de la estructura estén en un lado ó esquina del espacio para escalar, no se considera que obstruyan dicho espacio.

C) Localización de las crucetas respecto del espacio para escalar:

Se recomienda que las crucetas se localicen en el mismo lado de la estructura. Esta recomendación no es aplicable cuando se utilicen crucetas dobles o cuando las crucetas no sean paralelas.

D) Localización de equipo eléctrico respecto del espacio para escalar:

Equipos eléctricos como transformadores, reguladores, capacitores, mufas, pararrayos e interruptores deben ser instalados fuera del espacio para escalar, cuando se localicen bajo los conductores;

E) Espacio para escalar entre conductores:

El espacio para escalar entre conductores debe tener las dimensiones horizontales indicadas en la tabla No. 11. Estas dimensiones tienen el propósito de dejar un espacio para escalar de 0.60 m libre de obstáculos, siempre que los conductores que limitan dicho espacio estén protegidos con una cubierta aislante adecuada a la tensión existente. El espacio para escalar debe dejarse previsto longitudinal y transversalmente a la línea y extenderse verticalmente no menos de 1.0 m arriba y debajo de los conductores que limiten el espacio mencionado. Cuando existan conductores de comunicación arriba de conductores eléctricos de más de 8.7 kV a tierra o 15 kV entre fases, el espacio para escalar debe extenderse verticalmente cuando menos 1.5 m arriba del conductor eléctrico más alto.

Excepción No. 1: Este requisito no se aplica en caso de que se tenga establecida la práctica de que los trabajadores no suban más allá de los conductores y equipo, a menos de que estén desenergizados.

Excepción No. 2: Este requisito no se aplica si el espacio para escalar puede ser obtenido con el desplazamiento temporal de los conductores, utilizando equipo para trabajar con línea desenergizada.

F) Espacio para escalar frente a tramos longitudinales de línea no soportados por crucetas:

El ancho total del espacio para escalar debe dejarse frente a los tramos longitudinales y extenderse verticalmente 1.0 m arriba y abajo del tramo (o 1.5 m conforme a lo indicado en el inciso E) de este numeral). El ancho del espacio para escalar debe medirse a partir del tramo longitudinal de que se trate. Debe considerarse que los tramos longitudinales sobre bastidores, o los cables soportados en mensajeros, no obstruyan el espacio para escalar, siempre que, como práctica invariable, todos sus conductores sean protegidos con cubiertas aislantes adecuadas o en alguna otra forma, antes de que los trabajadores asciendan.

Excepción: Si se instala un tramo longitudinal en el lado o esquina de la estructura donde se encuentra el espacio para escalar, el ancho de este espacio debe medirse horizontalmente del centro de la estructura hacia los conductores eléctricos más próximos sobre la cruceta, siempre que se cumplan las dos condiciones siguientes:

1) Que el tramo longitudinal corresponda a una línea eléctrica abierta con conductores de 750 V o menos, o bien con cables aislados de los tipos descritos en el numeral 18.1 B), de cualquier tensión, los cuales estén sujetos cerca de la estructura por ménsulas, bastidores, espigas, abrazaderas u otros aditamentos similares.

2) Que los conductores eléctricos más próximos soportados en la cruceta, sean paralelos al tramo de línea eléctrica, se localicen del mismo lado de la estructura que dicho tramo y estén a una distancia no mayor de 1.2 m arriba o abajo del tramo de línea.

G) Espacio para escalar frente a conductores verticales:

Los tramos verticales protegidos con tubo conduit u otras cubiertas protectoras similares, que estén sujetos firmemente a la estructura sin separadores, no se considera que obstruyen el espacio para escalar.

Tabla No. 11
Distancia horizontal minima entre conductores que limitan el espacio para escalar

Tipo de conductores que limitan el espacio para escalar	Tension de los conductores (1)	Distancia horizontal entre conductores (3)		
		En estructuras que soporten solo		En estructuras que soporten
		Conductores de comunicación (n)	Conductores electricos (m)	Conductores electricos arriba de conductores de comunicacion (m)
Conductores de comunicación	De 0 a 150 V Más de 150 V	0.60		(Nota 2)
Cables eléctricos aislados	Todas las tensiones		0.60	0.60
Conductores de línea abierta	De 0 a 750 V 750 V a 15 kV. 15 kV A 28 kV. 28 kV A 38 kV. 38 kV A 50 kV. 50 KV A 73 kV. Más de 73 kV.		0.60 0.75 0.90 1.00 1.17 1.40 Más de 1.40	0.60 0.75 0.90 1.00 1.17 1.40

Notas:

(1) Todas las tensiones son entre los dos conductores que limitan el espacio para escalar, excepto para conductores de comunicación, en los que la tensión es a tierra. Cuando los conductores son de diferente circuito, la tensión entre ellos debe ser la suma aritmética de las tensiones de cada conductor a tierra, para un circuito conectado a tierra, o de fase a fase si se trata de un circuito no conectado a tierra.

(2) El espacio para escalar debe ser el mismo que el requerido para los conductores eléctricos colocados inmediatamente arriba, con un máximo de 0.75 m

(3) Para la utilización de estas distancias, los trabajadores deben tener presentes las normas de operación y seguridad correspondiente a la tensión de la línea de que se trate.

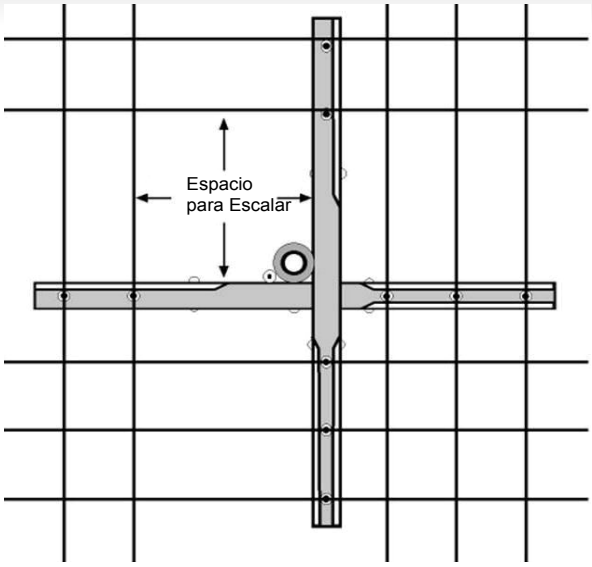


Figura No. 4
Espacio para Escalar

18.8 Espacios para trabajar:

A) Localización:

1) Deben dejarse espacios para trabajar localizados a ambos lados del espacio para escalar.

B) Dimensiones:

1) A lo largo de la cruceta. El espacio para trabajar debe extenderse desde el espacio para escalar hasta el más alejado de los conductores en la cruceta;

2) Perpendicular a la cruceta. El espacio para trabajar debe tener la misma dimensión que el espacio para escalar (véase artículo 18, numeral 18.7E). Esta dimensión debe medirse horizontalmente desde la cara externa de la cruceta;

3) Verticalmente. El espacio para trabajar debe tener una altura no menor que la señalada en el artículo 18, numeral 18.5C, para la distancia vertical de conductores soportados a diferentes niveles en la misma estructura.

C) Localización de conductores verticales y derivados respecto del espacio para trabajar:

1) Los espacios para trabajar no deben obstruirse por conductores verticales o derivados. Tales conductores deben ser colocados de preferencia en el lado de la estructura opuesto al lado destinado para escalar; de no ser esto posible, pueden colocarse en el mismo lado para escalar; siempre que queden separados de la cruceta por una distancia no menor que el ancho del espacio para escalar requerido para los conductores de mayor tensión. Los conductores verticales dentro de tubo conduit adecuado, pueden quedar colocados sobre el lado para escalar de la estructura.

D) Localización de crucetas transversales respecto de los espacios para trabajar:

Las crucetas transversales pueden usarse bajo las condiciones indicadas en los siguientes subincisos 1 y 2 y siempre que se mantenga el espacio para escalar, definido en el artículo 18 numeral 18.7.

1) Altura normal del espacio para trabajar. Debe dejarse el espacio lateral para trabajar conforme la altura indicada en la tabla No. 7 entre los conductores derivados sujetos a la cruceta transversal y los conductores de línea. Esto puede realizarse incrementando el espacio entre las otras crucetas de soporte de líneas.

2) Altura reducida del espacio para trabajar. Cuando ninguno de los circuitos involucrados excede de 8.7 kV a tierra o de 15 kV entre fases y se mantienen las separaciones del artículo 18 numeral 18.5 B1.1 y B1.2, los conductores soportados en la cruceta transversal pueden colocarse entre las líneas adyacentes que tienen un espaciamiento vertical normal, aún cuando dicha cruceta obstruya el espacio normal para trabajar, siempre que se mantenga un espacio para trabajar no menor de 45 cm de altura

entre los conductores de línea y los conductores derivados. Esta altura debe quedar arriba o abajo de los conductores de línea, según sea el caso. El anterior espacio puede ser aún reducido a 30 cm, siempre que se cumplan las dos siguientes condiciones:

(i) Que no existan más de dos crucetas de línea y de crucetas transversales;

(ii) Que la seguridad en las condiciones de trabajo sea restituida mediante la utilización de equipo de protección y otros dispositivos adecuados para aislar y cubrir los conductores de línea y el equipo en donde no se está trabajando.

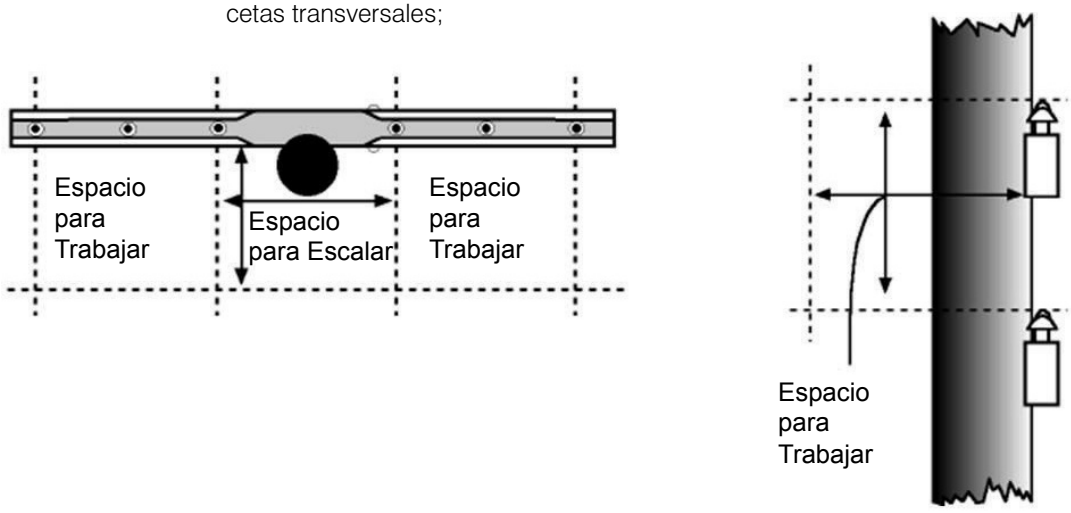


Figura No. 5
Espacio para trabajar

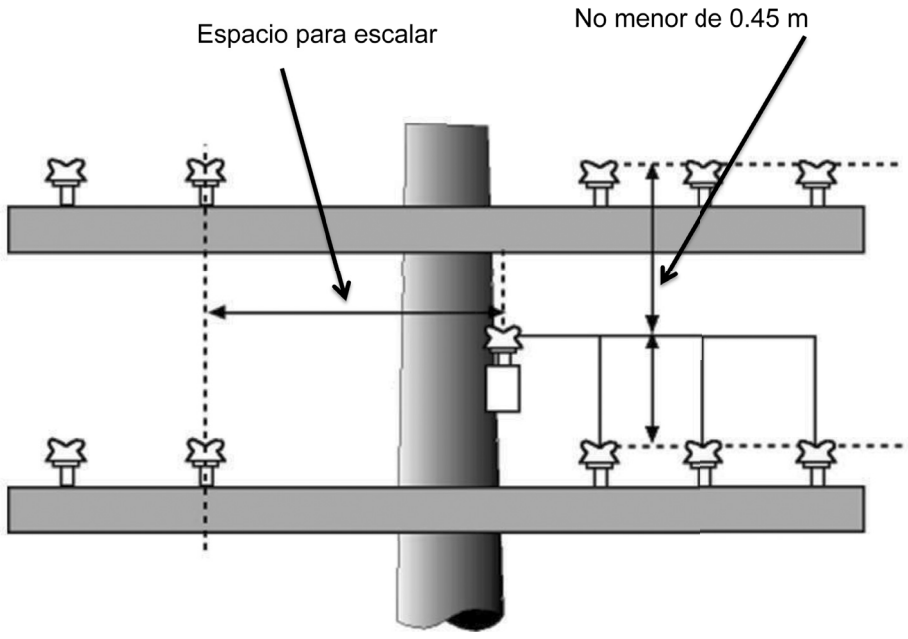


Figura No. 6
Altura reducida del espacio para trabajar

18.9 Distancias de las estructuras de soporte a otros objetos:

A) Aplicación: Los requisitos de este numeral se refieren a las distancias mínimas que deben guardar las estructuras de soporte de las líneas aéreas, incluyendo sus retenidas y anclas a carreteras y vías férreas.

B) A calles, caminos y carreteras.

1) *Distancia Horizontal de estructuras a orillas de calles o carreteras***.** Las estructuras incluyendo sus retenidas deberán estar colocadas lo más separado posible de la orilla de la calle o carretera. En el caso de que existan bordillos y que la distancia vertical mínima de la superficie de la calle o carretera al equipo o accesorio soportado por la estructura sea de 4.60 m, la estructura deberá colocarse lo más separado posible de la orilla del bordillo y nunca a menos de 0.15 m.

2) *Distancia Horizontal de estructuras a esquinas de calle*. Las estructuras incluyendo sus retenidas deberán estar colocadas lo más lejos posible del inicio de la curvatura.

C) A Vías férreas: Cuando las líneas aéreas estén paralelas o crucen vías férreas, todos los elementos de la estructura de soporte tales como, cruceros, retenidas y equipo adherido, que estén a menos de 6.7 m sobre el riel más cercano, debe cumplir con los numerales siguientes:

1) Distancia horizontal no menor de 3.6 m del riel más cercano;

2) La distancia anterior puede reducirse por un acuerdo escrito con el propietario de la vía férrea.

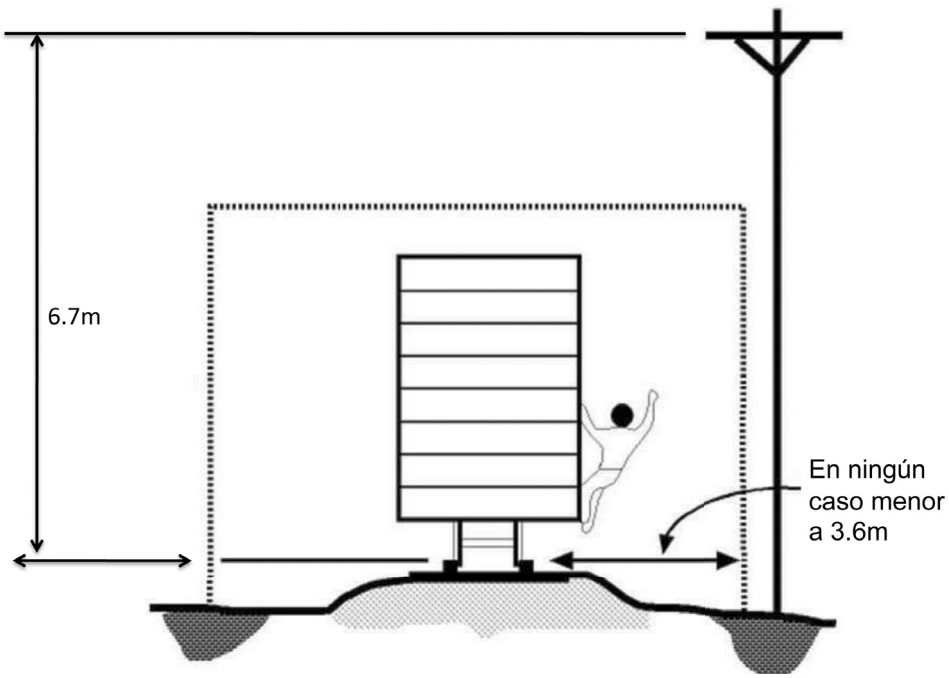


Figura No. 7
Distancia Mínima de Seguridad de Estructuras de Soporte a Vías Férreas

Artículo 19. Cargas mecánicas en líneas aéreas.

19.1 Generalidades. Las líneas aéreas deberán tener suficiente resistencia mecánica para soportar las cargas propias y las debidas a las condiciones meteorológicas a que estén sometidas, según el lugar en que se ubiquen, con los factores de sobrecarga adecuados.

En cada caso deberán investigarse y aplicarse las condiciones meteorológicas que prevalezcan en el área en que se localice la línea.

En aquellas regiones del país donde las líneas aéreas lleguen a estar sometidas a cargas mecánicas más severas que las calculadas sobre las bases señaladas en este artículo, por menor temperatura o mayor velocidad del viento, las instalaciones deberán diseñarse tomando en cuenta tales condiciones de carga, conservando los factores de sobrecarga correspondientes.

De no realizarse un análisis técnico detallado, que demuestre que pueden aplicarse cargas mecánicas menores, no deberán reducirse las indicadas en este artículo.

19.2 Zonas de cargas mecánicas.

Con el propósito de establecer las cargas mínimas que deben considerarse en el cálculo mecánico de líneas aéreas, según el lugar de su instalación, el país se ha dividido en 3 zonas de carga, en las cuales se calculará la presión ejercida por el viento como la correspondiente a una velocidad no menor de las que se indican a continuación:

- Zona 1 = 80 kilómetros por hora
- Zona 2 = 100 kilómetros por hora
- Zona 3 = 120 kilómetros por hora

La localización geográfica de las tres zonas se indica en la figura No. 8

Figura No. 8 Zonas de cargas mecánicas

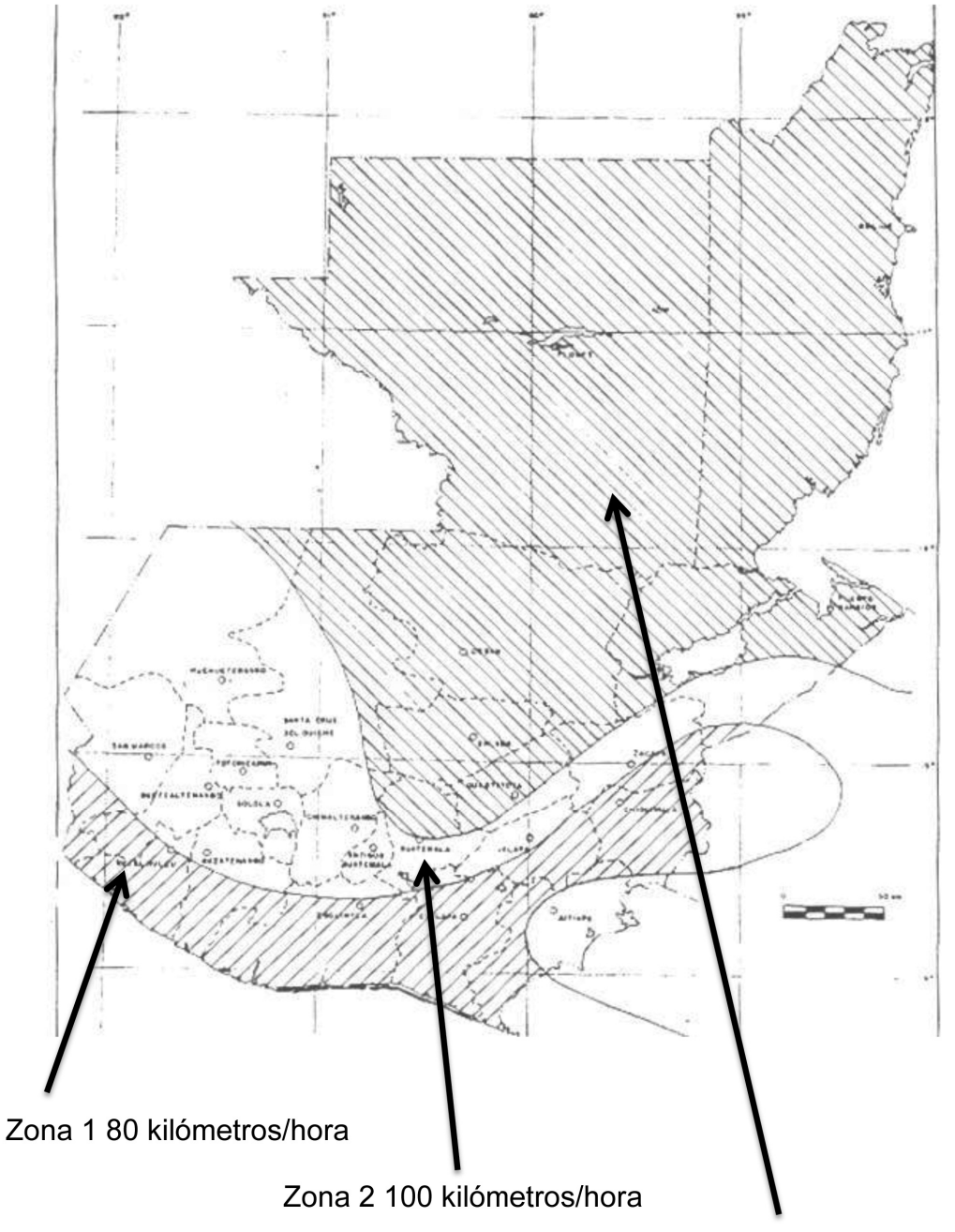
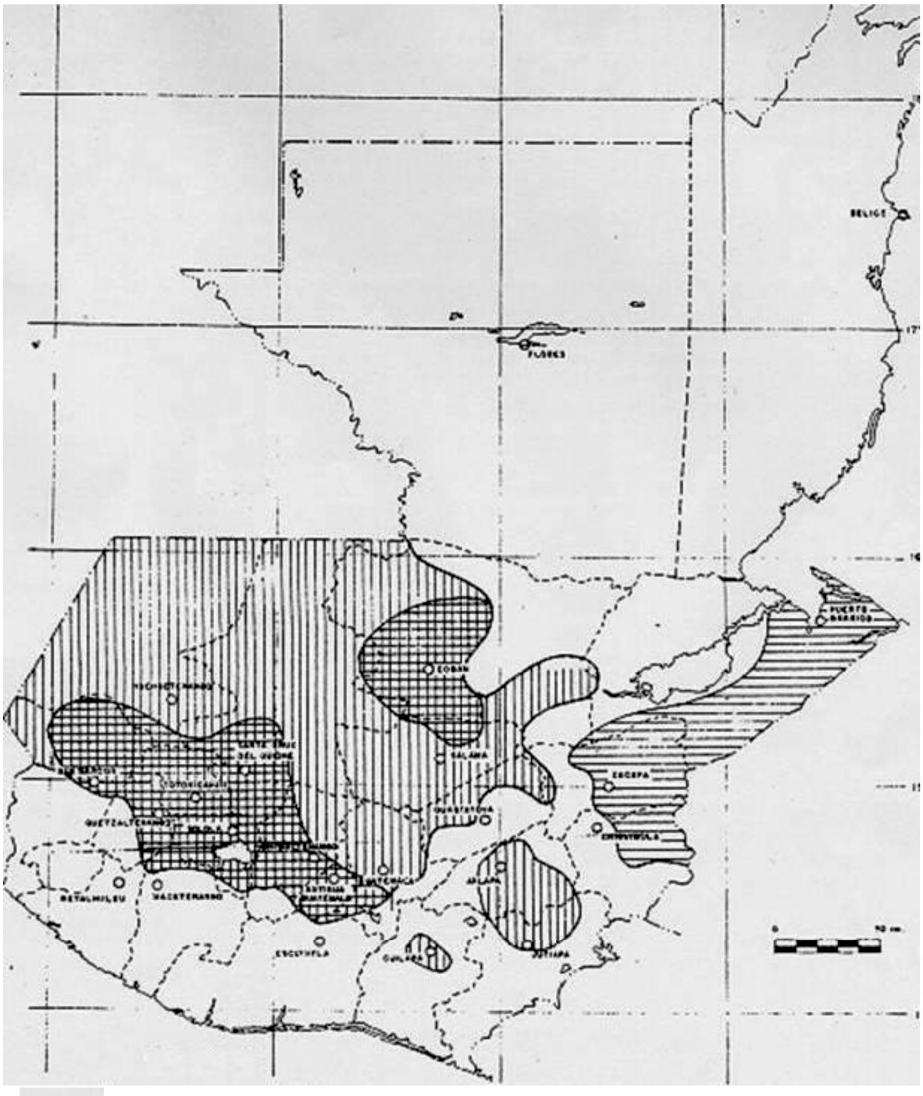


Figura No.8
Zonas de Viento Máximo

En el país existen 4 zonas de temperatura, en las cuales se supondrá que los conductores estarán sometidos a las siguientes temperaturas mínimas y máximas:

- Zona 1 = mínima 10º C; máxima 50ºC
- Zona 2 = mínima -5º C; máxima 40ºC
- Zona 3 = mínima 0º C; máxima 50ºC
- Zona 4 = mínima 0º C; máxima 40ºC

La localización geográfica de las cuatro zonas se indica en la figura No. 9.



Zona 1 mínima 10°C; máxima 50°C.

Zona 2 mínima -5°C; máxima 40°C.

Zona 3 mínima 0°C; máxima 50°C.

Zona 4 mínima 0°C; máxima 40°C.

Figura No. 9
Zonas de Temperatura

19.3 Presión del viento: La presión del viento sobre superficies cilíndricas se debe calcular por medio de la siguiente fórmula:

$$P = 0.00482\ V^2$$

Donde "P" es la presión de viento, en kilogramos por metro cuadrado del área proyectada y "V" es la velocidad del viento de diseño en kilómetros por hora.

La tabla No. 12 muestra los valores de presión de viento que resultan al aplicar esta fórmula, con los valores de velocidad de viento de diseño.

Tabla No. 12
Presiones de viento mínimos para las diferentes zonas de carga mecánica

Zona de carga mecánica	Velocidad de viento de diseño km/h	Presión del viento en kg/m² sobre superficies cilíndricas
1	80	31
2	100	48
3	120	69

19.4 Cargas en los cables: Las cargas en los cables debidas al viento, deberán determinarse en la forma indicada en 19.1 y 19.3

Para calcular la tensión mecánica máxima de los cables, se deberá considerar como carga total la resultante del peso del cable y de la fuerza producida por el viento actuando horizontalmente y en ángulo recto con la línea a la temperatura y velocidad del viento indicadas en 19.2.

19.5 Cargas en las estructuras y soportes: Las cargas que actúan sobre las estructuras de las líneas aéreas y sobre el material usado para soportar los conductores y cables de guarda se calculan como sigue:

A) Carga vertical: La carga vertical sobre cimientos, postes, torres, crucetas, aisladores y accesorios de sujeción de los conductores y cables de guarda, se deberá considerar como el peso propio de éstos más el de los conductores, cables de guarda y equipo que soporten, teniendo en cuenta los efectos que puedan resultar por diferencias de nivel entre los soportes de los mismos.

B) Carga Transversal: La carga transversal es la debida al viento, soplando horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea, sobre la estructura, conductores, cables de guarda y accesorios.

La carga transversal sobre la estructura, debida al viento que actúa sobre los conductores y cable de guarda, se deberá calcular tomando en consideración el "vano medio horizontal" ó "vano de viento" que se define como la semisuma de los vanos adyacentes a la estructura considerada. De este modo la carga transversal por conductores y cables de guarda, es igual al claro medio horizontal multiplicado por su carga unitaria debida al viento; entendiéndose por carga unitaria del viento, el producto de la presión del viento, por el área unitaria proyectada del conductor o cable de guarda.

La carga de viento sobre postes debe calcularse considerando su área proyectada, perpendicular a la dirección del viento.

Cuando la línea cambia de dirección, la carga transversal resultante sobre la estructura, se debe considerar igual al vector suma de: la resultante de las componentes transversales de las tensiones mecánicas máximas en los conductores y cables de guarda, originada por el cambio de dirección de la línea, más la carga debida a la acción del viento actuando perpendicularmente sobre todos los cables y sobre la estructura.

C) Carga longitudinal: Es la debida a las componentes de las tensiones mecánicas máximas de los conductores o cables, ocasionadas por desequilibrio a uno y otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de los mismos.

En general, no es necesario considerar carga longitudinal en los soportes comprendidos en tramos rectos de línea, donde no cambia la tensión mecánica de los conductores y cables de guarda a uno y otro lado de los soportes, excepto en el caso de estructuras de remate en tangente.

D) Aplicación simultanea de cargas: En la aplicación simultanea de cargas deberá considerarse lo siguiente:

1) Al calcular la resistencia a las fuerzas transversales, se supondrá que las cargas vertical y transversal actúan simultáneamente.
2) Al calcular la resistencia a las fuerzas longitudinales para la aplicación de retenidas, no se tomarán en cuenta las cargas vertical y transversal;
3) En casos en que sea necesario, deberá hacerse un análisis de resistencia tomando en cuenta la aplicación simultánea de las cargas vertical, transversal y longitudinal.

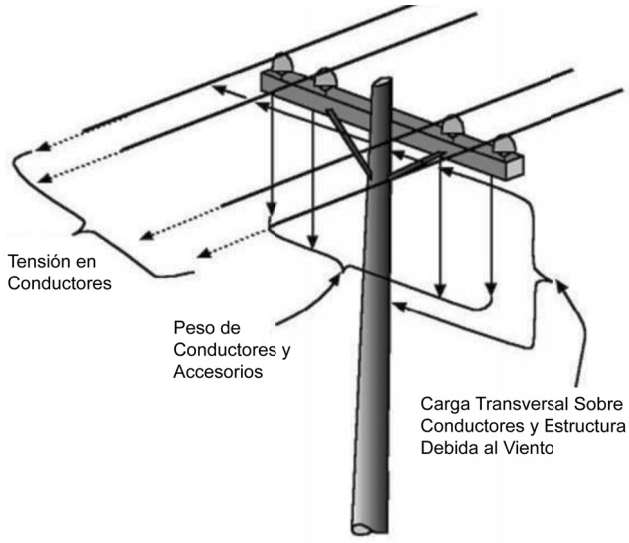


Figura No.10
Fuerzas que producen Carga Sobre Estructuras de Soporte

Artículo 20. Clases de construcción en líneas aéreas. Con el objeto de establecer los coeficientes de seguridad y otros requisitos que las líneas aéreas deben cumplir en diferentes lugares y condiciones que representen peligro a las personas y bienes, como en cruzamientos, campo abierto, etc, las líneas aéreas se dividirán, en cuanto a su construcción, en dos clases que se denominan por las letras B y C.

La clase B tiene mayor resistencia mecánica y llena los requisitos más exigentes, que se consideran necesarios en lugares de mayor riesgo. La clase C tiene menor resistencia mecánica que la B, pero llena los requisitos que se consideran necesarios en lugares de menor riesgo que los considerados para la clase B.

20.1 Las Estructuras. Las estructuras de las líneas aéreas deberán ser diseñadas para soportar las cargas indicadas en el numeral 19.5 multiplicadas por los apropiados factores de sobrecarga indicados en la tabla No. 13 sin exceder los límites permitidos. Las estructuras de las líneas aéreas deberán ser construidas para que tengan la capacidad de resistir las cargas estáticas y dinámicas a que estarán sujetas las líneas en condiciones normales y excepcionales. El diseño deberá estar basado en prácticas normalizadas de Ingeniería Estructural y deberá considerar la configuración de los conductores y el efecto de las distintas fuerzas que actúan sobre estos. Como mínimo las estructuras deberán cumplir con los siguientes requisitos:

A) **Postes de concreto:** Deberán ser de concreto reforzado o pretensados por los procesos centrifugado y/o vibrado.

B) **Postes de madera:** Deberán ser de madera seleccionada, libre de defectos que pudieran disminuir su resistencia mecánica y tratada con una solución preservadora, para aumentar su duración. Todos los postes deberán ser curados, taladrados y con los agujeros y cortes hechos antes del tratamiento.

C) **Postes y estructuras de acero:** El espesor del material que se utilice no deberá ser menor de cuatro (4) mm. Cuando la aleación de acero no contenga elementos que la hagan resistente a la corrosión se deberá proteger con una capa exterior de pintura o metal galvanizado que garantice la durabilidad;

20.2 **Las cimentaciones:** Las cimentaciones deberán ser diseñadas para resistir las cargas que le transmite la estructura. El diseño de los cimientos deberá verificar que su presión sobre el suelo no exceda el valor admisible de la capacidad de carga del mismo suelo, y que la fuerza de tracción en los cimientos no supere el peso propio del cimiento, más el peso del suelo que gravita sobre él.

20.3 **Pruebas:** Se recomienda que los postes o torres y sus cimientos se sometan a pruebas en prototipos, con métodos adecuados para garantizar su buen funcionamiento.

20.4 **Retenidas.**

A) En postes de madera y concreto se deberá considerar que las retenidas llevan la resultante de la carga total en la dirección en que actúen;

B) Se recomienda usar para las retenidas cables de acero y herrajes adecuados que protejan la estructura y mantengan al cable en la posición correcta;

C) El cable de acero, herrajes y aisladores que se utilicen deben tener una resistencia mecánica no menor que la requerida para la retenida;

D) Los hilos, cables metálicos o barras, empleados para los tirantes deberán ser galvanizados si son de acero, o de otro material igualmente resistente a la corrosión; La sección del tirante deberá ser de por lo menos 30 mm^2.

E) La resistencia mecánica de los aisladores que se utilicen para retenidas, no debe ser menor que la resistencia de ruptura del cable de la retenida en que se instalen;

F) La tensión de flameo en seco de estos aisladores, debe ser cuando menos el doble de la tensión nominal entre fases de la línea en que se usen, y su tensión de flameo en húmedo, cuando menos igual a dicha tensión;

G) Ningún aislador debe quedar a una altura menor de 2.50 m del nivel del suelo;

H) Cuando una retenida no conectada efectivamente a tierra, pase cerca de conductores o partes descubiertas energizadas a más de 300 voltios, debe proveerse un medio aislante adecuado de manera que el tramo de la retenida expuesto a contacto con dichos conductores o partes energizados, quede comprendido entre la parte aislada.

20.5 **Herrajes.** Deberán tener suficiente resistencia mecánica para soportar la tensión máxima resultante de la aplicación de las cargas correspondientes. Se recomienda que los herrajes a utilizar sean de preferencia por inmersión en caliente.

20.6 **Factores de Sobrecarga:** Las estructuras, cruceros, retenidas, fundiciones y anclas deberán ser diseñadas para soportar las cargas adecuadas multiplicadas por los factores de sobrecarga apropiados descritos en las tablas siguientes.

TABLA No. 13
Factores de sobrecarga para estructuras[1], cruceros, retenidas, cimientos y anclas para ser utilizados con los factores de resistencia de la tabla no. 14.

Factores de sobrecarga		
	Clase B	**Clase C**
Cargas verticales	1.50	1.50
Cargas Transversales Viento Tensión del conductor	 2.50 1.65[2]	 2.20[4] 1.30[5]
Cargas Longitudinales En los cruces: En general En remates En otras partes: En general En remates	 1.10 1.65[2] 1.00 1.65[2]	 No se requiere 1.30[5] No se requiere 1.30[5]

1 Incluye postes
2 Para retenidas y anclas asociadas con estructuras que únicamente soportan conductores y cables de comunicación, este factor puede reducirse a 1.33.
3 Donde las cargas verticales reducen significativamente la tensión en un miembro de la estructura, un factor de sobrecarga de 1.0 debe ser usado para el diseño de dicho miembro
4 Este factor puede ser reducido a 1.75 para estructuras de madera y concreto reforzado (no pretensado), cuando no son estructuras de cruce.
5 Para estructuras de metal y concreto pretensado, cruceros, retenidas, fundiciones y anclas, use un valor de 1.10.

Tabla No. 14
factores de resistencia para, estructuras, cruceros, retenidas, cimientos y anclas, para ser utilizados con los factores de sobrecarga de la tabla No. 13

	Clase B	**Clase C**
Factores de resistencia		
Estructuras de metal y concreto pretensado	1.0	1.0
Estructuras de madera y concreto reforzado	0.65	0.85
Cable de retenida	0.9	0.9
Ancla de retenida y cimientos	1.0	1.0
Factores de resistencia para estructuras cuyos elementos estén instalados a 18.0 m o más sobre el nivel del suelo		
Estructuras de metal y concreto pretensado	1.0	1.0
Estructuras de madera y concreto reforzado	0.75	0.75
Cable de retenida	0.9	0.9
Ancla de retenida y cimientos	1.0	1.0

CAPITULO II
SUBESTACIONES

Artículo 21 Generalidades. Al decidir sobre la ubicación de una subestación de distribución y además de considerar los factores técnicos, económicos y climáticos de diseño, deberán cumplirse los siguientes requerimientos:

21.1 Seguridad Pública. Se deberá instalar rótulos de advertencia de peligro o riesgo a la seguridad del público por la presencia de la subestación y las actividades asociadas a ella. Se deberá instalar rótulos con advertencias sobre los riesgos por: contactos eléctricos (especialmente por niños), potencial de paso y de contacto, incremento de tránsito, derrame de químicos, explosiones, incendio y otros que se consideren necesarios. La puerta de acceso deberá tener fijada en la parte exterior y en forma completamente visible, un rótulo con la leyenda "PELIGRO ALTA TENSION". Para el caso de subestaciones circuladas por cercas o mallas metálicas, se deberá instalar este rótulo en cada lado de la malla;

21.2 Impacto ambiental. Se deberá proceder de acuerdo a La Ley General de Electricidad y su Reglamento y a Normas que se establezcan para este fin y deberá escogerse la opción que represente el mínimo impacto al medio ambiente;

21.3 Ubicación. El diseño deberá considerar el adecuado acceso de las líneas aéreas con el objetivo de minimizar la necesidad de servidumbres de paso. Las Subestaciones deberán ubicarse en terrenos que no estén sujetos a inundación, derrumbes u otra situación previsible que pueda poner en peligro la seguridad de las personas y de las instalaciones. En caso de no ser posible, se deberán tomar las medidas de seguridad correspondientes a efecto de minimizar los riesgos y efectos sobre las personas y bienes;

21.4 Continuidad del servicio. El diseño deberá considerar que para efectos de mantenimiento de los dispositivos de protección exista un dispositivo de respaldo con las características técnicas adecuadas, que permita mantener la continuidad del servicio;

21.5 Ampliaciones. El diseño de la subestación deberá considerar las posibles ampliaciones y las necesidades de mantener el servicio eléctrico durante los períodos de construcción;

21.6 Medio de protección y desconexión: Toda subestación deberá tener un medio de protección y desconexión que garantice la confiabilidad del sistema;

21.7 Capacidad interruptiva y coordinación de protecciones.

A) Los dispositivos de interrupción de corriente deberán ser de la capacidad interruptiva adecuada. Esta capacidad deberá estar de acuerdo con la potencia máxima de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de ubicación de la subestación, tomando en cuenta el aumento de la potencia futura;

B) Toda falla interna en una subestación se deberá eliminar lo más rápidamente posible, de tal manera que se deje fuera de servicio un mínimo de elementos.

Artículo 22 Seguridad en Subestaciones

22.1 Generalidades. Los locales y espacios en que se instalen subestaciones deberán estar resguardados respecto de su acceso:

A) Barreras de Protección: Deberán emplearse barreras de protección tales como: cercas, mallas o muros perimetrales, con candado en las puertas u otros recursos apropiados, para mantener al público alejado de las subestaciones. Las barreras de protección deberán tener una altura mínima de 2.10 m;

B) Rótulos de Advertencia: Deberá disponerse de rótulos completamente visibles, preferiblemente con símbolos y texto, previniendo al público del peligro, el texto de los rótulos deberán estar escritos en idioma español:

C) Acceso a personal no autorizado: Las instalaciones en que sea posible entrar en contacto con partes con tensión, deberán ser inaccesibles a personas ajenas al servicio;

D) Indicaciones importantes al público: En las instalaciones se pondrán en lugares visibles, las siguientes indicaciones:

1) las instrucciones relativas a los primeros auxilios que deban darse a las víctimas de accidentes causados por la corriente eléctrica;
2) el diagrama unifilar y de planta de conjunto de la subestación; e
3) instrucciones sobre disposiciones especiales que sea necesario observar durante el servicio;

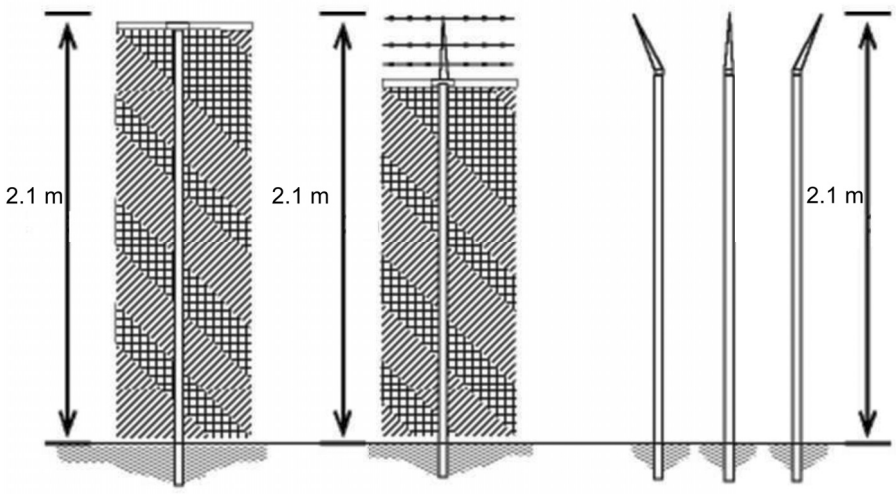


Figura No. 11
Distintos tipos de Barreras de Protección en Subestaciones

22.2 Distancias mínimas de seguridad: Se deberá mantener una distancia mínima de seguridad para evitar que ocurran daños personales y materiales por contacto de líneas eléctricas energizadas con personas, equipos, instalaciones o superficies. En una subestación se deberá prevenir el contacto entre:

A) Componentes energizados y trabajadores (personas en general);
B) Componentes energizados entre sí, por ejemplo, línea a línea;
C) Componentes energizados y tierra;
D) Componentes energizados y edificios u otras estructuras;
E) Componentes energizados u otras instalaciones conductoras.
F) Distancias mínimas de seguridad a partes energizadas descubiertas:

Todas las partes energizadas que operen a una tensión mayor de 150 voltios a tierra sin recubrimiento aislante adecuado, deberán protegerse de acuerdo con su tensión contra el contacto accidental de personas, ya sea que se usen resguardos especiales o bien localizando las partes energizadas respecto a los sitios donde pueden circular, o trabajar personas, a una altura y con una distancia horizontal igual o mayor que las indicadas en la Tabla No. 15, columnas 3 y 4, respectivamente.

TABLA No. 15
Distancias minimas a partes energizadas descubiertas

1 MáximaTensión de diseño entre fases	2 Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (BIL)	3 Altura mínima	4 Distancia Horizontal mínima	5 Distancia mínima de resguardo a partes energizadas
kV	kV	m	m	m
0.151-0.6	- -	2.64	1.02	0.050
2.4	- -	2.67	1.02	0.076
7.2	95	2.69	1.02	0.101
15	95	2.69	1.02	0.101
15	110	2.74	1.07	0.152
25	125	2.77	1.09	0.177
25	150	2.82	1.14	0.228
35	200	2.90	1.22	0.304
48	250	3.00	1.32	0.406
72.5	250	3.00	1.32	0.406
72.5	350	3.18	1.50	0.584
121	350	3.18	1.50	0.584
121	550	3.53	1.85	0.939
145	350	3.18	1.50	0.584
145	550	3.53	1.85	0.939
145	650	3.71	2.03	1.117
169	550	3.53	1.85	0.939
169	650	3.71	2.03	1.117
169	750	3.91	2.24	1.320
242	550	3.53	1.85	0.939
242	650	3.71	2.03	1.117
242	750	3.91	2.24	1.320
242	900	4.19	2.51	1.600
242	1050	4.52	2.84	1.930

Nota:
1) Los valores de la columna 5 no fijan un requisito para diseñar el equipo, sino que fijan una norma misma para la instalación del resguardo. Por ejemplo, no es su propósito que se apliquen al espacio entre las partes energizadas y paredes de celdas metálicas, compartimientos o similares, ni al espacio entre barras colectoras y sus soportes, ni entre cuchillas y sus bases, ya que en estos casos intervienen múltiples factores que deciden el diseño del fabricante.

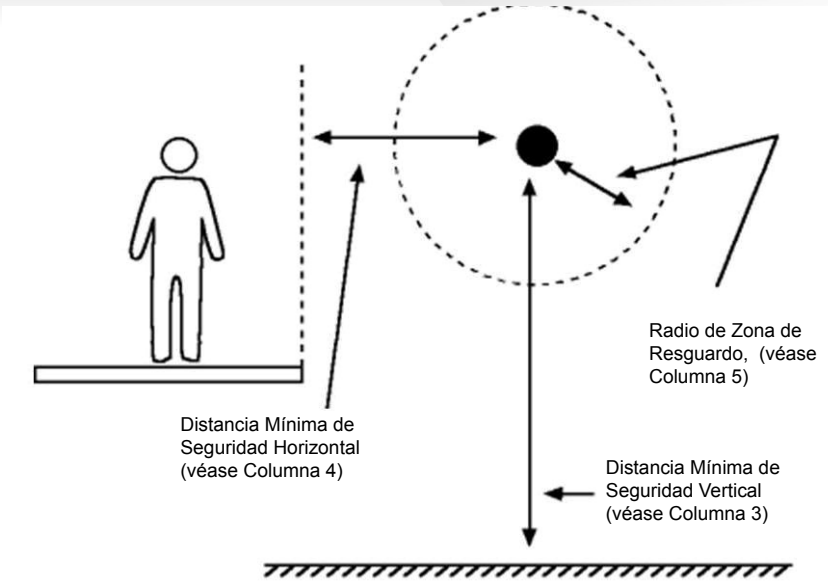


Figura No. 12
Distancias Mínimas A
Partes Energizadas Descubiertas

G Zona de Seguridad para Barreras de Protección:

Cuando se instalen cercas, mallas o muros perimetrales como barreras de protección para personal no autorizado, deben ser ubicadas de tal forma que las partes energizadas expuestas queden fuera de la zona de seguridad tal como se ilustra en la figura No. 13 y en la Tabla No. 16.

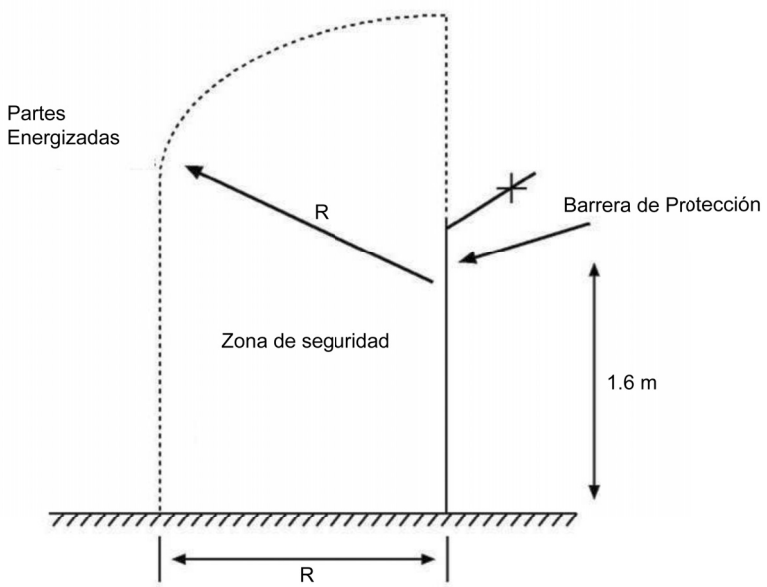


Figura No. 13
Zona de seguridad para Barreras de protección es Subestaciones

Tabla No. 16
valores a ser usados con la figura No. 13

Tensión Nominal entre fases	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso	Distancia "R"
kV	BIL	m
0.151 – 7.2	95	3.0
13.8	110	3.1
23	150	3.1
34.5	200	3.2
46	250	3.3
69	350	3.5
115	550	4.0
138	650	4.2
161	750	4.4
230	825	4.5
230	900	4.7
345	1050	5.0
500	1175	5.3

22.3 Iluminación: Los locales o espacios, interiores o exteriores, donde esté localizado el equipo eléctrico, deberán tener medios de iluminación artificial con intensidades adecuadas para las funciones que en cada caso se tengan que cumplir. Deberá proporcionarse suficiente iluminación en el frente y atrás del tablero para que pueda ser fácilmente operado y los instrumentos leídos correctamente. Los medios de iluminación deberán mantenerse listos para utilizarse en cualquier momento y por el tiempo que sea necesario.

22.4 Salidas: Cada local y cada ambiente de trabajo alrededor del equipo deberá tener vías de salida suficientemente seguras, las que deberán mantenerse libres de toda obstrucción y deberán disponer de iluminación de emergencia;

22.5 Protección contra incendios: Los requisitos para la prevención y protección contra incendios en una subestación deberán estar conforme lo reglamentado por las normas NFPA, ASTM, NEC y otras normas internacionales aplicables; adicionalmente se deberá cumplir con los siguientes requerimientos mínimos:

A) Se deberá disponer de dispositivos extinguidores de incendio apropiados;

B) Los extinguidores de incendio deberán instalarse en lugares fácilmente accesibles en caso de siniestro;

C) Los extinguidores deberán revisarse periódicamente, como mínimo una vez por año, para comprobar su buen estado de funcionamiento;

D) Se evitará por medios apropiados que se originen y propaguen incendios;

E) Cada distribuidor y gran usuario deberá preparar un manual de protección contra incendios para usarlo en subestaciones y salas de control, que sea más amplio y cubra sus necesidades específicas;

F) En subestaciones de gran tamaño e importancia, y en especial, las de alta tensión, se recomienda el uso de sistemas de protección contra incendio de tipo fijo, que operen automáticamente por medio de detectores de fuego que, al mismo tiempo, accionen alarmas;

G) Para el equipo que contenga aceite, se deberá tomar alguna o algunas de las siguientes medidas;

1) Proveer medios adecuados para confinar, recoger y almacenar el aceite que pudiera escaparse del equipo, mediante recipientes o depósitos independientes del sistema de drenaje;

2) Construir muros divisorios de concreto entre transformadores y entre éstos y otras instalaciones vecinas, cuando el equipo opere en alta tensión;

3) Separar los equipos que contienen líquidos inflamables (aceite) de otros equipos y edificios para limitar daños por una eventual explosión o incendio.

Artículo 23 Sistema de Tierras en Subestaciones. Las conexiones a tierra indicadas a continuación, deberán efectuarse de conformidad con los métodos indicados en el TITULO II, Capítulo IV de estas Normas.

23.1 Generalidades: Las subestaciones deberán tener un adecuado sistema de tierras al cual deberán estar conectados todos los elementos de la instalación que requieran la Puesta a tierra para:

A) Proveer un circuito de muy baja resistencia para la circulación de las corrientes a tierra ya sean debidas por falla a tierra del sistema o la operación de un pararrayos;

B) Evitar que durante la circulación de corrientes de falla a tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación que puedan ser peligrosas para el personal, considerando que las tensiones tolerables por el cuerpo humano deben ser mayores que las tensiones resultantes en la red de tierras;

C) Facilitar la operación de los dispositivos de protección adecuados, para la eliminación de las fallas a tierra;

D) Proveer mayor confiabilidad y seguridad al servicio eléctrico.

23.2 Disposición Física: El cable que forme el perímetro exterior de la red de tierras, deberá ser continuo de manera que encierre toda el área en que se encuentra el equipo de la subestación. La red de tierras deberá estar constituida por cables colocados paralela y perpendicularmente, con un espaciamiento adecuado a la resistividad del terreno y preferentemente formando mallas. En cada cruce de conductores de la red de tierras, éstos deberán conectarse rígidamente entre sí y en los puntos adecuados conectarse a electrodos de una longitud y diámetro mínimos de 2.40 m y 12.5 mm respectivamente, clavados verticalmente y/o construidos de tal manera que garanticen el nivel de conductividad en el futuro. El diseño del sistema de tierras deberá considerar las cajas de registro necesarias para efectos de medición y mantenimiento.

23.3 Puesta a tierra de partes no conductoras:

A) Las partes metálicas expuestas que no conducen corriente del equipo eléctrico, deberán conectarse a tierra en forma permanente, tales como cubiertas de tableros, tanques de transformadores e interruptores, así como las defensas metálicas del equipo eléctrico, incluyendo cercas y mallas perimetrales;

B) Con excepción de equipo instalado en lugares húmedos o lugares peligrosos las partes metálicas que no conducen corriente, pueden no conectarse a tierra, siempre que sean normalmente inaccesibles o que se protejan por medio de resguardos. Estos deben impedir que se puedan tocar inadvertidamente las partes metálicas mencionadas y simultáneamente, algún objeto conectado a tierra;

C) Las estructuras de acero de la subestación, en general, deberán conectarse a tierra.

23.4 Incremento de potencial a tierra: El incremento del potencial a tierra en una subestación cuando la corriente de falla es drenada a tierra no debe representar peligro para el personal que se encuentre dentro de la subestación o a aquellos en su perímetro o que toquen su cerca perimetral. Los potenciales de paso y de contacto en las proximidades de la subestación deberán estar en niveles seguros. Los efectos de transferencia de potencial deberán ser estudiados y limitados. Para todos estos aspectos se seguirán las indicaciones de la norma IEEE Std 80.

Artículo 24. Instalación de equipo eléctrico en subestaciones.

24.1 Transformadores de Corriente: Los circuitos secundarios de transformadores de corriente deben tener medios para ponerse en cortocircuito, conectarse a tierra simultáneamente y aislar los transformadores del equipo normalmente conectado a ellos, mientras el primario esté conectado al circuito alimentador. No se permite el uso de dispositivos de sobrecorriente en el secundario.

24.2 Transformadores de potencial: Los circuitos secundarios de transformadores de potencial deben estar provistos de algún medio de desconexión seguro, que evite la posibilidad de energizar el lado de alta tensión debido a una retroalimentación accidental desde los circuitos secundarios.

24.3 Protección de los circuitos secundarios de transformadores para instrumento.

A) *Puesta a tierra*. Los circuitos secundarios de transformadores para instrumento

(transformadores de corriente y de potencial) deberán estar conectados efectivamente y permanentemente a tierra en algún punto del circuito.

B) *Protección Mecánica*. Cuando los circuitos primarios operen a más de 600 voltios, los conductores de los circuitos secundarios deberán alojarse en un tubo metálico rígido permanentemente conectado a tierra, a menos que estén adecuadamente protegidos contra daño mecánico y contra contacto de personas.

24.4 Transformadores de potencia y de distribución.

A) En la instalación de transformadores que contengan aceite deberán tomarse en cuenta las recomendaciones sobre protección contra incendios que se indican en el artículo 22.5 G;

B) Los transformadores deberán instalarse en lugares con ventilación apropiada y que sean solamente accesibles a personas autorizadas;

C) Los líquidos aislantes de los transformadores deberán ser ambientalmente aceptables y no deberán ser nocivos a la salud;

D) Los tanques, carcasas o estructuras metálicas de los transformadores que estén conectados a circuitos de más de 150 voltios a tierra, deberán conectarse a tierra permanentemente.

24.5 Interruptores, restauradores, seccionadores y fusibles:

A) *Ubicación*: Todos los interruptores manuales ó automáticos, cuchillas y fusibles deberán ser accesibles para las personas autorizadas que los operan y deberán colocarse y marcarse de modo que pueda identificarse fácilmente el equipo que controlan. Los interruptores deberán tener un seguro para sus posiciones de abierto y cerrado o de un letrero cuando no sea posible instalar el seguro. Para equipos que sean operados a control remoto y automáticamente, el circuito de control deberá contar con un medio de inhibición local para evitar operaciones accidentales y permitir la operación manual.

B) *Indicación*: Deberá ser posible verificar la operación efectuada por un interruptor o una cuchilla, exceptuando los fusibles, por inspección visual de la posición de los contactos de las cuchillas o por el uso de lámparas y/o banderas indicadoras para señalar la posición actual del equipo.

C) *Protección contra incendios*. Los interruptores en aceite deberán separarse entre sí, o de otros aparatos, como medida de protección contra incendio.,

D) Se deberá instalar un interruptor que pueda operarse manualmente, en forma local o remota

1) En algún punto conveniente de la alimentación a equipo eléctrico importante;
2) En el punto de alimentación de cada uno de los circuitos alimentadores;
3) En la entrada de subestaciones de usuarios en el punto de conexión del sistema suministrador;
4) Como medio de protección, en casos especiales.

E) En general todos los circuitos que alimenten transformadores, grupos de aparatos y equipo auxiliar de las subestaciones, y todos los circuitos que salgan del local de éstas, deberán protegerse contra sobrecorriente mediante cortacircuitos fusible o interruptores automáticos de capacidad suficiente para interrumpir la corriente máxima de cortocircuito a que puedan estar sometidos, excepto en los siguientes casos:

1) Conductores puestos a tierra;
2) Los circuitos de los transformadores de corriente;
3) Otros circuitos en los que su apertura pueda originar peligro a la persona o a los bienes.

24.6 Tableros de Mando Control y Protección:

A) *Localización y accesibilidad*: Los tableros deberán colocarse donde el operador no esté expuesto a daños por la proximi-

dad de partes energizadas o partes de maquinaria o equipo en movimiento;

1) Los materiales combustibles deben estar alejados de los tableros.
2) El espacio alrededor de los tableros deberá conservarse despejado y no usarse para almacenar materiales;
3) Deberá preverse espacio para trabajar;
4) Los instrumentos, relevadores y otros dispositivos que requieren lectura o ajuste, deberán ser colocados de manera que estas labores puedan efectuarse fácilmente desde el espacio dispuesto para trabajar.

B) Material. Los tableros deberán ser de material no inflamable y resistente a la corrosión;

C) Arreglo e identificación. Las conexiones y el alambrado en los tableros deberán efectuarse en un orden determinado y en forma de que su relación con el equipo sea fácilmente identificable;

D) Puesta a tierra. Las partes metálicas que no conduzcan corriente deberán conectarse efectiva y permanentemente a tierra.

24.7 Sala de baterías.

A) Generalidades. En los ambientes que contienen acumuladores que puedan desprender gases explosivos se deberán adoptar las siguientes precauciones:

1) Los corredores de servicio deberán tener por lo menos 0.80m de ancho y 2.00 m de altura.
2) Se deberán instalar rótulos de advertencia dentro y fuera de la sala de baterías, prohibiendo, fumar, usar flamas abiertas y el uso de herramientas que produzcan chispas o fuentes de ignición;
3) Deberá disponerse de equipo de seguridad adecuado, para usarse durante el mantenimiento o instalación de baterías. El equipo de seguridad personal deberá ser como mínimo el siguiente:
   (i) Anteojos o careta;
   (ii) Guantes resistentes al ácido;
   (iii) Delantal protector y protector de zapatos;
   (iv) Tomas de agua o garrafón portátil con agua o agentes neutralizadores de ácido para enjuague de ojos y piel.
   (v) Espacios para ubicar recipientes para desechar residuos contaminantes

B) Ubicación: Las baterías deberán ser instaladas en un local independiente;

C) Ventilación: La ventilación, natural o artificial, deberá ser apropiada para evitar la acumulación de una mezcla explosiva;

D) Iluminación: De no contarse con dispositivos contra explosiones;

1) No deberá instalarse en el interior de estos ambientes: interruptores, tomacorrientes ni ningún otro aparato que pueda producir chispas, llamas o que tengan elementos incandescentes descubiertos;
2) El alumbrado se hará exclusivamente con lámparas eléctricas del tipo protegido y controladas desde fuera del ambiente.

CAPITULO III
LINEAS SUBTERRANEAS

Artículo 25. Requisitos Generales:

25.1 Líneas Subterráneas. En áreas densamente pobladas y/o de alta circulación de vehículos donde la disposición de las líneas aéreas representen un riesgo inaceptable y donde las distancias mínimas de seguridad no puedan cumplirse, se deberán diseñar instalaciones subterráneas bajo los tres siguientes puntos de vista; seguridad de las personas, seguridad de bienes e instalaciones y continuidad del servicio. El diseño y construcción deberá basarse en normas internacionales para el efecto, tales

como ANSI o la norma Canadiense CSA C22.3 No 7-94; . Adicionalmente a lo requerido en las Normas arriba indicadas, se deberá cumplir con los siguientes requerimientos:

25.2 Localización y Accesibilidad. Las instalaciones subterráneas deberán quedar localizadas en tal forma que no interfieran con otras instalaciones o propiedades y que se puedan localizar e identificar en forma notoria. Los cables y equipos deberán quedar adecuadamente acomodados con la provisión de espacio de trabajo suficiente y distancia adecuada, de tal manera que el personal autorizado pueda rápidamente tener acceso para mantenimiento y examinarlos o ajustarlos durante su operación.

25.3 Planos de las Instalaciones: El propietario de las instalaciones subterráneas deberá tener en su poder planos actualizados de la instalación en los cuales indique la localización precisa en el terreno, de las instalaciones subterráneas y las características generales de las mismas, estos planos deberán proveerse a quien, con justificación, los solicite;

Artículo 26. Obra Civil para instalaciones Subterráneas. La obra civil para instalaciones subterráneas deberá seguir en lo posible una trayectoria recta entre sus extremos; cuando sea necesario puede seguir una trayectoria curva, siempre que el radio de curvatura sea lo suficientemente grande para evitar el daño de los cables durante su instalación. Si la trayectoria sigue una ruta paralela a otras canalizaciones o estructuras subterráneas ajenas, no deberá localizarse directamente arriba o debajo de dichas canalizaciones o estructuras;

Artículo 27. Puesta a tierra de circuitos y equipo.

27.1 Métodos. Los métodos a ser utilizados en la puesta a tierra de circuitos y equipo están indicados en el TITULO II, Capítulo IV de estas Normas.

27.2 Partes conductoras que deben ponerse a tierra. Los cables blindados, el marco de soporte y carcasa de equipo (incluyendo equipo tipo encapsulado), postes metálicos de iluminación, materiales conductores, tuberías y resguardos elevados que encierran líneas de suministro eléctrico deberán estar efectivamente aterrizados.

27.3 Circuitos.

A: Neutrales: Neutrales primarios, secundarios y comunes deben estar efectivamente puestos a tierra;

B: Pararrayos: Los pararrayos deben estar efectivamente puestos a tierra.

CAPITULO IV
METODOS DE PUESTA A TIERRA

Artículo 28. Objetivo. El objetivo de éste capítulo es proporcionar métodos prácticos de puesta a tierra, para usarlos en lugares donde la puesta a tierra es requerida como uno de los medios para salvaguardar al público y los operarios del daño que pudiera causar el potencial eléctrico.

Este capítulo solamente se refiere a los métodos para conectar a tierra los conductores y el equipo de las líneas eléctricas, los requisitos que establecen en qué casos estos elementos deberán estar conectados a tierra, se encuentran en otros capítulos (TITULO II, CAPITULOS I,II,III)de estas Normas.

Artículo 29. Punto de Conexión del conductor de puesta a tierra.

29.1 Sistemas de corriente alterna:

A) *Hasta 750 V.* La Puesta a tierra de un sistema trifásico conexión estrella de 4 hilos, o de un sistema monofásico de 3 hilos, deberá hacerse al conductor neutro. En otros sistemas de una, dos o tres fases, asociados con circuitos de alumbrado, la Puesta a tierra deberá hacerse al conductor común asociado con los circuitos de alumbrado.

La Puesta a tierra deberá hacerse en la fuente de alimentación y en el lado de la carga de todo equipo de servicio.

B) *Más de 750 V*. Conductor sin pantalla (ya sea desnudo, forrado o aislado sin pantalla) la Puesta a tierra deberá hacerse al neutro, en la fuente de alimentación. Si se desea conexiones adicionales a lo largo de la trayectoria del neutro, se puede hacer cuando éste sea uno de los conductores del sistema.

C) *Conductor de puesta a tierra separado*. Si se usa un conductor de puesta a tierra separado, añadido a un cable subterráneo, deberá ser conectado en el transformador de alimentación y en los accesorios del cable cuando se requiera que estos vayan conectados a tierra. Este conductor deberá estar colocado en el mismo ducto que los conductores del circuito.

29.2 Cable mensajero y retenidas:

A) *Cable mensajero:* Los cables mensajeros deberán conectarse a los conductores de puesta a tierra en los postes o torres, a los intervalos máximos indicados a continuación.

1) Cuando el cable mensajero es adecuado para conductor de puesta a tierra del sistema, (véase artículo No. 32) cuatro (4) conexiones como mínimo, en cada 1.6 Km de línea, sin incluir las tierras en los servicios a usuarios.

2) Cuando el cable mensajero no es adecuado para conductor de puesta a tierra del sistema, 8 conexiones como mínimo en cada 1.6 Km de línea, sin incluir las tierras en los servicios a usuarios.

B) *Retenidas*. Las retenidas que requieran estar conectadas a tierra deberán conectarse a:

1) Estructuras de acero puestas a tierra, o a una conexión efectiva a tierra en postes de madera o concreto.

2) Un conductor de línea (neutro) que tenga cuando menos una puesta a tierra en cada 400 m, además de las conexiones a tierra en los circuitos a usuarios.

29.3 Puesta a tierra de cercas metálicas: Toda cerca metálica que se cruce con líneas de suministro eléctrico deberá conectarse a tierra, a uno y otro lado del cruce, a una distancia sobre el eje de la cerca y no mayor a 45 m. En caso de existir una o más puertas o cualquier otra condición que interrumpa la continuidad de la cerca, ésta deberá aterrizarse en el extremo más cercano al cruce con la línea.

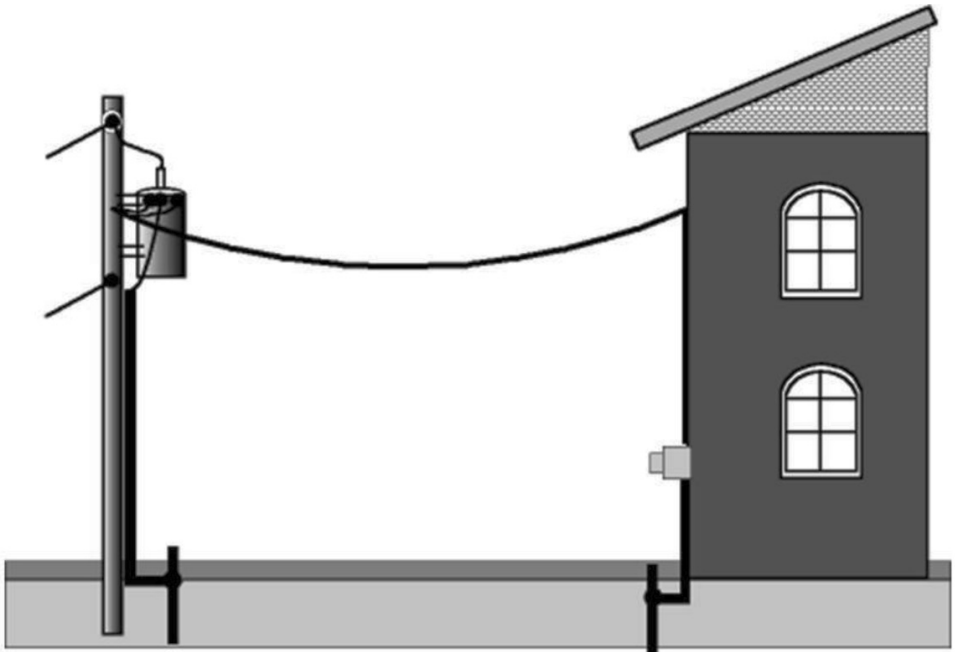


Figura No. 14
Puesta a tierra en la fuentes y en la carga

Artículo 30. Conductor de puesta a tierra y medios de conexión.

30.1 Composición de los conductores de puesta a tierra. En todos los casos, los conductores de puesta a tierra deberán ser de cobre u otros metales o aleaciones que minimicen la corrosión durante su vida útil prevista. De ser posible, no deberán tener empalmes; si los empalmes son inevitables, deberán estar fabricados y conformados de tal forma que no se incremente notablemente la resistencia del conductor y también deberán tener adecuadas características mecánicas y de resistencia a la corrosión. La estructura metálica de un edificio o de otra construcción, puede servir como conductor de puesta a tierra y como un aceptable electrodo a tierra;

30.2 Desconexión del conductor de puesta a tierra. En ningún caso deberá insertarse un dispositivo de desconexión en el conductor de puesta a tierra.

30.3 Medios de conexión. La conexión del conductor de puesta a tierra y los diferentes elementos a que está unido, deberá hacerse por medios que igualen las características del propio conductor y que sean adecuadas para la exposición ambiental. Estos medios incluyen soldaduras y conectores mecánicos o de compresión.

30.4 Capacidad de corriente y resistencia mecánica:

A) Para sistemas conectados a tierra en un sólo punto.

El conductor de puesta a tierra para un sistema conectado a tierra en un solo punto por medio de un electrodo o grupo de electrodos deberá tener una capacidad de corriente de corto tiempo adecuada para la corriente de falla, que puede circular por el propio conductor durante el tiempo de operación del dispositivo de protección del sistema. Si este valor no puede ser fácilmente determinado, la capacidad de corriente permanente del conductor de puesta a tierra no deberá ser menor que la corriente a plena carga del transformador u otra fuente de alimentación.

B) Para sistemas de corriente alterna con múltiples conexiones a tierra.

El conductor de puesta a tierra para un sistema de corriente alterna con tierras en más de un lugar, excluyendo las tierras en los servicios a usuarios, deberá tener una capacidad de corriente continua en cada localización, cuando menos igual a un quinto de la capacidad de los conductores del sistema al que esté unido.

C) Para Pararrayos.

El conductor de puesta a tierra deberá tener una adecuada capacidad de corriente de corto tiempo bajo las condiciones de corriente excesiva causada por una onda. En ningún caso, el conductor de puesta a tierra de un pararrayos individual debe ser de área de sección transversal menor de 13.30 mm^2 (No. 6 AWG) de cobre ó 21.15 mm^2 (No. 4 AWG) de Aluminio.

D) Para equipo, mensajeros y retenidas.

El conductor de puesta a tierra para equipo, canalizaciones, mensajeros, retenidas, cubiertas metálicas de cables y otras envolventes metálicas de conductores, deberá tener la capacidad de corriente de corto tiempo adecuada para la corriente de falla disponible y el tiempo de operación del dispositivo de protección del sistema. Si no se provee protección contra sobrecorriente o falla, la capacidad de corriente del conductor de puesta a tierra deberá determinarse con base en las condiciones de diseño y operación del circuito, pero no deberá ser de área de sección transversal menor de 8.37 mm^2 (No. 8 AWG) de cobre.

E) Límite de la capacidad de corriente.

El conductor de puesta a tierra no necesita tener mayor capacidad de corriente que cualquiera de las siguientes:

1) La de los conductores de fase que suministrarían la corriente de falla a tierra;
2) La corriente máxima que puede circular por el conductor, hacia el

electrodo a que esté unido. Para un conductor simple de puesta a tierra, esta corriente sería igual a la tensión de suministro dividida entre la resistencia del electrodo (aproximadamente)

F) Resistencia Mecánica.

Todo conductor de puesta a tierra deberá tener resistencia mecánica adecuada para las condiciones a que esté sometido, dentro de los límites razonables. Además los conductores de puesta a tierra sin protección deberán tener una resistencia a la tensión no menor que la del área de sección transversal de 8.37 mm^2 (No. 8 AWG) de cobre suave.

G) Protección de conductores de puesta a tierra.

1) Los conductores de puesta a tierra para sistemas conectados a tierra en un solo punto y aquellos conductores expuestos a daño mecánico deberán protegerse. Sin embargo no requieren protegerse donde no estén fácilmente accesibles al público, ni donde conecten a tierra circuitos o equipo con múltiples conexiones a tierra.

2) Cuando se requiera protección, los conductores de puesta a tierra deberán protegerse por medio de protectores adecuados al riesgo razonable a que estén expuestos. Se recomienda que los protectores se extiendan por los menos 2.50m arriba del suelo o plataforma en que los conductores son accesibles al público.

3) Los protectores para conductores de puesta a tierra de equipo de protección contra descargas atmosféricas, deberán ser de material no magnético, si envuelven completamente al conductor o si no están unidas en ambos extremos al propio conductor de puesta a tierra.

Artículo 31. Electrodos de puesta a tierra. Cuando se utilicen electrodos artificiales, estos deberán penetrar, tanto como sea posible por debajo de un nivel de humedad permanente.

El electrodo de puesta a tierra deberá ser permanente y adecuado para el sistema eléctrico de que se trate. En todos los casos, los electrodos de puesta a tierra deberán ser de cobre u otros metales o aleaciones que minimicen la corrosión durante su vida útil prevista. Toda la superficie externa de los electrodos deberá ser conductora, esto es, que no tenga pintura, esmalte u otra cubierta aislante. La cantidad y tamaño de los electrodos a seleccionar deberá considerar sus limitaciones de descarga de corriente y no deberán ser menores de 2.40 m de longitud y 12.5 mm de diámetro;

Artículo 32. Medios de conexión a electrodos. Hasta donde sea posible, las conexiones a los electrodos deberán ser accesibles. Los medios para hacer estas conexiones deberán proveer la adecuada sujeción mecánica, permanencia y capacidad de conducción de corriente, tal como los siguientes:

A) Una abrazadera, accesorios o soldadura permanentes y efectivos;
B) Un conector de bronce con rosca, que penetre bien ajustado en el electrodo;
C) Los electrodos artificiales o las estructuras conectadas a tierra deberán separarse por lo menos 3.00 m de líneas de tuberías usadas para la transmisión de líquidos o gases inflamables que operen a altas presiones (10.5 kg/cm2 ó más), a menos que estén unidos eléctricamente y protegidos catódicamente como una sola unidad.
D) Cualquier recubrimiento de material no conductor, tal como esmalte ó moho que esté presente sobre las superficies de contacto de electrodos en el punto de la conexión, deberá ser removido completamente donde se requiera, a fin de conservar una buena conexión.

Artículo 33. Resistencia a Tierra. El sistema de tierras deberá consistir de uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema deberá tener una re-

sistencia a tierra suficientemente baja, para minimizar los riesgos a las personas, en función de la tensión de paso y de contacto.

33.1 Sistema de un solo electrodo. La resistencia a tierra de una conexión individual a través de un electrodo deberá ser lo más cercana a cero ohmios, y en ningún caso deberá ser mayor de 25 Ohmios. Cuando la resistencia es mayor de 25 ohmios, deberán usarse dos o más electrodos hasta alcanzar este valor. El valor citado, es el máximo admisible medido en época seca;

33.2 Sistemas multiaterrizados. El neutro de los sistemas de distribución de energía eléctrica deberá estar conectado a un electrodo de puesta a tierra en cada transformador de distribución y a un número suficiente de puntos adicionales, de tal manera que se tenga no menos de cuatro conexiones a tierra en cada 1.6 Km de línea, sin incluir las conexiones a tierra de los usuarios.

33.3 Sistema subterráneo. Para instalaciones subterráneas el valor recomendado de resistencia a tierra es de 5 ohmios.

33.4 Subestaciones. El objetivo es que el máximo incremento de potencial a tierra sea menor de 5,000 voltios. La Tabla No. 17 da los valores máximos permitidos de la resistencia de la red de tierras en una subestación, en función de su capacidad.

Tabla No. 17
valores maximos permitidos de resistencia de red de tierrasde una subestacion en funcion de su capacidad

Capacidad de la subestacion (MVA)	Resistencia de la red de tierras (Ohmios)
< 1	3
1 – 10	2
10 – 50	1
50 – 100	0.5
> 100	0.2

TITULO III
CRITERIOS OPERACIONALES

CAPITULO I
OPERACIÓN DEL SISTEMA

Artículo 34. Operación del Sistema de Distribución.

34.1 Operación de la Distribución. La operación del sistema de distribución deberá realizarse de acuerdo con las Normas de coordinación del AMM. Adicionalmente deberá considerarse y cumplirse con los siguientes requisitos:

A) Eficiencia: El distribuidor deberá revisar sus prácticas operativas con el propósito de mejorar su eficiencia en despachos de carga, material, equipo usado y métodos de trabajo;

B) Seguridad: El distribuidor tiene la obligación de velar tanto por la seguridad de su personal como por la del público en general. Por lo tanto deberá cumplir con las regulaciones de seguridad eléctrica indicadas en estas Normas, así como las establecidas en normas internacionales tales como ANSI, IEC, NFPA, NESC y NEC. El distribuidor deberá contar con un programa de capacitación de seguridad para los trabajadores que puedan estar expuestos a riesgos y peligros y deberá inculcarles una actitud consiente de seguridad. Dado que el Distribuidor tiene los conocimientos necesarios sobre la seguridad de instalaciones eléctricas de distribución, éste deberá por lo tanto disponer de material didáctico sobre el tema, el cual pondrá a disposición de su personal y del público en general;

34.2 Seguridad Pública: Toda autoridad civil o militar que encuentre cables, postes u otro elemento del sistema de distribución de energía eléctrica que represente peligro a las personas, debe informar de ésta situación a la empresa responsable de las instalaciones eléctricas y debe quedarse a vigilar. De estar autorizado y contar con los medios necesarios, deberá corregir la condición que representa peligro.

34.3 Mantenimiento. El Distribuidor deberá esmerarse en conservar en buen estado su sistema, no solo por seguridad, sino también, para el buen funcionamiento del sistema. Esto deberá incluir un programa regular de revisión de la totalidad de sus instalaciones en períodos no mayores de cinco años y deberá contemplar como mínimo las siguientes revisiones:

A) Distancias mínimas de seguridad. El Distribuidor debe establecer un programa de inspección para verificar que las distancias mínimas de seguridad, establecidas en los Artículos 18 y 22 de estas Normas se cumplen.

B) La integridad estructural de las líneas**.** El Distribuidor debe establecer un programa de inspección para verificar que los postes no estén deteriorados, que mantengan su vertical; que las bases de las torres no se han movido y que los cables de las retenidas cumplan su función.

C) Sistema de Tierras**.** El Distribuidor deberá establecer un programa de inspección y medición de su sistema de tierras para asegurarse que las conexiones están en buen estado y que sus valores no han superado los límites permitidos;

D) Vegetación próxima a los conductores. El distribuidor deberá realizar inspecciones regulares para verificar qué ramas de árboles y vegetación en general, no representen peligro para las líneas aéreas. Los trabajos de inspección y mantenimiento de las instalaciones con respecto a la remoción de la vegetación a efecto de lograr las distancias mínimas de seguridad especificadas en estas Normas, que garanticen la seguridad de las personas e instalaciones eléctricas, deberá llevarse a cabo atendiendo lo indicado en la constitución de Servidumbre, según la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

E) Inspección de las líneas y subestaciones. El distribuidor deberá realizar inspecciones regulares para verificar equipo defectuoso y las condiciones de cables, aisladores, herrajes y equipo en general.

F) Reemplazo de transformadores sobrecargados**.** Es también recomendable que el distribuidor desarrolle programas para reemplazar transformadores sobrecargados, e instituya un programa de apretado de la tornillería de los herrajes en general.

G) Coordinación de los esquemas de protección**.** Se recomienda establecer programas conjuntos de mantenimiento de las protecciones eléctricas para verificar la coordinación de los esquemas de protección en los puntos de interconexión entre el Transportista y el Distribuidor.

Artículo 35. Costo de Inspección. En los puntos de conexión entre los participantes, los costos de inspecciones programadas serán cubiertas por el propietario del equipo.

Todos los participantes tienen derecho a solicitar una inspección no programada del equipo del sistema al cual están conectados. Las inspecciones pueden ser realizadas de acuerdo a procedimientos normales o de una manera mas detallada si específicamente así es requerido. Si se encuentra que el equipo está defectuoso, la inspección no programada se considerará justificada y el costo de la misma deberá ser cubierto por el propietario del equipo dañado, quién deberá corregir el defecto. Si el equipo es encontrado dentro de los parámetros aceptables, el costo de la inspección no programada deberá ser cubierta por el participante que solicitó la inspección. Los resultados de estas revisiones o inspecciones, deberán estar a disposición de la Comisión en el momento en que ésta los requiera.

CAPITULO II
OPERACIÓN DE LINEAS Y SUBESTACIONES

Artículo 36. Requisitos Generales. Con el objeto de proteger de daños, al personal de las empresas propietarias de las instalaciones así como al público en general, durante las fases de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones del servicio de distribución, se deberá cumplir con como mínimo con las siguientes reglas básicas de seguridad, en lo

que corresponda. Para situaciones no cubiertas en este capítulo deberá actuarse de acuerdo a lo descrito en la Parte 4, secciones 40 a 44 del NESC.

36.1 El distribuidor deberá informar a cada uno de sus trabajadores cuando estos sean contratados, de las normas de seguridad que gobiernan las líneas eléctricas, subestaciones y su equipo asociado;

36.2 Los trabajadores deberán ser informados de procedimientos a seguir en caso de emergencias y las instrucciones relativas a los primeros auxilios que deban darse a las víctimas de accidentes causados por la corriente eléctrica. Copia de estos procedimientos deberán estar a la vista de los trabajadores en los vehículos así como otros lugares donde la naturaleza del trabajo desarrollado lo requiera.

Artículo 37 Métodos y Mecanismos de Protección.

37.1 El acceso a lugares en donde se encuentre equipo en movimiento o energizado deberá ser restringido únicamente a personal autorizado.

37.2 Diagramas y planos que muestren el arreglo así como la ubicación de líneas y equipo eléctrico de la porción del sistema por el cuál se es responsable, deberá ser mantenido en archivo que sea rápidamente accesible a personal autorizado. Esta información debe estar disponible a la Comisión cuando ésta así lo requiera.

37.3 Mecanismos y equipo de protección así como la ropa de trabajo debe ser revisada constantemente para asegurarse que se encuentra en condiciones seguras de operar.

37.4 Antes de ejecutar trabajos sobre líneas, el trabajador debe realizar inspecciones o pruebas preliminares para determinar las condiciones existentes.

37.5 Los trabajadores deben utilizar ropa adecuada de acuerdo a la tarea asignada y al medio ambiente. Cuando se trabaja en la vecindad de líneas o equipo energizado, los trabajadores deben evitar tener en sus ropas artículos metálicos expuestos.

37.6 Si para ciertos trabajos es necesario recurrir a personas que no tengan preparación especial, deberá instruírseles en forma clara y precisa sobre la labor que les corresponda ejecutar y deberá mantenerse una estrecha vigilancia mientras trabajen.

Artículo 38. Líneas aéreas.

38.1 **Frecuencia de Inspección.** Las líneas aéreas y su equipo asociado deberán ser inspeccionados con la frecuencia que la experiencia demuestre que sea necesario, siempre y cuando este tiempo no sea mayor a 5 años;

38.2 **Instalando estructuras cerca de líneas energizadas.** Cuando se instale, mueva o remueva una estructura cerca de líneas energizadas, se deberán tomar las precauciones adecuadas para evitar contacto de la estructura con la línea energizada, además los trabajadores deben usar ropa adecuada para estos trabajos.

38.3 **Chequeando estructuras antes de escalarlas**. Antes de escalar una estructura, se deberá verificar que la estructura es capaz de soportar la tensión o desbalance adicional a que estará sometida, si se comprueba que la estructura no es segura para escalar, se debe evitar escalarla a menos que se asegure con retenidas u otro medio adecuado.

38.4 **Instalando y removiendo cables**. Al momento de instalar o remover cables es necesario que el Distribuidor tome las medidas de precaución necesarias, para evitar poner en riesgo a los transeúntes y al tráfico vehicular.

38.5 **Líneas fuera de servicio temporalmente.** Las líneas aéreas que se encuentren temporalmente fuera de servicio deberán ser mantenidas y controladas como si ellas estuvieran en servicio;

38.6 **Registro de defectos o problemas en las líneas.** Cualquier defecto o problema que sea detectado a través de pruebas, inspecciones u otro medio y que por alguna razón no sea corregido inmediatamente, deberá ser reportado y registrado en un libro o archivo magnético habilitado exclusivamente para el control de este tipo de evento. Esta información deberá estar a disposición de la Comisión en el momento en que ésta los requiera;

38.7 **Líneas con Historial de problemas.** Las líneas aéreas y equipo asociado que tengan un historial de registros que demuestren problemas o defectos que pueden, razonablemente, suponer que podrían poner en peligro la segu-

ridad de las personas y/o de las instalaciones deberá ser inmediatamente reparada, desconectada o aislada.

Artículo 39. Subestaciones.

39.1 Equipo para trabajar en partes energizadas. Los trabajos en estas instalaciones deberán ser ejecutados por personal capacitado y provisto de equipo de protección especial adecuado a la tensión de que se trate, tales como: guantes, mangas, cubiertas de hule, herramientas aisladas, dispositivos para prueba y para Puesta a tierra, pértigas, canastillas o plataformas aisladas, etc. El equipo deberá ser inspeccionado periódicamente y conservado en buenas condiciones

39.2 Trabajos en instalaciones sin tensión. Los trabajos en estas instalaciones aun cuando no estén con tensión, deberán ser ejecutados por personal capacitado y provisto de equipo de protección apropiado. Cuando se ejecuten trabajos en parte de estas instalaciones que no están con tensión, se deberán tomar medidas para evitar, al personal, todo peligro que provenga de las instalaciones vecinas que hubieran quedando con tensión.

39.3 Acceso a personas ajenas al servicio. En el caso de que por alguna razón sea necesario hacer que las instalaciones de las subestaciones sean momentáneamente accesibles para personas ajenas al servicio, se deberán tomar medidas para impedir que corran peligro.

39.4 Visitas a la Subestación. En el caso de que las instalaciones de las subestaciones ofrezcan peligros, las visitas serán admitidas previa autorización, solamente en pequeños grupos, guiados por personal autorizado.

Artículo 40 Líneas Subterráneas.

40.1 Aviso a propietarios de Instalaciones cercanas: Deberá informarse con anticipación a los propietarios o encargados de la operación de otras instalaciones acerca de las nuevas construcciones o cambios en las instalaciones existentes que puedan afectar adversamente a las primeras;

40.2 Entorno Ecológico: Cuando la realización de los trabajos de mantenimiento afecte el entorno ecológico, éste deberá restituirse tan pronto sean terminados los trabajos.

40.3 Protección en áreas de trabajo:

A) Antes de iniciar cualquier trabajo que pueda poner en peligro al público o a los trabajadores, deberán colocarse avisos preventivos, barreras normalizadas o conos fosforescentes, de tal manera que sean perfectamente visibles al tránsito de vehículos y peatones que se acercan al lugar de trabajo; en estos casos, el personal a cargo de los trabajos deberá usar chalecos de color fosforescente y deberán poner en funcionamiento los faros giratorios del vehículo o cualquier otro dispositivo de señalización. Durante la noche, adicionalmente, deberán utilizarse señales luminosas o reflejantes. Cuando la naturaleza del trabajo y las condiciones de tránsito lo justifiquen, una persona deberá dedicarse exclusivamente a advertir a los transeúntes sobre los riesgos existentes;

B) Durante el día, los agujeros, zanjas, registros sin tapa u obstrucciones deberán identificarse con señales de peligro, tales como avisos preventivos y acordonamiento, conos fosforescentes o barreras. Durante la noche deberán usarse señales luminosas o reflejantes. De ser necesario dejar desatendido temporalmente algún agujero, deberá colocarse una tapa provisional para evitar accidentes al público;

C) Cuando la naturaleza del trabajo y las condiciones del tránsito lo justifiquen, deberá solicitarse el auxilio de las autoridades de tránsito competentes, para advertir a los transeúntes sobre los riesgos existentes;

D) Cuando por razón de los trabajos se expongan partes energizadas o en movimiento, deberán colocarse avisos preventivos y guardas, para advertir a los otros trabajadores en el área.

Artículo 41. Distancias mínimas de aproximación: Los trabajadores de las empresas distribuidoras no deben aproximarse, o permitir que se aproximen otras personas, a cualquier objeto conductor a una distancia menor que la permitida por la Tabla No.18, a menos que cumpla con uno de los siguientes requisitos:

1) La línea o parte de ella está desenergizada;
2) El trabajador está aislado de la línea energizada. Equipo de protección aislado de acuerdo a la tensión de operación debe ser utilizado por el trabajador.

Tabla No. 18
Distancias minimas de aproximacion del trabajador para Trabajar en partes energizadas expuestas de corriente alterna

Tensión de fase a fase (kV)	Distancia minima de aproximacion Fase a tierra (m)	Distancia minima de aproximacion Fase a fase (m)
0 - 0.300	Evitar contacto	Evitar contacto
0.301 - 0.750	0.31	0.31
0.751 - 15	0.65	0.67
15.1 - 36	0.77	0.86
36.1 - 46	0.84	0.96
46.1 - 121	1.00	1.29
138 - 145	1.09	1.50
161 - 169	1.22	1.71
230 - 242	1.59	2.27
345 - 362	2.59	3.80
500 - 550	3.42	5.50
765 - 800	4.53	7.91

A) Factores de Corrección por altura.
Las distancias dadas en la tabla No. 18 deben ser utilizadas para elevaciones de hasta 900 msnm, para elevaciones mayores deben utilizarse los factores de corrección indicados en la tabla No. 19.

Tabla No. 19
Factores de Corrección por Altitud

Altitud (msnm)	Factor de Corrección
900	1.00
1200	1.02
1500	1.05
1800	1.08
2100	1.11
2400	1.14
2700	1.17
3000	1.20
3600	1.25
4200	1.30

TITULO IV
SANCIONES E INCUMPLIMIENTOS

CAPITULO UNICO
SANCIONES E INCUMPLIMIENTOS

(Corregido por fe de erratas publicada en el Diario de Centro América el 13 de Enero del año 2000)

Artículo 42. Sanciones. El Distribuidor deberá cumplir con lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento y con los requerimientos de estas Normas. El incumplimiento con, los estándares y medidas de seguridad de las instalaciones de distribución establecidas en estas normas, resultará en sanciones, aplicadas por la Comisión, de acuerdo con lo establecido en La Ley General de Electricidad y su Reglamento u otro reglamento que la Comisión establezca para este fín.

TITULO V
DISPOSICIONES FINALES

CAPITULO UNICO
DISPOSICIONES FINALES

(Corregido por fe de erratas publicada en el Diario de Centro América el 13 de Enero del año 2000)

Artículo 43. Competencia de la Comisión. Será competencia de la Comisión en lo concerniente a estas Normas, sin que ello sea limitativo:

43.1 La fiscalización de su fiel cumplimiento;
43.2 La revisión, ampliación y actualización de estas Normas y la emisión de normas complementarias;
43.3 La interpretación de estas Normas en caso de divergencias o dudas y la resolución de los casos no previstos;

Articulo 44. Normas Complementarias. En todo lo que no esté expresamente indicado en estas Normas, prevalecen los requisitos vigentes de las normas internacionales ANSI o IEC equivalente, NESC, NEC, ASTM y NFPA, en lo que corresponda.

Artículo 45. Responsabilidad Técnica. Toda actividad técnica relacionada con estas Normas, deberá ser realizada, supervisada y/o avalada por un Ingeniero Electricista o Mecánico Electricista, colegiado activo.

TITULO VI
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPITULO UNICO
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

(Corregido por fe de erratas publicada en el Diario de Centro América el 13 de Enero del año 2000)

Artículo 46. Diagnóstico de Instalaciones Existentes. El distribuidor deberá presentar a la Comisión en el término de 18 meses a partir de la vigencia de estas Normas, el informe del diagnóstico de sus instalaciones acompañado de su respectivo plan de mantenimiento y adecuación de sus instalaciones existentes de servicio de distribución de energía eléctrica para garantizar la seguridad de las personas y bienes. Las instalaciones existentes que fueron construidas cumpliendo en su oportunidad con normas anteriores a la presente, no necesitan ser modificadas para cumplir con esta; excepto cuando sea requerido por razones de seguridad u otra causa establecida en las Normas.

Artículo 47. Autorización de Normas del Distribuidor. En un plazo no mayor de 18 meses, a partir de la entrada en vigencia de estas Normas, los Distribuidores deberán someter a la aprobación de la Comisión, sus normas relacionadas con el diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas, redes y subestaciones de distribución de energía eléctrica. Si en el futuro, el distribuidor desea realizar modificaciones o ampliaciones a sus normas, deberá solicitar a la Comisión la respectiva aprobación.

Artículo 48. Derogatorias. Se derogan todas las disposiciones y normas técnicas que contradigan estas Normas.

Artículo 49. Vigencia. Estas Normas entran en vigencia al siguiente día de su publicación en el Diario de Centro América.

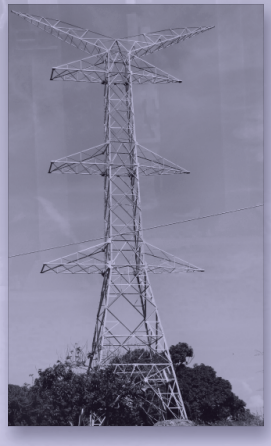
NTDOST

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
–CNEE–

NORMAS TÉCNICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

–NTDOST–

GUATEMALA, MARZO 2010



Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica –NTDOST–

Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica –NTDOST– 174
Título I Disposiciones Generales 174
Capítulo I Disposiciones Generales 174
Capítulo II Definiciones 174
Título II Criterios Generales de Diseño 175
Capítulo I Diseño de Líneas Aéreas 175
Capítulo II Diseño de Subestaciones 177
Capítulo III Regulaciones de Seguridad 177
Título III Criterios Operacionales 177
Capítulo I Operación del Sistema 177
Capítulo II Inspección y Mantenimiento 177
Título IV Sanciones 178
Capítulo Único Sanciones 178
Título V Disposiciones Finales 179
Capítulo Único Disposiciones Finales 179
Título VI Disposiciones Transitorias 179
Capítulo Único Disposiciones Transitorias 179

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

NORMAS TECNICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA –NTDOST–

RESOLUCION CNEE No. 49-99

Guatemala, 18 de noviembre de 1999

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 del Congreso de la República, norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

CONSIDERANDO:

Que en el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad, se establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir las normas técnicas relativas al sub sector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 45 del Acuerdo Gubernativo 256-97 Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la elaboración de las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, las cuales contendrán todas las normas técnicas y operativas que garanticen la seguridad de las instalaciones y la calidad del servicio.

POR TANTO

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 las siguientes:

NORMAS TECNICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA –NTDOST–

TITULO I
DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I
DISPOSICIONES GENERALES

Artículo No. 1. Objetivo de las normas. Estas normas tienen por objeto establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones del servicio de transporte de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas y bienes y la calidad del servicio.

Artículo 2. Alcance y aplicación de las normas. Estas normas serán de aplicación obligatoria, en la República de Guatemala, para todas las personas individuales ó jurídicas, que tengan relación con el diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de las instalaciones de servicio de transporte de energía eléctrica, incluyendo sus mejoras, ampliaciones e instalaciones temporales.

Artículo 3. Excepciones. En el caso de instalaciones de emergencia el transportista, bajo su entera responsabilidad, podrá autorizar la omisión de alguno de los requisitos exigidos en estas Normas, siempre que se garantice la debida seguridad de las personas y bienes por otros medios y/o procedimientos. Finalizada la emergencia la instalación deberá ser acondicionada para cumplir con todos los requisitos de las presentes Normas.

Artículo 4. Materiales y equipos. En las líneas y subestaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, deberán utilizarse materiales y equipos que cumplan con las normas nacionales y/o internacionales vigentes correspondientes, tales como las normas IEC y ANSI. Estos materiales y equipos deberán resistir y soportar las condiciones mínimas operativas climáticas y ambientales, tales como salinidad, polución, vientos fuertes, etc., que garanticen la calidad del servicio conforme a las normas técnicas NTSD y NTCSTS.

Artículo 5. Sistema de medida. Para los valores numéricos requeridos por estas Normas debe utilizarse el Sistema Internacional de Unidades, S.I. En caso de emplearse otro sistema de medida, se deberán incluir ambos.

Artículo 6. Servidumbres. Cuando un interesado requiera la constitución de servidumbres, deberá proceder de acuerdo a la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

Artículo 7. Calidad de la energía eléctrica. El diseño de líneas y subestaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica deberá considerar los parámetros del servicio existente en la zona, con la finalidad de mejorar o de no deteriorar la calidad del mismo, de conformidad a las normas técnicas NTSD y NTCSTS, debiendo además realizar los estudios conforme lo ordenan las normas NEAST y NTAUCT.

Artículo 8. Impacto ambiental. Se deberá proceder de acuerdo a lo indicado en La Ley General de Electricidad y su Reglamento, u otra norma específica que en el futuro se apruebe.

CAPITULO II
DEFINICIONES

Artículo 9. Definiciones y Acrónimos. Para los efectos de estas Normas se establecen las siguientes definiciones y acrónimos, las cuales se agregan a aquellas contenidas en la Ley General de Electricidad y su Reglamento y otras normas técnicas emitidas por la Comisión. Deberá entenderse que otros términos no incluidos en estas definiciones se usan en el sentido o con el significado más aceptado en el lenguaje técnico.

AMM: Administrador del Mercado Mayorista

ANSI: American National Standard Institute.

ASTM: American Society for Testing and Materials.

Contingencia sencilla. Un incidente que causa la pérdida de un único elemento.

Estructuras: La unidad principal de soporte, generalmente se aplica al poste o torre adaptado para ser usado como medio de suspensión de líneas aéreas de energía eléctrica.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

Distancia mínima de seguridad: Es la distancia mínima de separación entre superficies, de un objeto energizado y otro objeto energizado o no, superficie o persona, establecida a los fines de garantizar que el segundo objeto, superficie o persona no se encuentre en riesgo de recibir descargas eléctricas desde el primero.

Línea Aérea: Es una adaptación de componentes, destinados al transporte de energía eléctrica**.** Está constituida por conductores desnudos, forrados o aislados, tendidos en espacios abiertos y que están soportados por estructuras con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores.

NEAST: Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte

NEC: National Electrical Code

NESC: National Electrical Safety Code

NFPA: National Fire Protection Association

NTAUCT: Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte

NTCSTS: Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

NTDOID: Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución**.**

NTDOST: Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica.

NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución..

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SNI: Sistema Nacional Interconectado.

Tensión: A menos que se indique lo contrario, para los efectos de estas Normas tensión significa voltaje ó diferencia de potencial efectiva (rms) entre dos conductores o entre un conductor y tierra.

TITULO II
CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO

CAPITULO I
DISEÑO DE LINEAS AEREAS

Artículo 10. Objetivo: Este capítulo contiene los requisitos mínimos que deben cumplir el diseño y la construcción de las instalaciones del servicio de transporte de energía eléctrica, con la finalidad de obtener la máxima seguridad y protección a las personas y bienes. En todos los casos en que son aplicables, esta norma utilizará los criterios que para el diseño de líneas se encuentran establecidas en las NTDOID.

Artículo 11.Diseño Eléctrico. El diseño eléctrico de un sistema aéreo de transporte de corriente alterna deberá considerar y cumplir como mínimo los siguientes requisitos:

11.1 Flujos de potencia: Se deberán realizar los estudios necesarios para determinar las necesidades de flujo de potencia.

11.2 La estabilidad del sistema: Deberán respetarse los siguientes criterios de diseño del Sistema de Transporte en Alta Tensión para su operación;

11.2.1 Deberá mantenerse un nivel de tensión, en todos los nodos del Sistema de Transporte, de conformidad con lo establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS-;

11.2.2 La potencia transportada por las líneas de transmisión deberá permanecer por debajo de la potencia máxima de transporte que se determina aplicando los

criterios de operación del AMM para garantizar la confiabilidad del SNI o de los Sistemas Aislados.

11.2.3 En condiciones posteriores a fallas simples, entendiéndose por tales la falla de un elemento serie del SNI o de los Sistemas Aislados, la potencia transportada por las líneas de transmisión deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipo correspondiente.

11.2.4 El Sistema de Transporte en Alta Tensión, en condiciones normales y frente a fallas simples deberá mantenerse transitoriamente estable para cualquier estado de carga;

11.2.5 El Sistema de Transporte en Alta Tensión en condiciones normales o con un equipo fuera de servicio deberá soportar una falla simple sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico, entendiéndose por tal un desmembramiento no controlado que, en por lo menos uno de los subsistemas resultantes, provoca una interrupción total del servicio eléctrico.

11.2.6 El Sistema de Transporte en Alta Tensión en condiciones excepcionales de alta o baja demanda o generación, o cuando contare con equipo fuera de servicio deberá respetar los límites de calidad establecidos en las NTCSTS y los criterios de confiabilidad del AMM, no admitiéndose en ningún caso que ante fallas simples y/o dobles de alta probabilidad en equipos existentes se produzca el colapso del sistema completo.

11.3 Seguridad del Sistema. En general, el sistema deberá ser diseñado para soportar una contingencia sencilla con pocos efectos negativos. Esto significa que el disparo de un único elemento del sistema, sea generador, transformador o línea no deberá resultar en:

(c) Colapso generalizado del sistema o inestabilidad del mismo;

(d) Sobrecarga de líneas y/o transformadores;

(e) Pérdida de carga.

11.4 La selección del nivel de tensión: Las tensiones máximas de operación se deberán diseñar con apego a las Normas ANSI C84 y C92. La Tabla No.1 muestra las tensiones de transporte actualmente utilizadas en Guatemala.

Tabla No 1

Tensión	
Nominal KV	**Máxima de Diseño KV**
69	72.5
138	145
230	242

11.5 La selección de conductores: La selección del conductor para una línea de transporte dependerá de su aplicación específica. Para seleccionarlo, el diseñador deberá satisfacer los requisitos de transporte de energía eléctrica, mínimas pérdidas de potencia, regulación de tensión dentro de los límites permitidos por las NTSD y NTCSTS, y una adecuada resistencia mecánica del conductor.

11.6 Interferencias Eléctricas. El diseñador deberá respetar los criterios de diseño así como las distancias recomendadas por normas internacionales tales como ANSI/IEEE o la norma canadiense CAN3-C108.3.1-M84, para evitar o minimizar las interferencias eléctricas en radio, televisión, teléfonos, equipo de cómputo y sistemas de comunicación en general.

11.7 El aislamiento.

11.7.1 El diseño del aislamiento de las líneas aéreas deberá considerar que los aisladores eviten un salto de arco para prácticamente cualquier condición de operación y condiciones de sobretensiones transitorias, bajo cualesquiera condiciones de humedad, temperatura, lluvia y con las acumulaciones de suciedad, sal y otros contaminantes que no son desprendidos por el lavado periódico de las aguas de lluvia;

11.7.2 Los aisladores podrán ser de porcelana, vidrio u otro material que provea características mecánicas y eléctricas iguales o superiores que los antes mencionados. Deberán estar identificados por su fabricante ya sea con su nombre comercial, con un número de catálogo, u otro medio, de tal forma que permita determinar sus propiedades eléctricas y mecánicas a través de catálogos u otra literatura;

11.8 Los relevadores de protección. El diseño de las líneas de transporte deberá considerar la protección de éstas a través de relevadores de protección adecuados. El diseño del esquema de protección deberá ser responsabilidad del transportista, para garantizar la seguridad y confiabilidad del SNI.

CAPITULO II
DISEÑO DE SUBESTACIONES

Artículo 12. Diseño de Subestaciones: Con el objeto de evitar que ocurran daños personales y materiales por contacto de líneas eléctricas energizadas con personas, equipos, instalaciones o superficies, el diseño de las subestaciones utilizará, en todos los casos en que son aplicables, los criterios que para el diseño de subestaciones se encuentran establecidos en las NTDOID.

CAPITULO III
REGULACIONES DE SEGURIDAD

Artículo 13 Distancias mínimas de seguridad. A efectos de limitar la posibilidad de contacto de personas con los circuitos o impedir que las instalaciones de un transportista entren en contacto con las instalaciones de otro o con la propiedad pública o privada, el diseño de las líneas y subestaciones del servicio de transporte de energía eléctrica debe cumplir con los requisitos mínimos establecidos en los artículos 18 y 22 de las NTDOID en lo que corresponda.

Artículo 14 Cargas mecánicas y clases de construcción en líneas aéreas. Con el objeto de establecer los coeficientes de seguridad y otros requisitos que las líneas aéreas deben cumplir en diferentes lugares y condiciones que representan peligro a las personas y bienes, el diseño de las líneas de transporte de energía eléctrica debe cumplir con los requisitos mínimos establecidos en los Artículos 19 y 20 de las NTDOID en lo que corresponda.

Artículo 15 Métodos de puesta a tierra. para conectar a tierra los conductores y el equipo de las líneas eléctricas del sistema de transporte, se deben utilizar los métodos de puesta a tierra descritos en el Capítulo IV, del Título II de las NTDOID, en lo que corresponda, además de los otros criterios de puesta a tierra descritos en los diferentes títulos de esa misma norma siempre que sean aplicables.

TITULO III
CRITERIOS OPERACIONALES

CAPITULO I
OPERACIÓN DEL SISTEMA

Artículo 16. Operación del Sistema. La operación del Sistema Nacional Interconectado y de los sistemas aislados se realizará de acuerdo a lo estipulado en las Normas de Coordinación emitidas por el AMM y otras que al respecto emita la Comisión.

Artículo 17. Operación de líneas aéreas y subestaciones: Con el objeto de proteger de daños, al personal de las empresas propietarias de las instalaciones así como el público en general, durante las fases de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones del servicio de transporte de energía eléctrica, se deben cumplir como mínimo las reglas básicas de seguridad establecidas en los artículos 36, 37, 38, 39, 40 y 41 de las NTDOID, en lo que corresponda.

CAPITULO II
INSPECCION Y MANTENIMIENTO

Artículo 18. Líneas y Equipo de Transporte. La responsabilidad de inspeccionar y garantizar la integridad y conveniente operación de las líneas y los equipos de una empresa de transporte, o de participantes que sean propietarios de líneas y equipos de transporte es de ellas mismas. Las empresas de transporte deberán inspeccionar sus líneas y equipos conectados al Sistema Eléctrico Nacional antes de la conexión inicial y periódicamente después de su conexión para asegurarse que los parámetros y datos están correctos y no han cambiado más allá de los límites aceptables.

Artículo 19. Mantenimiento. El transportista deberá esmerarse en conservar en buen estado su sistema, no solo por seguridad, sino también, para el buen funcionamiento del sistema. Esto deberá incluir un

programa regular de revisión de la totalidad de sus instalaciones en períodos no mayores a tres años y deberá incluir como mínimo las siguientes revisiones:

19.1 Distancias mínimas de seguridad. El Transportista deberá establecer un programa de inspección para verificar que las distancias mínimas de seguridad establecidas en los artículos 18 y 22 de las NTDOID se cumplen. Si por cualquier razón las distancias mínimas de seguridad no cumplen con los requerimientos mínimos de seguridad, se deberá proceder a corregir el problema.

19.2 La integridad estructural de las líneas. El Transportista deberá establecer un programa de inspección para verificar que las estructuras no estén deterioradas, y que mantengan su posición inicial de diseño; que las bases de las estructuras no se han movido y que los cables de las retenidas cumplan su función. En el caso de que las estructuras efectivamente hayan sufrido uno de estos u otros daños, estos deberán ser corregidos en el menor tiempo posible;

19.3 Sistema de Tierras. El Transportista deberá establecer un programa de inspección y medición de su sistema de tierras para asegurarse que las conexiones están en buen estado y que sus valores no han superado los límites permitidos en las normas NTDOID;

19.4 Vegetación próxima a los conductores. El Transportista deberá realizar inspecciones regulares para verificar que ramas de árboles y vegetación en general, no representen peligro para las líneas aéreas. Los trabajos de inspección y mantenimiento de las instalaciones con respecto a la remoción de la vegetación a efecto de lograr las distancias mínimas de seguridad especificadas en estas Normas, que garanticen la seguridad de las personas e instalaciones eléctricas, deberán llevarse a cabo atendiendo lo indicado en la constitución de Servidumbre, según la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

19.5 Inspección de las líneas y subestaciones. El Transportista deberá realizar inspecciones regulares en las líneas de transporte así como en subestaciones de acceso a la red, para verificar que no existan equipos defectuosos y que las condiciones de los cables, aisladores, herrajes y demás elementos sean las adecuadas;

19.6 Coordinación de los esquemas de protección. Se recomienda establecer programas conjuntos de mantenimiento de las protecciones eléctricas para verificar la coordinación de los esquemas de protección en los puntos de interconexión entre el Transportista y el Distribuidor, Generador ó Gran Usuario.

Artículo 20. Reportes de Inspección y/o Mantenimiento. La Comisión y/o el AMM podrán requerir en cualquier momento reportes de inspecciones y/o mantenimiento de las empresas de transporte y/o conducir en forma autónoma inspecciones periódicas**.**

Artículo 21. Costo de Inspección. En los puntos de conexión entre los participantes, los costos de inspecciones serán cubiertos por el propietario del equipo. Todos los participantes tienen derecho a solicitar una inspección no programada del equipo del sistema al cual están conectados. Las inspecciones pueden ser realizadas de acuerdo a procedimientos normales o de una manera mas detallada si específicamente así es requerido. Si se encuentra que el equipo está defectuoso, la inspección no programada se considera justificada y el costo de la misma deberá ser cubierto por el propietario del equipo dañado quién deberá corregir el defecto. Si el defecto no es corregido en un tiempo razonable, se podrá solicitar a la Comisión que fije un plazo para la solución. Si el equipo es encontrado dentro de los parámetros aceptables, el costo de la inspección no programada deberá ser cubierta por el participante que solicitó la inspección**.**

TITULO IV
SANCIONES

CAPITULO UNICO
SANCIONES

Artículo 22. Sanciones. El Transportista deberá cumplir con lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento y con los requisitos de estas Normas. El incumplimiento con los estándares y medidas de seguridad de las instalaciones del Servicio de Transporte

de Energía Eléctrica establecidas en estas normas, resultará en sanciones, aplicadas por la Comisión, de acuerdo con lo establecido en La Ley General de Electricidad y su Reglamento, u otro reglamento que la Comisión establezca para este fin.

TITULO V
DISPOSICIONES FINALES

CAPITULO UNICO
DISPOSICIONES FINALES

Artículo 23. Competencia de la Comisión. Será competencia de la Comisión en lo concerniente a estas Normas, sin que ello sea limitativo:

23.1 La fiscalización de su fiel cumplimiento;
23.2 La revisión, ampliación y actualización de estas Normas y la emisión de normas complementarias;
23.3 La interpretación de estas Normas en caso de divergencias o dudas y la resolución de los casos no previstos.

Artículo 24. Responsabilidad Técnica. Toda actividad técnica relacionada con estas Normas, deberá ser realizada, supervisada y/o avalada por un Ingeniero Electricista o Mecánico Electricista, colegiado activo.

Artículo 25. Aspectos no contemplados por estas Normas.

25.1 Todo lo establecido en las NTDOID que aplique también al Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica y que no esté expresamente indicado en estas Normas, deberá ser respetado y cumplido.
25.2 En todo lo que no esté expresamente indicado en esta Norma, prevalecen los requisitos vigentes de las normas internacionales ANSI o IEC equivalente, NESC, NEC, ASTM, y NFPA correspondiente.

TITULO VI
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPITULO UNICO
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 26. Diagnóstico de Instalaciones Existentes. El Transportista deberá presentar a la Comisión en el término de dieciocho meses a partir de la vigencia de estas Normas, el informe del diagnóstico de sus instalaciones acompañado de su respectivo plan de mantenimiento y adecuación de sus instalaciones existentes del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica para garantizar la seguridad de las personas y bienes y la calidad del servicio. Las instalaciones existentes que fueron construidas cumpliendo en su oportunidad con normas anteriores a la presente, no necesitan ser modificadas para cumplir con ésta; excepto cuando sea requerido por razones de seguridad u otra causa establecida en estas Normas.

Artículo 27. Autorización de Normas del Transportista. En un plazo no mayor de dieciocho meses a partir de la entrada en vigencia de estas normas, las empresas de transporte deberán someter a la aprobación de la Comisión, sus normas relacionadas con el diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas y subestaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (normas que afectan al Sistema principal, secundario y de subtransmisión). Las normas del transportista deberán estar en concordancia con estas y otras normas internacionales y observar todo lo referente a la utilización del Sistema Internacional de Unidades, S.I. Si en el futuro, el transportista desea realizar modificaciones o ampliaciones a los documentos antes mencionados, deberá solicitar a la Comisión la aprobación de la modificación o ampliación propuesta.

Artículo 28. Derogatorias. Se derogan todas las disposiciones y normas técnicas que contradigan estas Normas.

Artículo 29. Vigencia. Estas Normas entran en vigencia al siguiente día de su publicación en el Diario de Centro América.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
–CNEE–

NORMAS TÉCNICAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE Y SANCIONES

–NTCSTS–

NTCSTS

GUATEMALA, MARZO 2010

Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–

Título I Disposiciones Generales 183
Capítulo I Definiciones 183
Capítulo II Objetivo y Alcance. 184
Capítulo III Etapas de Aplicación 184
Título II Sistemas de Control. 185
Capítulo I Sistema de Medición y Control de la Calidad del Producto 185
Capítulo II Sistema de Control e Identificación de los Participantes Conectados al Sistema de Transporte 185
Título III Obligaciones 185
Capítulo I Obligaciones del Transportista 185
Capítulo II Obligaciones del Administrador del Mercado Mayorista 186
Capítulo III Obligaciones de los Participantes Conectados a un Sistema de Transporte 186
Capítulo IV Obligación del Comercializador 187
Título IV Calidad del Producto Técnico 187
Capítulo I Generalidades 187
Capítulo II Regulación de Tensión 187
Capítulo III Distorsión Armónica de la Tensión. 188
Capítulo IV Flicker en la Tensión. 188
Título V Incidencia en la Calidad del Producto por los Participantes 189
Capítulo I Desbalance de Corriente 189
Capítulo II Distorsión Armónica de la Corriente de Carga de los Participantes 190
Capítulo III Flicker de los Participantes 190
Título VI Calidad del Servicio Técnico 190
Capítulo I Generalidades 190
Capítulo II Indisponibilidad Forzada de Líneas de Transmisión 191
Capítulo III Sanciones por Indisponibilidad Forzada, Desconexiones Automáticas, Reducción de Carga, Indisponibilidad Programada y Déficit de Reactivo 191
Título VII Disposiciones Finales 193
Capítulo Único 193
Título VIII Disposiciones Transitorias 194
Anexos 195
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica. 195
Comisión Nacional de Energía Eléctrica 197
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica. 197

Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones 197
Comisión Nacional de Energía Eléctrica 205
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica 205
Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones 205
Comisión Nacional de Energía Eléctrica 216
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica 216
Comisión Nacional de Energía Eléctrica 218
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica 218

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCION CNEE-50-99

Guatemala, 18 de noviembre de 1999

CONSIDERANDO:

Que conforme a lo que establece el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, creada por el Decreto número 93-96 del Congreso de la República, velar por el derecho que tienen los usuarios a recibir un servicio de energía eléctrica de calidad.

CONSIDERANDO:

Que conforme a lo que establece el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad, también corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir las normas técnicas correspondientes al subsector eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 56 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece la obligación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de emitir las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

POR TANTO:

En ejercicio de las funciones que le confiere la Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96 del Congreso de la República.

RESUELVE:

Emitir las siguientes:

NORMAS TÉCNICAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE Y SANCIONES –NTCSTS–

TÍTULO I
DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I
DEFINICIONES

Artículo 1. Definiciones. Para los efectos de estas Normas, se establecen las siguientes definiciones, las cuales se agregan a aquellas contenidas en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y otras normas emitidas por la Comisión.

CENS: Costo de la Energía No Suministrada.

Normas: Son las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, NTCSTS.

Participantes: Son los Agentes e Integrantes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios, que están conectados a un Sistema de Transporte.

Falla: Para propósitos de aplicación de estas Normas, una falla corresponde a una indisponibilidad forzada.

CAPITULO II
OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 2. Objetivo. El objetivo de estas Normas es establecer los índices de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y las sanciones respecto de los siguientes parámetros:

a) Calidad del Producto por parte del Transportista:

-Regulación de Tensión,
-Distorsión Armónica,
-Flicker.

b) Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto:

-Desbalance de Corriente,
-Distorsión Armónica,
-Flicker,
-Factor de Potencia.

c) Calidad del Servicio Técnico:

-Indisponibilidad forzada de líneas,
-Indisponibilidad del equipo de compensación,
-Indisponibilidad programada,
-Desconexiones automáticas,
-Reducción a la capacidad de transporte.

Artículo 3. Alcance de las Normas. Estas Normas son de aplicación obligatoria para toda empresa que preste el servicio de Transporte de Energía Eléctrica y todos los Participantes que hacen uso de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica.

CAPITULO III
ETAPAS DE APLICACIÓN

Artículo 4. Etapas de Aplicación. A efectos de posibilitar una adecuación gradual del Transportista y de los Participantes a las exigencias indicadas en estas Normas, se han establecido cuatro etapas consecutivas, con niveles crecientes de sanciones. El régimen de sanciones, para las instalaciones nuevas al entrar en operación comercial o al ser energizadas, corresponderá al especificado para la Cuarta Etapa; y para Ampliaciones a las instalaciones existentes, tales como: una línea de transmisión, una subestación transformadora, equipos de compensación de potencia reactiva y otros elementos similares, se evaluará de acuerdo a lo especificado para la Cuarta Etapa cuando se incremente en mas del cincuenta por ciento la instalación actual correspondiente.

Artículo 5. Primera Etapa. La Primera Etapa regirá a partir de la vigencia de estas Normas y tendrá una duración de seis meses. En esta etapa, el Transportista implementará, probará y pondrá en marcha: el Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio de los Participantes; y, el Sistema de Control e Identificación de los Participantes.

A partir del inicio de esta etapa, el Transportista y los Participantes deberán informar a la Comisión y al AMM de todas aquellas perturbaciones que afecten la operación normal de sus instalaciones, identificando las posibles fuentes y aportando la evidencia correspondiente.

Artículo 6. Segunda Etapa. La Segunda Etapa regirá a partir de la terminación de la Primera Etapa y tendrá una duración de seis meses.

Durante esta Etapa, si se superan las tolerancias establecidas en estas Normas, se aplicará una sanción correspondiente a un tercio del valor aplicable en la Cuarta Etapa.

Artículo 7. Tercera Etapa. La Tercera Etapa regirá a partir de la terminación de la Segunda Etapa y tendrá una duración de seis meses.

Durante esta Etapa, si se superan las tolerancias establecidas en estas Normas, se aplicará una sanción correspondiente a dos tercios del valor aplicable en la Cuarta Etapa.

Artículo 8. Cuarta Etapa. La Cuarta Etapa regirá a partir de la terminación de la Tercera Etapa y tendrá una duración indefinida.

Durante esta Etapa, si se superan las tolerancias establecidas en estas Normas, se aplicará el valor total de las sanciones.

TITULO II
SISTEMAS DE CONTROL

CAPITULO I
SISTEMA DE MEDICION Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

Artículo 9. Objetivo del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio. El objetivo del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio, es que todo Transportista disponga de un sistema auditable que permita, como mínimo:

9.1 El análisis y tratamiento de las mediciones realizadas, para la verificación de la Calidad del Producto,
9.2 Establecer la relación entre los registros y las tolerancias previstas en estas Normas respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad,
9.3 Mantener un registro histórico de los valores medidos en cada parámetro, para cada Participante conectado a su Sistema de Transporte, correspondiente a, por lo menos, los cinco últimos años,
9.4 El cálculo de las indemnizaciones y sanciones,
9.5 La formulación y desarrollo de los procedimientos y/o mecanismos utilizados para la recopilación de la información,
9.6 La implantación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la Comisión, y
9.7 La realización de las pruebas pertinentes que permitan realizar una auditoría del funcionamiento del sistema.

CAPITULO II
SISTEMA DE CONTROL E IDENTIFICACION DE LOS PARTICIPANTES CONECTADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE

Artículo 10. Objetivo del Sistema de Control e Identificación de los Participantes conectados al Sistema de Transporte. El objetivo de este Sistema es que todo Transportista disponga de un sistema auditable que permita, como mínimo:

10.1 La plena identificación de los Participantes conectados a su sistema de transporte,
10.2 El conocimiento del tipo de servicio conectado a su sistema de transporte,
10.3 La discriminación clara de los componentes del sistema de transporte asociados a cada Participante,
10.4 La realización de procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recopilación de la información,
10.5 La implantación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la Comisión, y
10.6 Las pruebas pertinentes que permitan realizar una auditoría del funcionamiento del sistema.

TITULO III
OBLIGACIONES

CAPITULO I
OBLIGACIONES DEL TRANSPORTISTA

Artículo 11. Obligaciones del Transportista. El Transportista está obligado a:

11.1 Prestar, a los Participantes conectados a su sistema de transporte, un servicio que cumpla con los índices de calidad exigidos en estas Normas,
11.2 Cumplir con todo lo consignado en estas Normas,
11.3 Responder, de conformidad con estas Normas, ante la Comisión y los Participantes, por las transgresiones a las tolerancias de los índices de calidad establecidos para cada uno de los parámetros en estas Normas,

11.4 Controlar a los participantes para establecer las transgresiones a las tolerancias establecidas en estas Normas en los parámetros que les correspondan, a efecto de limitar su incidencia en la calidad del servicio,

11.5 La adquisición, la instalación, el registro, la calibración y el mantenimiento de los equipos necesarios para la medición de los parámetros eléctricos y la implementación del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Producto,

11.6 Suministrar, a la Comisión y al AMM, un informe técnicamente documentado, dentro de los cinco días hábiles del mes siguiente de cada período de control, relacionado con el Sistema de Medición y Control de la Calidad del Producto, que contenga como mínimo:

- El cálculo de los índices de calidad, de todos los puntos de control,
- Los registros de las mediciones y su comparación respecto de las tolerancias admisibles de los parámetros establecidos en estas Normas, así como el cálculo de las sanciones e indemnizaciones correspondientes,

11.7 Actualizar, cada seis meses, e informar a la Comisión, el listado de los Participantes conectados a su sistema de transporte, indicando su localización y características operativas más importantes,

11.8 Pagar el importe de las sanciones y/o multas que la Comisión le imponga, dentro de los primeros siete días del mes siguiente a la notificación respectiva,

11.9 Pagar a los Participantes las indemnizaciones, según estas Normas, durante el mes siguiente del Período de Control correspondiente.

CAPITULO II
OBLIGACIONES DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

Artículo 12. Responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista. El Administrador del Mercado Mayorista, en lo que le corresponda, velará por la aplicación de estas Normas; por lo mismo, será responsable de realizar los estudios pertinentes para: establecer los límites de producción o consumo de potencia reactiva por parte de los transportistas, generadores y usuarios, que permitan que el sistema eléctrico opere en condiciones normales. Además, determinará las responsabilidades en cuanto al incumplimiento, por el Transportista y los Participantes, a las tolerancias de los indicadores de calidad establecidos en estas Normas. El AMM deberá presentar a la Comisión, dentro de los diez días hábiles siguientes de haber recibido el informe del Transportista, un informe mensual, técnicamente documentado, que contenga todos aquellos casos, en que por diversas circunstancias, haya habido incumplimiento a los índices de calidad, incluyendo las debidas a una inadecuada administración del Sistema Eléctrico Nacional. En dicho informe deberá proponer las medidas para corregir las causas que motivan el incumplimiento de estas Normas.

CAPITULO III
OBLIGACIONES DE LOS PARTICIPANTES CONECTADOS A UN SISTEMA DE TRANSPORTE

Artículo 13. Obligaciones de los Participantes. Las obligaciones de los Participantes serán las siguientes:

13.1 Cumplir, en lo que les corresponda, con todas las Normas que hayan sido emitidas por la Comisión,

13.2 Responder, de conformidad con estas Normas, ante la Comisión y el Transportista, por las transgresiones a las tolerancias de los indicadores de calidad establecidos para cada uno de los parámetros en estas Normas, ocasionados por ellos,

13.3 Realizar todas las reparaciones o modificaciones de sus instalaciones, que sean necesarias, para evitar afectar la calidad del servicio del Transportista, y

13.4 Pagar el importe de las sanciones y/o multas que la Comisión le imponga, dentro de los primeros siete días del mes siguiente de su notificación,

13.5 Pagar al Transportista las indemnizaciones, según estas Normas, durante el mes siguiente del Período de Control correspondiente.

CAPITULO IV
OBLIGACION DEL COMERCIALIZADOR

Articulo 14. Obligación del Comercializador. Todo Comercializador esta obligado a suscribir contratos con los Participantes, según corresponda, para garantizar lo estipulado en estas Normas.

TÍTULO IV
CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO

CAPITULO I
GENERALIDADES

Artículo 15. Evaluación de la Calidad del Producto por parte del Transportista: La Calidad del Producto, por parte del Transportista, será evaluada por medio del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Producto, de manera que permita identificar si se exceden las tolerancias establecidas en estas Normas para la Regulación de Tensión, la Distorsión Armónica y el Flicker.

Artículo 16. Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto. La incidencia en la Calidad del Producto, por parte de los Participantes, será evaluada por medio del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Producto, de manera que permita identificar si se exceden las tolerancias establecidas en estas Normas para el Desbalance de Corriente, la Distorsión Armónica, el Flicker y el Factor de Potencia.

Artículo 17. Período de Control. El control de la Calidad del Producto será efectuado por el Transportista, en períodos mensuales denominados Períodos de Control, en los puntos de conexión del Transportista con los Participantes.

Artículo 18. Período de Medición Semanal. Dentro del Período de Control, el lapso mínimo de tiempo para la medición de los parámetros, Distorsión Armónica y Flicker, será de siete días continuos. A este lapso mínimo de tiempo se le denomina Período de Medición Semanal.

Artículo 19. Período de Medición Mensual: Para la medición de los parámetros, Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente y Factor de Potencia, el tiempo de medición corresponde a los días del mes. A este tiempo se le denomina Período de Medición Mensual.

Artículo 20. Intervalo de Medición. Dentro del Período de Medición correspondiente, la medición de los parámetros de Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente y Factor de Potencia será en intervalos de quince minutos. Para el caso de Distorsión Armónica y Flicker se utilizará un intervalo de diez minutos. A estos lapsos de tiempo se les denomina Intervalo de Medición (k).

CAPITULO II
REGULACION DE TENSION

Artículo 21. Indice de Calidad. El índice para evaluar la tensión en el punto de conexión del Transportista con los Participantes, en un intervalo de medición (k), será el valor absoluto de la diferencia (ΔVk) entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión (Vk) y el valor de la tensión nominal (Vn), medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal:

Indice de Regulación de Tensión (%) = ΔVk (%) = ($|(Vk - Vn)|/ Vn$) x 100

Artículo 22. Tolerancias. Las tolerancias para la Regulación de Tensión tendrán los mismos valores establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD, para alta tensión, y estarán vigentes a partir de las mismas fechas.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del correspondiente al Período de Medición Mensual, las mediciones muestran que la Regulación de Tensión a excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 23. Control para la Regulación de Tensión.

23.1 **El Transportista** deberá efectuar mediciones durante el Período de Medición Mensual, de acuerdo al Intervalo de Medición, de los nive-

les de tensión en cada uno de los puntos de conexión de su sistema de transporte con cada uno de los Participantes.

23.2 **Los Distribuidores y Grandes Usuarios** deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión con el sistema de transporte un factor de potencia inductivo, a toda hora, de 0.90 o superior a partir de la vigencia de estas normas.

23.3 **Los Generadores** deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva dentro de los límites de su curva de operación y deben suministrarlo al AMM.

Artículo 24. Sanción. Los Transportistas y los Participantes serán sancionados cuando, por causas imputables a ellos, la Regulación de Tensión medida excede el rango de tolerancias establecidas en estas Normas.

El AMM realizará estudios de flujo de carga, para cada punto donde no se cumpla con las tolerancias establecidas, simulando elementos de compensación de potencia reactiva, ajustando los flujos de carga a partir del valor máximo o mínimo medido en el punto correspondiente durante todo el mes, hasta que se alcance la Regulación de Tensión requerida. Se utilizarán solamente los flujos de carga para máxima, media y mínima demanda del mes bajo control, los cuales corresponderán a las bandas horarias de punta, intermedia y valle. Estos flujos de carga deberán ser realizados dentro del plazo de los cinco días siguientes de haber recibido el informe del Transportista, y hacerlo del conocimiento de la Comisión y dentro del plazo de los cinco días siguientes de haberlos realizado. La cantidad de kVAr obtenida, se multiplicará por el valor de Penalización por Déficit de Reactivo, establecida en el Artículo 45 de estas Normas.

$$SRT = \#\ kVAr * PDR$$

Donde:

SRT: Sanción por mala Regulación de Tensión.

#kVAr: Cantidad de kVAr, obtenida en los estudios de flujo de carga, necesaria para llegar a las tolerancias establecidas en estas Normas.

PDR: Penalización por Déficit de Reactivo.

CAPITULO III
DISTORSIÓN ARMÓNICA DE LA TENSION

Artículo 25. Indice y Tolerancias para la Distorsión Armónica de la Tensión. El índice de Distorsión Armónica de la Tensión y sus Tolerancias, se encuentran establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD, vigentes.

Artículo 26. Control para la Distorsión Armónica de la Tensión. El control de la Distorsión Armónica de la Tensión es responsabilidad del Transportista, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para dar solución al problema. Durante el Período de Control se realizarán mediciones en dos puntos de conexión entre el Transportista y los Participantes, de la siguiente forma: un Distribuidor y un Gran Usuario (o un Generador). Las mediciones deberán ser realizadas de acuerdo con la Norma IEC 1000-4-7.

Artículo 27. Indemnización por Distorsión Armónica de la Tensión. El criterio y las fórmulas de aplicación de la Indemnización por Distorsión Armónica de la Tensión serán iguales a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, vigentes; y será pagada a partir de las mismas fechas.

CAPITULO IV
FLICKER EN LA TENSION

Artículo 28. Indice y Tolerancia para el Flicker en la Tensión. El índice de Flicker en la Tensión y su Tolerancia, se encuentran establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, vigentes.

Artículo 29. Control para el Flicker en la Tensión. El control del Flicker en la Tensión es responsabilidad del Transportista, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para dar solución al problema. Durante el Período de Control se realizarán mediciones en dos puntos de conexión entre el Transportista y los Participantes, de la siguiente forma: un Distribuidor y un Gran Usuario (o un Generador).

Las mediciones deberán ser realizadas de acuerdo con la Norma IEC 868.

Artículo 30. Indemnización por Flicker en la Tensión. El criterio y las fórmulas de aplicación de la Indemnización por Flicker en la Tensión serán iguales a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, vigentes; y será pagada a partir de las mismas fechas.

TÍTULO V
INCIDENCIA EN LA CALIDAD DEL PRODUCTO POR LOS PARTICIPANTES

CAPITULO I
DESBALANCE DE CORRIENTE

Artículo 31. Calidad del Desbalance de Corriente. El índice para evaluar el Desbalance de Corriente de los Participantes, se determinará sobre la base de comparación de los valores de corriente de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k). Este índice estará expresado como un porcentaje.

ΔDIP (%) = [3(Imp)/(Ia + Ib + Ic)] x 100

Donde:

ΔDIP (%): Porcentaje de Desbalance de Corriente por parte del Participante,

Imp : Máxima desviación de corriente de cualquiera de las fases, respecto al promedio de la corriente de las tres fases, registrada en el Intervalo de Medición k,

Ia: Corriente en la fase a registrada en el Intervalo de Medición k,

Ib: Corriente en la fase b registrada en el Intervalo de Medición k,

Ic: Corriente en la fase c registrada en el Intervalo de Medición k.

Artículo 32. Tolerancias para el Desbalance de Corriente. Se establece una tolerancia de diez por ciento (10%), para el Desbalance de Corriente.

Se considera que un Participante afecta la calidad del servicio de energía eléctrica cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del correspondiente al total del Período de Medición Mensual, las mediciones muestran que el Desbalance de la Corriente ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 33. Control para el Desbalance de Corriente. Las mediciones serán realizadas en los puntos que el Transportista considere necesarios a efectos de identificar a los Participantes que afecten la calidad del servicio de su Sistema de Transporte.

Artículo 34. Indemnización por Desbalance de Corriente por parte de los Participantes (Modificado por el Numeral II de la Resolución CNEE-82-2002). Los Participantes pagarán al Transportista una indemnización, en caso que se compruebe que se ha excedido el rango de tolerancia fijado en el Artículo 32 de estas Normas. La indemnización se calculará en base a la valorización de la totalidad de la energía consumida, de acuerdo a lo especificado en la Tabla, indicada a continuación:

Valorización de la Energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas

ΔDIPkSUP superior al admisible en (%):	Valorizacion de la energia - CE(B) (% de CENS)
≤ 1	0.05
≤ 3	0.2
≤ 5	0.5
≤7	0.75
> 7	1

Se define a ΔDIPkSUP como el porcentaje de desviación que exceda de la tolerancia establecida en estas Normas.

El Factor de Compensación correspondiente al Período de Medición Mensual por desviación en el desbalance de corriente admisible, que servirá de base para la determinación de la indemnización correspondiente, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Indemnización = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * (ENE_{(B)} * (CENS / 100$$

Donde:

$CE_{(B)}$: Valorización de la energía en función de la desviación detectada, como porcentaje (%) del CENS, de conformidad con la tabla anterior.

$\sum_{B=BP}$: Sumatoria considerando todos los registros a indemnizar por banda B.

$ENE_{(B)}$: Energía por banda B, en kWh, registrada durante el Período de Medición Mensual.

CAPITULO II
DISTORSIÓN ARMÓNICA DE LA CORRIENTE DE CARGA DE LOS PARTICIPANTES

Artículo 35. Indice de Calidad y Tolerancias de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga. El índice de Calidad y las Tolerancias de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga, se encuentran establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, vigentes.

Artículo 36. Control de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga. El control de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga de los Participantes es responsabilidad del Transportista. En los casos donde se decida realizar mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser realizadas durante cinco horas. El control se realizará por medio de mediciones realizadas en el punto de conexión entre el Transportista y otros Participantes. Los puntos serán elegidos por el Transportista. Las mediciones deberán efectuarse de acuerdo con la Norma IEC 1000-4-7.

Artículo 37. Indemnización por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga. El criterio y las fórmulas de aplicación de la Indemnización por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga serán iguales a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, vigentes; y será pagada a partir de las mismas fechas.

CAPITULO III
FLICKER DE LOS PARTICIPANTES

Artículo 38. Flicker y Tolerancias de los Participantes. El índice de Flicker de los Participantes y su Tolerancia se encuentran establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, vigentes.

Artículo 39. Control del Flicker. El control de Flicker de los Participantes será responsabilidad del Transportista. En los casos donde se decida realizar mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser realizadas durante cinco horas. El control se realizará por medio de mediciones realizadas en el punto de conexión entre el Transportista y otros Participantes. Los puntos serán elegidos por el Transportista. Las mediciones deberán ser efectuadas de acuerdo a la norma IEC 868.

Artículo 40. Indemnización por Flicker. El criterio y las fórmulas de aplicación por Flicker serán iguales a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, vigentes; y será pagada a partir de las mismas fechas.

TITULO VI
CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

CAPITULO I
GENERALIDADES

Artículo 41. Evaluación de la Calidad del Servicio Técnico. La evaluación de la calidad del Servicio Técnico se hará por medio del Sistema de Medición y Control de Los Participantes, en función de la Duración de la Indisponibilidad, en minutos, del Número de Salidas o Indisponibilidades Forzadas y de los sobrecostos que sus restricciones produzcan en el Sistema de Transporte.

Artículo 42. Período de Control. El control de la calidad del servicio técnico se llevará a cabo en períodos anuales continuos en lo referente al Número de Salidas o Indisponibilidad Forzada y la Duración Total de la Indisponibilidad Forzada. Para los casos restantes, el período de control será mensual.

Artículo 43. Tipos de Indisponibilidad. Se considerará como indisponibilidad toda circunstancia o falla que impida o restrinja la circulación del flujo eléctrico a los Participantes del Sistema de Transporte, incluyendo la indisponibilidad forzada de líneas, la indisponibilidad del equipo de compensación, la indisponibilidad programada, las desconexiones automáticas y la reducción a la capacidad de transporte. Para efectos de estas Normas no serán consideradas las indisponibilidades relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados por la Comisión.

CAPITULO II
INDISPONIBILIDAD FORZADA DE LINEAS DE TRANSMISION

Artículo 44. Índices de Calidad de Indisponibilidad Forzada. La calidad del Servicio Técnico del Transportista respecto de la Indisponibilidad Forzada de líneas de transmisión, dependerá de la categoría y tensión de las líneas y se evaluará en función del Número de Salidas o Indisponibilidad Forzada, la Duración Total de la Indisponibilidad Forzada de cada Línea, y los Sobrecostos por Restricciones ocasionados. El coeficiente para el cálculo del valor horario de las sanciones se establecen con el valor de uno, por lo que en esta versión de las Normas no se indicará en las ecuaciones. No se contarán las Indisponibilidades Forzdas de líneas paralelas (igual nodo de inicio y final), en número y tiempo, si las mismas no causan la interrupción del servicio de energía eléctrica de al menos un usuario en cualquier nivel de tensión.

El Número Total de Indisponibilidades o Salidas Forzadas de la Línea i, NTIFLi, durante el Período de Control es:

$$NTIFLi = \sum_{j=1}^{n} IFjLi$$

Donde:

n: Es el número total de indisponibilidades forzadas de la línea i,
IFjLi: Es la indisponibilidad forzada j de la línea i.

La Duración Total de Indisponibilidad Forzada de la Línea i, DTIFLi, durante el Período de Control es:

$$DTIFLi = \sum_{j=1}^{n} DIFjLi$$

Donde:

n: Es el número total de indisponibilidades forzadas de la línea i,
DIFjLi: Es la duración de la indisponibilidad forzada j de la línea i.

CAPITULO III
SANCIONES POR INDISPONIBILIDAD FORZADA, DESCONEXIONES AUTOMATICAS, REDUCCION DE CARGA, INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA Y DEFICIT DE REACTIVO

"Artículo 45. Penalización por Déficit de Reactivo (Modificado por la Resolución CNEE 55-2003). El valor de Penalización por Déficit de Reactivo –PDR–, indicado en el artículo 127 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se establece multiplicando cinco (5) veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda, de la ciudad de Guatemala, correspondiente al primer día del mes bajo control, por cada unidad de kilovolt-amper reactivo –KVAr–, quedando el valor de la Penalización por Déficit Reactivo –PDR– expresado en Quetzales/KVAr. Este valor será modificado, cuando sea necesario, si se determina que el mismo no produce los incentivos adecuados para que se efectúen las inversiones que mejoren la calidad del servicio de energía eléctrica."

Artículo 46. Tolerancia de la Tasa de Indisponibilidad Forzada. La tolerancia a la Indisponibilidad Forzada, para cada una de las líneas

de transmisión, dependerá de la categoría y del nivel de tensión según lo indicado en la siguiente tabla:

Categoría	Tensión kV	Tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea, NTIF, por año
A, B y C	230	2
	138	3
	69	3

Artículo 47. Tolerancia de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada: La tolerancia de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada, para cada línea, en función de la categoría de la línea y del nivel de tensión, será la indicada en la siguiente tabla:

Categoría	Tensión kV	Tolerancia a la duración total de las indisponibilidades forzadas para cada línea, DTIF, minutos, por año
A, B y C	230	180
	138	300
	69	300

Artículo 48. Sanción por Indisponibilidad Forzada. Para cada línea, en la que se superen las tolerancias correspondientes a la Tasa de Indisponibilidad o a la Duración Total de Indisponibilidad Forzada, la Sanción se determinará de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

Si el Número Total de Indisponibilidades Forzadas es mayor que la tolerancia correspondiente, la sanción para cada Línea i, es igual a:

$$SNTIFLi = [\,NTIFLi - NTIF\,] * DTIFLi / NTIFLi * k * RHT / 60$$

Si la Duración Total de Indisponibilidad Forzada es mayor que la tolerancia correspondiente, la sanción para cada línea i, es igual a:

$$SDTIFLi = [\,DTIFLi - DTIF\,] * k * RHT / 60$$

La Sanción Total, para el período de control será:

$$ST = \sum SNTIFLi + \sum SDTIFLi$$

Donde:

SNTIFLi: Sanción, en quetzales, por el Número Total de Indisponibilidad Forzada para la Línea i.

SDTIFLi: Sanción, en quetzales, por la Duración Total de Indisponibilidad Forzada para la Línea i.

NTIF: Tolerancia al Número Total de Indisponibilidades Forzadas para cada línea.

NTIFLi: Número Total de Indisponibilidades Forzadas, para la Línea i.

DTIF: Tolerancia a la Duración Total de Indisponibilidad Forzada para cada línea.

DTIFLi: Duración Total de Indisponibilidad Forzada, para la Línea i.

RHT: Remuneración Horaria del Transportista, para la instalación que corresponda, según el artículo 132 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

ST: Sanción Total, para el período de control.

k: Coeficiente según la categoría de la Instalación de acuerdo a la siguiente Tabla.

Categoria	Etapa 4
A	2
B	1
C	0.5

Para fallas o indisponibilidades de larga duración el valor de k, se incrementa en un cincuenta por ciento.

La categoría en la que se encuentra cada línea se indica en el Artículo 57 de estas Normas, y será actualizada de acuerdo a estudios que para el efecto haga el AMM, en función de cambios en la topología del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 49. Sanción por Desconexiones Automáticas. Las Indisponibilidades forzadas que obliguen a activar desconexiones automáticas de generación y/o cargas, no activadas previamente, serán sancionadas adicionalmente, independientemente de las sanciones que correspondan según lo indicado en el artículo anterior, durante el período en que tales dispositivos están activados. El AMM establecerá la duración de estas indisponibilidades e informará a la Comisión.

La sanción será igual a:

$$SDAFLi = DAFLi * k * RHT / 60$$

Donde:

SDAFLi: Sanción, en Quetzales, por Duración de Indisponibilidad Forzada que obliga a la Desconexión de Generación y/o Carga, para la línea i.

DAFLi: Duración, en minutos, de la Indisponibilidad Forzada que obliga a la Desconexión de Generación y/o Carga, para la línea i.

Artículo 50. Sanción por Reducciones de la Capacidad de Transporte. Cuando existan reducciones de la capacidad de transporte, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transporte de una línea o equipo de transformación, debido a la indisponibilidad propia o de un equipo asociado, se aplicarán las Sanciones por el tiempo de Duración Total de Reducción a la Capacidad de Transporte, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre la capacidad de transporte reducida, sea la de la línea o transformador con la indisponibilidad del equipo asociado y la capacidad máxima correspondiente con el equipo totalmente disponible. El AMM cuantificará la magnitud de la reducción de la capacidad de transporte e informará a la Comisión.

SRCT = DTRTC * (1 – CTR/CTM) * k * RHT /60

Donde:

SRCT: Sanción, en Quetzales, por Reducción a la Capacidad de Transporte.
DTRCT: Tiempo, en minutos, de Duración Total de la Reducción a la Capacidad de Transporte.
CTD: Capacidad de Transporte Disponible.
CTM: Capacidad de Transporte Máxima.

Artículo 51. Sanción por Indisponibilidades del Equipo de Compensación. En caso de Indisponibilidad Forzada del Equipo Compensación de Potencia Reactiva, el Transportista quedará sujeto a la aplicación de sanciones determinadas sobre la base de la tercera parte del valor de Penalización por Déficit de Reactivo por el tiempo que el equipo se encuentre fuera de servicio.

SIFEC = (1/3) * PDR * T * # kVAr / 60

Donde:

SIFEC: Sanción, en Quetzales, por Indisponibilidad Forzada del Equipo de Compensación.
T: Es el tiempo, en minutos, de duración de la Indisponibilidad Forzada del Equipo de Compensación.
#kVAr: Capacidad, en kVAr, del Equipo de Compensación indisponible.

Artículo 52. Sanción por Indisponibilidad Programada. La sanción por Indisponibilidad Programada estará en función de la Duración de la misma y se calcula según la siguiente ecuación:

SDIP = 0.1 * DIP * k * RHT/60

Donde:

SDIP: Sanción, en Quetzales, por Duración a la Indisponibilidad Programada.
DIP: Tiempo, en minutos, de la Duración de cada Indisponibilidad Programada.

Artículo 53. Sanción por falta de información de la indisponibilidad. Los Transportistas deberán informar en forma fehaciente, al AMM, toda situación de indisponibilidad de su equipo, dentro de los quince minutos a partir del hecho que la produjo. En caso de comprobarse que el Transportista hubiera omitido efectuar tal notificación, el AMM lo hará del conocimiento de la Comisión, y la sanción se duplica de la siguiente forma:

53.1 En caso de corresponder a una indisponibilidad programada, la sanción calculada por Indisponibilidad Programada se multiplicará por dos.
53.2 En caso de corresponder a una indisponibilidad forzada, además de contarse la indisponibilidad, el tiempo se multiplicará por dos.

TITULO VII
DISPOSICIONES FINALES

CAPITULO UNICO

Artículo 54. Competencia de la Comisión: Será competencia de la Comisión en lo concerniente a estas Normas, sin que ello sea limitativo:

54.1 La Fiscalización de su fiel cumplimiento,
54.2 La emisión de Normas complementarias o modificadoras,
54.3 La actualización y modificación de los índices de calidad,
54.4 La imposición de sanciones y multas,
54.5 La auditoría de cualquier etapa del proceso,
54.6 El requerimiento de informes periódicos, del control de la calidad del servicio de energía eléctrica,
54.7 Su interpretación, en caso de divergencia o dudas, y la resolución de los casos no previstos.

Artículo 55. Terminación de la Autorización. Si el valor acumulado de las multas, por Incumplimiento en la calidad del servicio por parte del Transportista, supera lo indicado en el Artículo 131 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Comisión podrá requerir la suspensión de la autorización del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica.

TITULO VIII
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 56. Categoría de las líneas. Hasta que el Administrador del Mercado Mayorista realice una actualización, la categoría de las líneas de transmisión, se tomará de acuerdo a lo siguiente.

Categoria A: Esta comprendida por el sistema principal y las siguientes líneas del sistema secundario, con su equipos asociados: Chixoy - Guatemala Norte 1 y 2, Escuintla 2 – SIDEGUA, Escuintla 2 – ENRON, Escuintla 2 – TAMPA., Escuintla 2 – Central Generadora Eléctrica San José, Escuintla 2 – Aguacapa.

Categoria B: Esta comprendida por las líneas del sistema secundario y su equipo asociado, con generación directamente conectada, excepto las incluidas en la CATEGORIA A.

Categoria C: Esta comprendida por las restantes líneas del sistema secundario y su equipo asociado, no incluidas en las CATEGORIAS A Y B.

Artículo 57. Los Transportistas deberán suministrar a la Comisión, durante los tres primeros meses de la etapa preliminar, un listado de los Grandes Usuarios, su localización dentro del Sistema del Transportista y características operativas más importantes.

Artículo 58. Capacidad máxima y reducida. El AMM tiene un plazo de cuatro meses, a partir de la vigencia de estas Normas, para establecer la capacidad máxima y reducida de cada una de las líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado.

Artículo 59. Sanciones por incumplimiento en o errores en el Sistema de Medición Comercial. el artículo que establece las sanciones por incumplimiento o errores en el Sistema de Medición Comercial, será un anexo de estas Normas, después de que el AMM defina las características del Sistema de Medición Comercial que serán utilizadas para medir el grado de cumplimiento o calidad en la entrega de la información, así como la responsabilidad y obligaciones de cada uno de los Participantes.

Artículo 60. Estas Normas entran en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

Dado en las oficinas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala, a los dieciocho días del mes de noviembre de mil novecientos noventa y nueve.

ANEXOS

RESOLUCION: CNEE-82-2002

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO

Que el artículo 4, de la Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96 del Congreso de la República, establece que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y emitir las normas técnicas correspondientes al subsector eléctrico, lo cual es congruente con lo preceptuado en los artículos 56 y 78 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que señala la obligación para la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de emitir las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, así como ampliar o emitir otras normas complementarias.

CONSIDERANDO

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica por medio de la Resolución CNEE 50-99 de fecha dieciocho de noviembre de mil novecientos noventa y nueve, emitió las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

CONSIDERANDO

Que el artículo 51, de la Ley General de Electricidad, dice 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.

CONSIDERANDO

Que la aplicación de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, utilizando las mediciones efectuadas hasta la fecha, ha dado resultados de indemnizaciones por desbalance de corriente cuya magnitud no guarda relación con los incentivos necesarios pretendidos por dichas normas, para que el participante que las origina realice las inversiones para corregir la problemática encontrada, por lo que se hace indispensable modificar los factores utilizados para el cálculo de las referidas indemnizaciones, con el objeto que la inversión sea efectivamente realizada.

POR TANTO:

En ejercicio de las funciones que le confiere la Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96 del Congreso de la República.

RESUELVE:

I) Declarar la inaplicabilidad temporal de las disposiciones contenidas en el artículo 34, de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, contenidas en la resolución CNEE-50-99, incluyendo dicho período las mediciones efectuadas desde el mes de julio de dos mil hasta el mes de junio de dos mil tres, en consecuencia, las disposiciones contenidas en el artículo 34 de la norma citada, se aplicarán en toda su extensión a partir del mes de julio de dos mil tres.

II) Modificar el artículo 34 de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, contenidas en la Resolución CNEE-50-99, emitida por esta Comisión con fecha dieciocho de

noviembre de mil novecientos noventa y nueve y publicada en el Diario de Centro América el veintidós de diciembre del mismo año, quedando el mismo así:

Artículo 34. Indemnización por Desbalance de Corriente por parte de los Participantes. Los Participantes pagarán al Transportista una indemnización, en caso que se compruebe que se ha excedido el rango de tolerancia fijado en el artículo 32 de estas Normas. La indemnización se calculará en base a la valorización de la totalidad de la energía consumida, de acuerdo a lo especificado en la Tabla, indicada a continuación:

Valorización de la Energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas

ΔDIPkSUP superior al admisible en (%):	Valorización de la energía - CE(B) (% de CENS)
≤ 1	0.05
≤ 3	0.2
≤ 5	0.5
≤7	0.75
> 7	1

Se define a ΔDIPkSUP como el porcentaje de desviación que exceda de la tolerancia establecida en estas Normas.

El Factor de Compensación correspondiente al Período de Medición Mensual por desviación en el desbalance de corriente admisible, que servirá de base para la determinación de la indemnización correspondiente, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Indemnización = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * CENS / 100$$

Donde:

$CE_{(B)}$: Valorización de la energía en función de la desviación detectada, como porcentaje (%) del CENS, de conformidad con la tabla anterior, para cada banda B.

$\sum_{B=BP}$: Sumatoria considerando todos los registros a indemnizar, por banda B.

$ENE_{(B)}$: Energía por banda B, en kWh, registrada durante el Período de Medición Mensual.

III) La presente resolución entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

Dada el 9 de octubre de 2002

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

Resolución CNEE-36-2003

RESOLUCION CNEE-36-2003

Guatemala, 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 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 56, indica que le corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la elaboración de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS).

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 en su área obligatoria dentro de su zona de autorización, para lo cual requiere que en sus puntos de conexión con los transportistas se tenga un servicio de energía eléctrica con la calidad que le permita cumplir con sus obligaciones.

CONSIDERANDO:

Que la resolución CNEE-50-99 que contiene las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones en los numerales 54.1, 54.2, 54.5 y 54.6 del artículo 54, preceptúa la competencia de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para la fiscalización del fiel cumplimiento de la norma antes relacionada, la emisión de normas complementarias o modificadoras, la auditoria de cualquier etapa del proceso y el requerimiento de informes periódicos para el control de calidad del servicio de energía eléctrica. En virtud de lo anterior, se hace necesaria una metodología que regule la sistematización del intercambio de información entre los transportistas, el Administrador del Mercado Mayorista y Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con el objeto de hacer viables los mecanismos de control, recepción y remisión de información.

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 PRODUCTO TECNICO DE LAS NORMAS TECNICAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE Y SANCIONES

Artículo 1. Objeto. La presente Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico, tiene por objeto viabilizar los mecanismos tanto de control, como de recepción y remisión de la información necesaria para la correcta y adecuada aplicación de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, en adelante indistintamente NTCSTS en lo que se refiere a la Regulación de Tensión y Desbalance de Corriente, Factor de Potencia, Armónicos y Flicker.

Artículo 2. Disposiciones Generales.

2.1 De acuerdo a lo establecido en las NTCSTS, el control de la Calidad del Producto Técnico en lo referente a la Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente y Factor de Potencia, se realiza a partir de la Segunda Etapa, por parte del Transportista, mediante la medición en distintos puntos del sistema de transporte, lo cual permite adquirir y procesar información sobre la Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente y Factor de Potencia, Armónicos y Flicker, tanto para el Transportista como para los Participantes.

2.2 La información a ser remitida por el Transportista, debe cumplir con lo siguiente:

2.2.1 El nombre de las tablas debe corresponder exactamente con la codificación establecida en la Metodología.

2.2.2 El separador de campo utilizado en las tablas debe ser "TAB".

2.2.3 El separador decimal para un campo Decimal debe ser el punto, con dos cifras decimales.

2.2.4 En los campos Numéricos, no utilizar separador de miles, ni símbolos monetarios ni de ningún otro tipo.

2.2.5 Todos los campos de las tablas solicitadas en la Metodología deben estar informados íntegramente, respetando el orden establecido. 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". No se deberán completar campos con información por defecto cuando no se disponga del dato (ejemplo "31/12/1999", "A","B", etc.).

2.2.6 Para cada envío que realice la empresa transportista, deberá acompañar un documento indicando para cada una de las tablas el número de registros informados.

2.2.7 Si se reenvía una tabla, cualquiera fuera el motivo, deberá enviarse nuevamente la tabla completa utilizando el mismo nombre de archivo.

2.2.8 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.

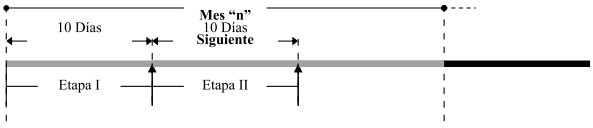
2.2.9 La codificación establecida en la Metodología deberá respetarse para los campos que así lo requieran.

Artículo 3. Alcance de las mediciones. Conforme a lo establecido en las NTCSTS, se deberán efectuar mediciones de Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente y Factor de Potencia en todos los puntos de conexión de los Participantes con el sistema de transporte. Se considerará que la cantidad de mediciones mensuales establecidas en las NTCSTS corresponde a mediciones válidas, es decir, que no presentan inconvenientes que determinen su rechazo tales como registros en blanco y/o cantidades menores a las especificadas en la presente metodología, registros dañados, etc.

La CNEE por medio del personal que estime conveniente, podrá auditar la totalidad de mediciones, así como la descarga de datos, que realice el Transportista.

Artículo 4. Equipo de Medición. Los equipos de medición y sus instalaciones deberán adecuarse a las normas nacionales e internacionales, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad del Transportista y de los Participantes, como en la vía pública. Asimismo, deberán contar con un sistema de programación que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición.

Artículo 5. Plazos en entrega de las Mediciones. La implementación de las Mediciones comprenderá las siguientes etapas, de acuerdo al esquema descrito a continuación:



En la Etapa I: El Transportista presentará, dentro de los diez días hábiles del mes siguiente de cada período de control, a la Comisión y el AMM, el informe técnico de acuerdo a como se establece en los formatos de las Tablas de la presente Metodología.

En la Etapa II: Con la información recibida en la Etapa I, el AMM deberá presentar a la Comisión, dentro de los diez días hábiles siguientes de haber recibido el informe del transportista, un informe mensual, según requerimientos NTCSTS y esta Metodología.

En la Tabla 1 se describe la forma de identificación unívoca de los puntos de medición por medio del Código CNEE y la correlativa denominación de los archivos de las mediciones.

Durante la instalación y retiro de los equipos registradores de Distorsión Armónica y Flicker, tanto en la medición como en la remedición, el Transportista, elaborará y completará la Planilla de Instalación/Retiro de acuerdo al formato definido en la Tabla 4 de la presente Metodología. En el lugar de la instalación o retiro, el Transportista le proporcionará una copia de la Planilla de Auditoria al representante de la CNEE, si lo hubiere, quién verificará que la planilla se ha llenado correctamente. Tanto la instalación como el retiro, podrá ser presenciada por el representante de la CNEE, quien verificará el mecanismo que asegure la inviolabilidad de la medición, incluyendo la colocación y posterior rotura del precinto, en el caso de resultar éste el método adoptado por el Transportista para garantizar la seguridad de la información de la medición. Al producirse el retiro del equipo registrador, el Transportista deberá proporcionarle una copia del archivo de la medición al representante de la CNEE, sin ningún tipo de procesamiento previo, en el mismo punto de retiro del equipo de medición o en la oficina del Transportista.

Artículo 6. Criterios para el procesamiento de las Mediciones. A los fines del procesamiento de los archivos tanto de las mediciones de Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente, Factor de Potencia, Distorsión Armónica y Flicker, efectuadas por el Sistema de Medición y Control de la Calidad del Producto Técnico, se deberán considerar los siguientes criterios:

6.1 Para el control de la Regulación de Tensión, se define como TENSIÓN CARACTERÍSTICA del Intervalo de Medición: Al valor promedio de las tres tensiones de fase.

6.2 Se considerarán como registros no válidos siempre que se verifique alguna de las siguientes consideraciones:

6.2.1 Que el Intervalo de Medición del registro sea distinto al indicado por las NTCSTS, para el parámetro medido (Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente, Factor de Potencia, Distorsión Armónica y Flicker).

6.2.2 Que los valores de tensión en cualquiera de las fases medidas del Intervalo de Medición resulten menores al 70% del valor nominal de la tensión en el punto de conexión.

6.2.3 Que alguno de los valores del registro presente una incoherencia respecto al tipo de dato esperado. En esta condición se identificarán los valores de tensión o de energía con valores negativos, textos en campos numéricos, error en el formato de los campos de fechas o que el equipo de medición registre un código de anormalidad.

6.2.4 Que la fecha del registro sea anterior o posterior al período de control.

6.2.5 Cuando se tengan registros duplicados, es decir, aquellos que presenten igual fecha y hora. Se eliminan los dos.

6.3 Se considerarán como mediciones no válidas siempre que se verifique alguna de las s siguientes consideraciones:

6.3.1 Para Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente y Factor de Potencia: que la cantidad de registros válidos no supere veinticinco días. Sin embargo, debido a que se tiene un Período de Medición Mensual, que corresponde con el número de días del mes, se entiende que el equipo está permanentemente en servicio. Para el caso de los generadores, la cantidad de registros válidos podrá ser menor a veinticinco días y corresponderá con la acumulación de los períodos en los cuales fue despachado.

6.3.2 Para Armónicos y Flicker: que la cantidad de registros válidos no supere seis días. Sin embargo, se entiende que el equipo está conectado al menos siete días continuos.

6.3.3 Que el nombre del archivo no corresponda con el código establecido por la CNEE.

6.3.4 Que la codificación de los campos no sea conforme a lo establecido previamente.

6.3.5 Que la medición provenga de un equipo o con un formato utilizado por el transportista, que no se han reportado previamente.

6.3.6 El cálculo del 5% del tiempo que determina que una medición incumple las tolerancias establecidas, se realizará como el cociente entre los registros válidos fuera de la tolerancia correspondiente respecto al total de registros válidos.

La CNEE informará al Transportista, luego de que se emita la resolución correspondiente, el valor del Costo de la Energía No Suministrada –CENS– que deberá ser empleado en los cálculos de las eventuales indemnizaciones o sanciones del período que corresponda.

Artículo 7. Dos o mas participantes en un punto de conexión. Para el caso en que se encuentren dos o mas participantes, sean estos, Transportistas, Generadores, Distribuidores o Grandes Usuarios, en un mismo punto de conexión con un Transportista, la CNEE determinará la responsabilidad, por el incumplimiento en las tolerancias de los parámetros de Calidad de Producto, analizando toda la información disponible de todos lo involucrados de cada caso específico y en función de su contribución o aporte en los períodos donde hubo registros fuera de las tolerancias establecidas.

Artículo 8. Información a presentar a la CNEE. El Transportista está obligado a remitir a la CNEE y al AMM la información que se indica a continuación.

Mensualmente el Transportista procesará la información registrada y remitirá a la CNEE y AMM, dentro del plazo de cinco días hábiles del mes siguiente a cada Período de Control, en medio informático, con la identificación indicada en el artículo 9 de la presente Metodología, un informe mensual de todas las mediciones de Regulación de Tensión, Distorsión Armónica, Flicker, Desbalance de Corriente y Factor de Potencia, indicando resultados del procesamiento de todas las mediciones, y el cálculo de indemnizaciones donde la medición sobrepase la tolerancia establecida.

Cuado se trate de nuevos participantes que se conecte al sistema de transporte, el transportista deberá de incluirlos en el informe del mes siguiente a su energización.

Artículo 9. **Tablas.** Para el efecto de facilitar la remisión, recepción y evaluación de la información, que como consecuencia de las mediciones se produzca, se deberán utilizar los formatos contenidos en las Tablas siguientes.

IDENTIFICACIÓN DE LOS MEDIOS INFORMÁTICOS

Los medios informáticos (disquete, disco compacto, etc.) a utilizarse por parte del Transportista, para remitir la información referida a las mediciones para el Control de la Calidad del Producto Técnico, deberá identificarse con un rótulo que contenga lo siguiente, que para el caso de los discos compactos será tanto en la caja como en el propio disco.

En la parte superior derecha deberá figurar en letras de aproximadamente 1 cm de altura el Código “CPT”, el cual indicará que se trata de una entrega referente a las mediciones de Calidad del Producto Técnico, y a continuación se indicará:

Nombre del transportista
Reporte de regulación, desbalance de corriente, Factor de Potencia, Distorsión Armónica y Flicker,
Mes y año reportado
Fecha de entrega

El oficio de presentación del informe deberá contener una descripción completa de la información que contiene, así como la cantidad y el tipo de archivos.

Tabla 1. Formación del Nº CNEE y denominación de los archivos de las mediciones.

La siguiente codificación identifica cada una de las mediciones en forma unívoca, por medio de ocho caracteres, de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8

Posicion	Descripción	Codigo
1	Una Letra asignada a cada Transportista:	
	• Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica	A
	• Transportista Eléctrica Centroamericana Sociedad Anónima	B
	• Literales que se asignarán a otras empresas de transporte.	C, D, ...
2	Para el archivo que incluya Regulación de Tensión, Factor de Potencia * y Desbalance de Corriente, usar -T-; para el archivo que incluya Distorsión Armónica y Flicker, usar –P-.	T ó P, según corresponda
3	Mes de Realización de la Medición	
	Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre	1 → 9
	Octubre	O
	Noviembre	N
	Diciembre	D
4	Ultimo dígito del año	
	2001	1
	2002, 2003, etc	2, 3, ..
6, 7 y 8	Tres dígitos para identificar punto de conexión de la medición.**	001 →999

* Los datos de Factor de Potencia deben estar contenidos y ser procesados dentro del archivo de Regulación de Tensión.
** La identificación de tres dígitos que le asigne el transportista a cada punto de conexión debe mantenerse siempre igual. O sea, DEBE SER UNA IDENTIFICACION UNICA, ya que los puntos de medición son fijos.

El nombre del archivo de la medición deberá estar conformado por el Nº CNEE y su extensión. Debe enviarse el original de los archivos, sin ningún procesamiento. El archivo original y el convertido deben ser nombrados con el mismo nombre, de acuerdo al código CNEE. El archivo convertido debe ser entregado en formato ASCII (texto).

Tabla 2. Formato de datos para el cálculo de regulación de tension, Factor de Potencia, Desbalance de Corriente, Distorsión Armónicas y Flicker.

El formato será el mismo que se ha estado utilizando en los últimos seis meses previos a la aprobación de la presente Metodología, para cada parámetro medido, debiendo guardarse el orden de los campos y manteniendo uniforme la estructura y orden de las columnas de cada parámetro para todos los meses posteriores, considerando ahora que podrán ser entregados en el mismo archivo las mediciones de regulación de tensión, factor de potencia y Desbalance de corriente, así como en un mismo archivo las mediciones de distorsión armónica y Flicker. Para cualquier cambio debe solicitarse la aprobación de la CNEE.

Tabla de puntos de conexión. La siguiente tabla deberá ser entregada por el transportista durante el mes siguiente de vigencia de la presente metodología y en el informe de cada mes siguiente en que se produzcan cambios, modificaciones o adiciones que ameriten una nueva entrega.

Tabla 3. Puntos_Conexión

Posición	Descripción	Codigo
Codigo_Transportista	Una Letra asignada a cada Transportista, según Tabla 1.	Texto (1)
Numero_Punto_Conexion	Tres dígitos para IDENTIFICACION UNICA del punto de conexión.	Entero
Nombre_Punto_Conexion	Identificación del punto de conexión: Nombre del generador, transportista, distribuidor o gran usuario.	Texto (50)
Direccion_Punto_Conexion	Dirección del generador, transportista, distribuidor o gran usuario.	Texto (250)
Subestacion	Nombre de la subestación de alimentación	Texto (50)
Elemento	Elemento de la subestación donde se encuentra el punto de conexión.	Texto (50)
Tension_Nominal	Tensión Nominal del punto de conexión.	Decimal

Esta tabla deberá remitirse a la Comisión en formato ASCII (TEXTO) por vía informática y serán nombradas de acuerdo a la codificación indicada a continuación:

1 2 3 4 5 Puntos_Conexion.xxx

Posicion	Descripción	Codigo
1	Una Letra asignada a cada Transportista:	
	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica	A
	Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A.	B
	Literales que se asignarán a otras entidades de transporte.	C,D...
2	Código de identificación de la campaña. Letra I, de Indisponibilidades.	I
3 y 4	Código de identificación del Año de envío. Últimos DOS dígitos del año: 2001, 2002, …	01, 02, …
5	Código de identificación del Año de envío Mes Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre Octubre Noviembre Diciembre	 1 → 9 O N D

Tabla 4. Formato para la instalción y retiro de equipos de medición para el control de calidad de distrosión armónica y flicker.

FORMATO PARA INSTALACIÓN Y RETIRO DE EQUIPOS DE MEDICIÓN PARA EL CONTROL DE CALIDAD DE DISTORSION ARMÓNICA Y FLICKER.

FORMATO PARA AUDITORIA DE CALIDAD		No. ARCHIVO:	
MEDICIÓN:	POR TRANSFORMADORES DE MEDIDA	DIRECTA	
TRANSPORTISTA:			

COLOCACIÓN.	FECHA:	HORA:

DATOS DEL PARTICIPANTE
NOMBRE:
IDENTIFICACIÓN:
DIRECCIÓN:
MUNICIPIO:
DEPARTAMENTO:
TELÉFONO

OBSERVACIONES DE COLOCACIÓN

TIPO DE PUNTO DE CONEXIÓN		
GENERADOR	DISTRIBUIDOR	GRAN USUARIO
TRANSPORTISTA		

DATOS DEL MEDIDOR DE ENERGÍA
MARCA:
MODELO:
NÚMERO DE SERIE:
RELACIÓN, CORRIENTE:
RELACIÓN, TENSIÓN:
LECTURA INICIAL:

DATOS DEL MEDIDOR DE CALIDAD
MARCA:
MODELO:
NÚMERO DE SERIE:

FIRMA:_____ FIRMA:_____

NOMBRE:_____ NOMBRE:_____

REPRESENTANTE DISTRIBUIDOR REPRESENTANTE CNEE

RETIRO.	FECHA:	HORA:

DATOS DEL MEDIDOR DE ENERGÍA
LECTURA FINAL:
ENERGÍA DEL PERÍODO:
CURVA ASIGNADA:

OBSERVACIONES DE RETIRO

FIRMA:_____ FIRMA:_____

NOMBRE:_____ NOMBRE:_____

REPRESENTANTE DISTRIBUIDOR REPRESENTANTE CNEE

PARA CADA UNO DE LOS PUNTOS MEDIDOS, SE LE DEBE ENTREGAR UNA COPIA LLENA DE ESTE FORMATO AL REPRESENTANTE DE LA CNEE, SI LO HAY, O ENVIARLO JUNTO AL INFORME A LA CNEE.

Artículo 10. 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 Transportista, remitiéndole las nuevas disposiciones.

Artículo 11. 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 12. Auditoría. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica podrá auditar cualquier etapa del proceso de aplicación de la presente Metodología.

Artículo 13. 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.

La presente resolución cobra vigencia un día después de su publicación en el Diario de Centro América.

Dada a los 7 días del mes de abril de 2003

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCION CNEE-37-2003

Guatemala, 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 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, recayendo en el Distribuidor la responsabilidad de prestar el servicio público de Distribución a todos sus usuarios y Grandes usuarios ubicados dentro de su área obligatoria en su zona de autorización, para lo cual requiere que en sus puntos de conexión con los transportistas se tenga un servicio de energía eléctrica de calidad que le permita cumplir con sus obligaciones.

CONSIDERANDO

Que la resolución CNEE-50-99 que contiene las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones en los numerales 54.1, 54.2, 54.5 y 54.6 del artículo 54, preceptúa la competencia de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para la fiscalización del fiel cumplimiento de la norma antes relacionada, la emisión de normas complementarias o modificadoras, la auditoría de cualquier etapa del proceso y el requerimiento de informes periódicos para el control de calidad del servicio de energía eléctrica. En virtud de lo anterior, se hace necesaria una metodología que regule la sistematización del intercambio de información entre los transportistas, el Administrador del Mercado Mayorista y Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con el objeto de hacer viables los mecanismos de control, recepción y remisión de información.

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 DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE Y SANCIONES

Artículo 1. Definiciones. Para los efectos de esta resolución, se establecen las siguientes definiciones, las cuales se suman a aquellas contenidas en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

Comisión: Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecida de acuerdo a la Ley General de Electricidad, podrá abreviarse “CNEE”.

Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones: Es la resolución CNEE-50-99 emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica con fecha dieciocho de noviembre de un mil novecientos noventa y nueve y publicada en el Diario de Centro

América el veintidós de diciembre de un mil novecientos noventa y nueve; podrá abreviarse "NTCSTS".

Participantes: Son los agentes e integrantes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios, que están conectados a un Sistema de Transporte.

Artículo 2. 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 de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–.

Artículo 3. Disposiciones Generales.

3.1 La aplicación de la presente Metodología se realizará conforme a lo establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–, por medio de sistemas informáticos en donde se registren y gestionen las indisponibilidades del servicio, relacionadas con el Sistema de Transporte y los Participantes afectados, a partir de lo cual se determinarán los indicadores de indisponibilidad para los elementos del Sistema de Trasporte.

3.2 Si se excedieran estos indicadores respecto de los límites fijados en las NTCSTS, el Transportista pagará la sanción correspondiente, determinada de acuerdo a los criterios indicados en las NTCSTS y en la presente Metodología.

3.3 Para poder determinar estos indicadores, la información de las indisponibilidades se deberá organizar en Bases de Datos, indicando, en general, hora de inicio y fin de la misma, causa, los Participantes y equipos afectados, incluyendo su relación y ubicación en el Sistema de Transporte, así como de los equipos operados para normalizar el servicio.

3.4 La información a ser remitida por el Transportista, debe cumplir con lo siguiente:

3.4.1 El nombre de las tablas debe corresponder exactamente con la codificación establecida en la Metodología.

3.4.2 El separador de campo utilizado en las tablas debe ser "TAB".

3.4.3 El separador decimal para un campo Decimal debe ser el punto, y con dos cifras decimales.

3.4.4 En los campos Numéricos, no utilizar separador de miles, ni símbolos monetarios ni de ningún otro tipo.

3.4.5 Todos los campos de las tablas solicitadas en la Metodología deben estar informados íntegramente, respetando el orden establecido. 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". No se deberán completar campos con información por defecto cuando no se disponga del dato (ejemplo "31/12/1999", "A","B", etc.).

3.4.6 Para cada envío que realice la empresa transportista, deberá acompañar un documento en el que indique el número de registros informados para cada una de las tablas.

3.4.7 Si se reenvía una tabla, por cualquier motivo, deberá enviarse nuevamente la tabla completa utilizando el mismo nombre de archivo.

3.4.8 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.

3.4.9 La codificación establecida en la Metodología deberá respetarse para los campos que así lo requieran.

Artículo 4. Sistemas de información y base de datos. La Base de Datos deberá contener información sobre los equipos e instalaciones que conectan a cada Participante, con el siguiente nivel de agregación:

Sistema Principal o Secundario.
Alimentador en AT.

Subestación o Centro de Transformación AT/MT y Participantes en AT. Los Participantes pueden ser Generadores, Distribuidores, Transportistas o Grandes Usuarios. En un centro de transformación se encontrará a un sólo participante mientras

que en la subestación podrá existir más de uno. (AT es Alta Tensión y MT es Media Tensión)

Estas Bases de Datos deberán estar relacionadas con los archivos de peaje que le corresponde a cada una de las instalaciones a fin de permitir el cálculo de los indicadores de calidad correspondientes.

La recopilación de la información estará a cargo del Transportista, así como, cuando corresponda, el cálculo de los indicadores y la determinación de las sanciones. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fiscalizará todo el procedimiento tal como se describe en las NTCSTS y esta Metodología.

La CNEE procederá a su vez, a recopilar información de indisponibilidades que provengan de otras fuentes, tales como:

- Informes del Administrador del Mercado Mayorista.
- Informes de las Empresas de Distribución de Energía Eléctrica.
- Mediciones de tensión utilizadas por la Comisión, para medir la Calidad del Producto Técnico.
- Reclamos recibidos en la CNEE.
- Ante causa fundada que justifique la medida, tal como controversia entre Participantes y Transportista o con la CNEE, se instalará el equipo necesario para el registro de las indisponibilidades o mediciones que puedan relacionarse al motivo de la controversia. De realizarse la instalación de estos equipos en las instalaciones del Transportista, se coordinará con éste la actividad.
- Registradores de eventos de tensión a instalar por la CNEE con el fin de auditar la información relativa a indisponibilidad que provea el Transportista.
- Toda otra información que la CNEE considere conveniente.

El control de la información básica se realizará comparando los datos proporcionados por el Transportista con la información adicional definida precedentemente.

Artículo 5. Verificación de los registros. La CNEE podrá verificar o realizar auditorías en los centros de procesamiento de las indisponibilidades del transportista, afectando al mínimo posible su actividad, y podrá requerir la información que estime conveniente para su control, así mismo validará los indicadores de calidad a partir de la información básica proporcionada por el Transportista.

Artículo 6. Criterios para la asignación de las indisponibilidades. Para la determinación de los Indicadores de Calidad del Servicio Técnico y el cálculo de las sanciones que correspondan, deben observarse los criterios siguientes:

6.1 Clasificación. Todas las indisponibilidades deben quedar clasificadas en alguno de los tipos establecidos en las NTCSTS, conforme a las tablas definidas en esta Metodología.

6.2 Duplicidad. Debe evitarse la duplicidad en el registro de las indisponibilidades, por lo cual para los elementos que tienen dos interruptores, o medios de conexión, únicamente se tendrá un registro, con la hora de la primera apertura y la hora del último cierre. La indisponibilidad se asigna aunque ocurra la apertura de uno solo de los interruptores.

6.3 Código. Todos los elementos del sistema de transporte deben ser registrados con el código asignado por el Administrador del Mercado Mayorista.

6.4 Participantes con antigüedad menor a un Período de Control. Para el caso de Participantes con una antigüedad inferior a un período de control, se computarán las indisponibilidades desde la fecha de su conexión hasta el final del período, y el peaje correspondiente al mismo período, para el cálculo de la eventual sanción por incumplimiento en los niveles de Calidad del Servicio Técnico.

6.5 Participantes dados de Baja. Para el caso de Participantes dados de baja, se computarán las indisponibilidades desde el inicio del período de control hasta la fecha en que se produce efectivamente dicha circunstancia, y el peaje correspondiente al mismo período, para el cálculo de la eventual sanción por incumplimientos en los niveles de Calidad del Servicio Técnico.

6.6 Participantes que hayan modificado su tensión de alimentación. En el caso de Participantes que hayan modificado su tensión de alimentación, en

el punto de conexión con el transportista, se computarán las indisponibilidades producidas desde el inicio del período de control hasta la fecha del cambio, según el límite fijado en ese nivel de tensión.

Las indisponibilidades producidas después de dicho cambio hasta el final del semestre se computarán hasta el final del período de control correspondiente, según los límites que se correspondan con la nueva tensión. Las sanciones se computarán en ambas condiciones, considerando los peajes correspondientes dentro de cada uno de los períodos de control.

6.7 Líneas Paralelas. Las indisponibilidades forzadas producidas por fallas de líneas que posean 2 ó más paralelas se contarán desde el momento en que se interrumpa el servicio de energía eléctrica de al menos un usuario en cualquier nivel de tensión hasta su reposición total, sancionando cada una de ellas por separado. No se contarán las indisponibilidades forzadas, en número y tiempo, si las mismas no causan la interrupción del servicio de energía eléctrica de al menos un usuario en cualquier nivel de tensión.

Artículo 7. Procedimiento para la Presentación del Cálculo de los Indicadores y sanciones. Dentro de los primeros diez días del mes siguiente de vencido el período de control correspondiente, el Transportista está obligada a presentar los resultados de los cálculos efectuados y la información indicada de acuerdo a la modalidad establecida en la presente Metodología.

Vencido el período de control correspondiente, es potestad de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica dictar la Resolución pertinente definiendo lo concerniente a los casos de exclusión por causales de Fuerza Mayor presentados por el Transportista, así como informar al Transportista para que proceda nuevamente a calcular los indicadores.

Artículo 8. Información a Remitir con Carácter Excepcional. En el caso de emergencias en el Sistema de Transporte o a pedido de la CNEE, el Transportista deberá remitir la información señalada en el cuadro al final de este artículo.

Se considerará que el Sistema Eléctrico del Transportista está en emergencia cuando una contingencia produzca indisponibilidad de uno de los transformadores de potencia 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, que ocasione falta de suministro a los usuarios finales.

En tales casos, el Transportista, dentro del plazo que no excederá de una hora después de producida la contingencia, deberá remitir a la CNEE un fax con la información preliminar de lo ocurrido.

A partir de dicha información, y hasta que se produzca la normalización completa de la contingencia, el Transportista 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 Transportista, 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:

Subestación		Distribuidor o Gran Usuario	Nombre del Alimentador	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 9. Indisponibilidad por causa de Fuerza Mayor. En el presente se establece el procedimiento a observarse por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y los interesados, en el trámite de expedientes relacionados con indisponibilidades sobre las cuales el Transportista argumente causa de fuerza mayor. También se presenta la planilla para la entrega de cada caso.

9.1 Notificación. Cuando el Transportista, por indisponibilidad de algún elemento de sus sistema de transporte, invoque como causa la Fuerza Mayor, deberá, dentro del plazo de los dos días hábiles siguientes de acaecido el hecho, notificar el mismo a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Esta notificación podrá hacerse mediante documento escrito o por medio magnético o correo electrónico, indicando número de caso, el lugar, la fecha, la hora y el tiempo exacto de la indisponibilidad, descripción de las posibles causas que provocaron la indisponibilidad y los motivos por los cuales se consideran de fuerza mayor, adjuntando además copia del reporte original del encargado técnico que atendió el evento.

9.2 Pruebas. Por cada caso que la Empresa Transportista argumente como de Fuerza Mayor, deberá, dentro de los ocho días hábiles posteriores a la notificación del hecho, presentar ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, todas las pruebas necesarias que justifiquen el por qué de su consideración, pudiendo acompañar todos aquellos medios de prueba que considere idóneos para demostrar el acaecimiento del hecho de tal manera que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica pueda dictaminar la procedencia o improcedencia de la calificación como causa de Fuerza Mayor.

9.3 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.

9.4 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 al Transportista.

9.5 Integración de Índices de Calidad. Las indisponibilidades no consideradas como causas de fuerza mayor, se sumarán al cálculo de los índices de calidad de servicio técnico del período de control que corresponda, de conformidad con lo establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–.

9.6 Criterios de Fuerza Mayor en la Resolución Final. Los criterios y considerandos que utilice la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para calificar o tipificar las causas invocadas de fuerza mayor no formarán antecedente y serán de aplicación exclusiva al caso concreto que se aplique.

9.7 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.

PLANILLA: FUERZA MAYOR

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA			
CASOS DE FUERZA MAYOR			
IDENTIFICACION DE LA INTERRUPCION:		MES-AÑO:	
		CASO No.	
CORRELATIVO DE LA INTERRUPCION		FECHA-HORA INICIO	
SUBESTACION		FECHA-HORA FIN	
POTENCIA – VOLTAJE, DESOCONECTADA		DURACION-HORAS	
ALIMENTADORES O CIRCUITOS			
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 10. Información a remitir por el Transportista. Con el objeto de verificar el debido cumplimiento de las obligaciones del Transportista y llevar el seguimiento y control por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Transportista deberá remitir la información, organizada en Base de Datos, con la información que se encuentra detallada en el artículo 12 de esta Metodología. Las tablas de las Bases de Datos deberán remitirse a la Comisión en formato ASCII (TEXTO) 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

Posicion	Descripción	Codigo
1	Una Letra asignada a cada Transportista:	
	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica	A
	Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A.	B
	Literales que se asignarán a otras entidades de transporte.	C,D...
2	Código de identificación de la campaña. Letra I, de Indisponibilidades.	I
3 y 4	Código de identificación del Año de envío. Ultimos DOS dígitos del año: 2001, 2002, …	01, 02, …
5	Código de identificación del Año de envío Mes Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre Octubre Noviembre Diciembre	 1 → 9 O N D

Artículo 11. Nombre de las Tablas y Periodicidad de la Información. Dentro de los primeros diez días de cada mes, el Transportista deberá remitir a la CNEE las siguientes tablas referentes a lo ocurrido durante el mes calendario anterior, y del año anterior, cuando corresponda, para los parámetros de evaluación de conformidad con las NTCSTS. En el artículo 12 de esta Metodología se presentan los Formatos de cada una de las Tablas a presentar. Todos lo campos con formato decimal utilizarán dos posiciones decimales.

Nombretabla: Denominación de la Tabla enviada, a la cual se hace referencia en el artículo anterior y se definen en el siguiente cuadro.

Nombre de la tabla	Descripcion del contenido
LINEAS	Datos líneas
EQUIPOCOMPENSACION	Datos equipos de compensación
TRANSFORMADORES	Datos transformadores
PARTICIPANTES	Datos participantes
LINEAS_PARALELAS	Datos líneas paralelas
IND_LINEAS	Datos indisponibilidades de líneas
IND_EQCOMPENSACION	Datos indisponibilidades de equipamientos de compensación
IND_TRANSFORMADORES	Datos indisponibilidades de transformadores
REDUCCIONES	Datos de reducciones a la capacidad de transporte
SALIDAS_GLOBALES	Datos de sanciones
FUERZA_MAYOR	Datos de solicitud de fuerza mayor para disponibilidades

Artículo 12. Tablas. El presente artículo contiene las tablas a las que se hace referencia en los artículos anteriores, para la entrega de la información. Toda la información de las tablas debe ser enviada en formato de base de datos ASCII (TEXTO).

Tabla 1: Líneas

Campo	Descripción	Tipo
IDENTIFICADOR	Código de cada Elemento, según el Administrador del Mercado Mayorista	Texto (20)
TENSION	Nivel de Tensión de la Línea.	Decimal
CATEGORIA	Categoría (K) de la Línea (A, B o C)	Texto (1)
NODOINI	Nodo Inicial	Texto (20)
NODOFIN	Nodo Final	Texto (20)
LONGITUD	Longitud en km de la Línea	Decimal
RHT	Remuneración Horaria del Transportista	Decimal
CTM	Capacidad de Transporte Máxima, en MVA	Decimal

Tabla 2: Equipocompensación

Campo	Descripción	Tipo
IDENTIFICADOR	Código de cada Elemento, según el Administrador del Mercado Mayorista	Texto (20)
TENSIÓN	Nivel de Tensión	Decimal
CATEGORIA	Categoría (K) de la Línea (A, B o C)	Texto (1)
MVAr	Potencia del Equipo de Compensación en MVAr	Decimal
NODO	Nodo de Conexión	Texto (20)
RHT	Remuneración Horaria del Transportista	Decimal

Tabla 3: Transformadores

Campo	Descripción	Tipo
IDENTIFICADOR	Código de cada Elemento, según el Administrador del Mercado Mayorista	Texto (20)
CTM	Capacidad de Transporte Máxima, en MVA. Por ejemplo, para 10/14 MVA, escribir 14.00	Decimal
CATEGORIA	Categoría (K) de la Línea (A, B o C)	Texto (1)
SSEE	Código de la Subestación	Texto (20)
TENSION_P	Nivel de Tensión Primaria	Decimal
TENSION_S	Nivel de Tensión Secundaria	Decimal
TENSION_T	Nivel de Tensión Terciaria	Decimal
RHT	Remuneración Horaria del Transportista	Decimal

Tabla 4: Participantes

Campo	Descripción	Tipo
INSTALACION	Tipo de Instalaciones Líneas (L), Trafos (F), Compensación (C)	Texto (1)
IDENTIFICADOR	Código de cada Elemento según la Tabla correspondiente.	Texto (20)
PARTICIPANTE	Código o Nombre del Participante conectado al Transportista.	Texto (30)

Tabla 5: Líneas_Paralelas

Campo	Descripción	Tipo
CODIGO	Código para cada grupo conformado por 2 o más Líneas Paralelas	Texto (20)
IDENTIFICADOR	Código de cada Línea de acuerdo a lo establecido en la Tabla (LINEAS)	Texto (20)

Tabla 6: Ind_Líneas

Campo	Descripción	Tipo
ID_INDISPONIBILIDAD	Código de la Indisponibilidad de la Línea	Texto (20)
IDENTIFICADOR	Código de cada Línea de acuerdo a lo establecido en la Tabla (LINEAS)	Texto (20)
FECHA_DESC	Fecha y hora de inicio de la Indisponibilidad, apertura del primer interruptor	Fecha+hora
FECHA_CONEX	Fecha y hora de final de la Indisponibilidad, cierre del último interruptor	Fecha+hora
OPERACIÓN	Tipo de Operación (Manual (M) o Automática (A))	Texto (1)
CAUSA	Causa de Indisponibilidad	Texto (30)
TIPO	Tipo de Indisponibilidad (Forzada (F), Programada (P))	Texto (1)
FECHA_NOTIF	Fecha y hora de comunicación de la indisponibilidad al AMM	Fecha+hora
DESCONEC	Tipo de Desconexión Automática (Generación (G), Carga (C), No provoca (N))	Texto (1)
FECHA_INFCON	Fecha y hora de conexión de la Carga o la Generación desconectada informada por el AMM	Fecha+hora

Tabla 7: Ind_Equipocompensación

Campo	Descripción	Tipo
ID_INDISPONIBILIDAD	Código de la Indisponibilidad del Equipo de Compensación	Texto (20)
IDENTIFICADOR	Código de cada Equipo de Compensación de acuerdo a lo establecido en la Tabla (COMPENSACION)	Texto (20)
FECHAINICIO	Fecha y hora de inicio de la Indisponibilidad	Fecha+hora
FECHAFINAL	Fecha y hora de final de la Indisponibilidad	Fecha+hora
OPERACIÓN	Tipo de Operación (Manual (M) o Automática (A))	Texto (1)
CAUSA	Causa de Indisponibilidad	Texto (30)
TIPO	Tipo de Indisponibilidad (Forzada (F), Programada (P))	Texto (10)
FECHA_NOTIF	Fecha y hora de comunicación de la indisponibilidad al AMM	Fecha+hora

Tabla 8: Ind_Transformadores

Campo	Descripción	Tipo
ID_INDISPONIBILIDAD	Código de la Indisponibilidad de los Transformadores	Texto (20)
IDENTIFICADOR	Código de cada Transformador de acuerdo a lo establecido en la Tabla (TRANSFORMADORES)	Texto (20)
FECHAINICIO	Fecha y hora de inicio de la Indisponibilidad	Fecha+hora
FECHAFINAL	Fecha y hora de final de la Indisponibilidad (Normalización)	Fecha+hora
OPERACIÓN	Tipo de Operación (Manual (M) o Automática (A))	Texto (1)
CAUSA	Causa de Indisponibilidad	Texto (30)
TIPO	Tipo de Indisponibilidad (Forzada (F), Programada (P))	Texto (1)

Campo	Descripción	Tipo
FECHA_NOTIF	Fecha y hora de comunicación de la indisponibilidad al AMM	Fecha+hora

Tabla 9: Reducciones

Campo	Descripción	Tipo
ID_INDISPONIBILIDAD	Código de la Indisponibilidad de las Líneas o de los Transformadores informados en la Tabla IND_LINEAS o IND_TRANSFORMADORES	Texto (20)
IDENTIFICADOR	Código de cada Línea, Transformador o Equipo de Compensación, según Tablas (LINEAS), (TRANSFORMADORES) o (EQUIPOCOMPENSACION)	Texto (20)
FECHAINICIO	Fecha y hora de inicio de la Indisponibilidad, apertura del primer interruptor	Fecha+hora
FECHAFINAL	Fecha y hora de final de la Indisponibilidad, cierre del último interruptor	Fecha+hora
OPERACIÓN	Tipo de Operación (Manual (M) o Automática (A))	Texto (1)
CAUSA	Causa de Indisponibilidad	Texto (30)
TIPO	Tipo de Indisponibilidad (Forzada (F), Programada (P))	Texto (1)
FECHA_NOTIF	Fecha y hora de comunicación de la indisponibilidad al AMM	Fecha+hora
CTD	Capacidad de Transporte Disponible durante el tiempo de la reducción en la capacidad de transporte, en MVA. Valor que debe usarse en la fórmula del artículo 50 de las NTCSTS, donde se encuentra CTR.	Decimal

Tabla 10: Salidas_Globales

Campo	Descripción	Tipo
SNTIFLi	Sanción por excederse el límite admisible de número de indisponibilidades forzadas	Decimal
SDTIFLi	Sanción por excederse el límite admisible de duración de indisponibilidades forzadas	Decimal
SDAFLi	Sanción por indisponibilidad forzada que obliga a la desconexión automatica de carga o generación	Decimal
SRCTi	Sanción por reducciones a la capacidad de transporte	Decimal
SIFECi	Sanción por indisponibilidad del equipo de compensación	Decimal
SDIPi	Sanción por indisponibilidad programada	Decimal

Tabla 11: Fuerza_Mayor

Campo	Descripción	Tipo
CASO	N° correlativo de caso dentro del período de control	Entero
INTALACION	Tipo de Instalaciones Líneas (L), Trafos (F), Compensación ©	Texto (1)
ID_INDISPONIBILIDAD	Identificación de la Indisponibilidad (según tablas anteriores)	Texto (20)
FECHAINICIO	Fecha y hora de inicio de la Indisponibilidad	Fecha+Hora
FECHAFINAL	Fecha y hora de final de la Indisponibilidad (Normalización)	Fecha+Hora
CAUSAL	Código de causa de Fuerza Mayor	Texto (30)
DESCRIPCION	Breve descripción de los hechos	Texto (30)
PRUEBA_1	Descripción de la prueba número 1, primer envío	Texto (30)
PRUEBA_2	Descripción de la prueba número 2, primer envío	Texto (30)
PRUEBA_3	Descripción de la prueba número 3, primer envío	Texto (30)
PRUEBA_4	Descripción de la prueba número 4, primer envío	Texto (30)
PRUEBA_5	Descripción de la prueba número 5, primer envío	Texto (30)

Campo	Descripción	Tipo
PRUEBA_6	Descripción de la prueba número 1, segundo envío	Texto (30)
PRUEBA_7	Descripción de la prueba número 2, segundo envío	Texto (30)
PRUEBA_8	Descripción de la prueba número 3, segundo envío	Texto (30)
PRUEBA_9	Descripción de la prueba número 4, segundo envío	Texto (30)
PRUEBA_10	Descripción de la prueba número 5, segundo envío	Texto (30)
RESOLUCION	Resultado final de resolución: Aprobado (SI), No aprobado (NO)	Texto (2)
EXPTECNEE	Número de expediente de la CNEE.	Texto (20)

Artículo 13. 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 Transportista, remitiéndole las nuevas disposiciones.

Artículo 14. 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 15. Auditoría. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica podrá auditar cualquier etapa del proceso de aplicación de la presente Metodología.

Artículo 16. 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 17. Vigencia: La presente resolución entrará en vigencia un día después de su publicación en el Diario de Centro América.

Dada el día 7 de abril de 2003

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCION: CNEE-55-2003

Guatemala, 24 de junio de 2003

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO

Que el artículo 4, de la Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96 del Congreso de la República, establece que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y emitir las normas técnicas correspondientes al subsector eléctrico, lo cual es congruente con lo preceptuado en el artículo 56 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que señala la obligación para la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de emitir las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

CONSIDERANDO

Que el artículo 51, de la Ley General de Electricidad, señala que todo usuario tiene derecho a demandar el suministro de un servicio eléctrico de calidad de acuerdo al procedimiento que establece dicha Ley y su Reglamento.

CONSIDERANDO

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica por medio de la Resolución CNEE 50-99 de fecha dieciocho de noviembre de mil novecientos noventa y nueve, emitió las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

CONSIDERANDO

Que de la aplicación de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, utilizando las mediciones requeridas, deben resultar en sanciones por regulación de tensión cuya magnitud debe guardar relación con los incentivos pretendidos por dichas normas, en el sentido que el participante que las origina realice las inversiones para corregir la problemática encontrada, por lo que se hace indispensable modificar los factores utilizados para el cálculo de las referidas sanciones, con el objeto de guardar dicha relación y que la inversión correctiva sea realizada.

POR TANTO:

En ejercicio de las funciones que le confiere la Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96 del Congreso de la República.

RESUELVE:

I) Declarar la inaplicabilidad temporal de las disposiciones contenidas en el artículo 24, de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, contenidas en la resolución CNEE-50-99, incluyendo dicho período las mediciones efectuadas desde el mes de noviembre de dos mil uno hasta el mes de junio de dos mil tres, en consecuencia, las disposiciones contenidas en el artículo relacionado, se aplicarán en toda su extensión a partir del mes de julio de dos mil tres.

II) Modificar el artículo 45 de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, contenidas en la Resolución CNEE-50-99, emitida por esta Comisión con fecha dieciocho de noviembre de mil novecientos noventa y nueve y publicada en el Diario de Centro América el veintidós de diciembre del mismo año, el cual queda así:

"Artículo 45. Penalización por Déficit de Reactivo. El valor de Penalización por Déficit de Reactivo –PDR–, indicado en el artículo 127 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se establece multiplicando cinco (5) veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda, de la ciudad de Guatemala, correspondiente al primer día del mes bajo control, por cada unidad de kilo-volt-amper reactivo –KVAr-, quedando el valor de la Penalización por Déficit

Reactivo –PDR– expresado en Quetzales/KVAr. Este valor será modificado, cuando sea necesario, si se determina que el mismo no produce los incentivos adecuados para que se efectúen las inversiones que mejoren la calidad del servicio de energía eléctrica."

III) La presente resolución entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

Dada en la ciudad de Guatemala, el día veinticuatro de junio de dos mil tres

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCION CNEE-56-2003

Guatemala, 24 de junio de 2003

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 del Congreso de la República, en concordancia con el artículo 78, del Reglamento de la referida ley, preceptúa que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 33, 38, 43 y 47 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD–, contenidas en la Resolución CNEE-09-99, establecen que las mediciones de armónicos y flicker comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición y que de los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición se determinará si es necesaria alguna modificación en la medición de estos parámetros y el artículo 8 de las mismas normas establece que a partir del treceavo mes de la Etapa de Régimen se inicia la aplicación de indemnizaciones, por incumplimiento a las tolerancias admisibles.

CONSIDERANDO:

Que de la aplicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución; en lo que se refiere a las mediciones de la Distorsión Armónica y el Flicker, se han obtenido resultados donde se muestra que el efecto de estas perturbaciones, sobre el Sistema Nacional Interconectado, ameritan extender el plazo dentro del cual los resultados de las mediciones no estén sujetos a las disposiciones contenidas en los artículos 34, 39, 44 y 48 de las referidas normas; sin embargo, dicha extensión del plazo no debe eximir la aplicación de sanciones en caso de omisión de las mediciones.

POR TANTO

Con fundamento en lo considerado, normas citadas y en ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad.

RESUELVE:

I) Extender el plazo durante el cual los resultados de las empresas de distribución y transporte, que se deriven de las mediciones de Distorsión Armónica, en tensión y corriente, así como de flicker, no estarán sujetos a las disposiciones contenidas en los artículos 34, 39, 44 y 48 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución y en los artículos 27, 30, 37 y 40 de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

II) Lo dispuesto en el numeral anterior no exime a las entidades distribuidoras y transportistas a cumplir con la realización de las mediciones, ni de las sanciones en caso de omisión de las mediciones

III) Cuando se considere que en algún punto de conexión, sea en la red de transporte o de distribución, se está suministrando mala calidad del servicio de energía por efecto de armónicos o Flicker, a solicitud de un distribuidor, un transportista, un usuario o de la propia CNEE, se procederá a solicitar al distribuidor o transportista que programe la medición de dicho punto o se modifique el programa ya propuesto a fin de obtener los resultados que tendrán como consecuencia lo indicado en los numerales siguientes.

IV) En el caso que el usuario, el participante, el distribuidor o el transportista, se encuentre fuera de las tolerancias establecidas, tendrá un plazo máximo de tres meses para efectuar un estudio de calidad de la energía eléctrica, que incluya, como mínimo, los parámetros de calidad de producto técnico establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución o en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, y bajo los requerimientos de estas normas, con la finalidad de encontrar qué equipos son los que están causando la mala

calidad a efecto de determinar las acciones necesarias para su corrección. Deberá entregarse a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica copia del informe del estudio y dos juegos de archivos de la medición, uno sin procesar y el otro en formato de texto. El plazo de tres meses se contará así: a) Para el usuario y el participante, a partir del día siguiente de notificarle el resultado de la medición y b) Para el distribuidor y el transportista, a partir del primer día del mes siguiente al mes en que se efectuó la medición.

V) Dentro del mismo plazo anterior, se informará a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de las acciones que se tomarán para corregir las deficiencias, incluyendo, según corresponda, la adecuación de las instalaciones o el cronograma para solicitar la presentación de ofertas, adjudicación, compra de equipos, en el caso de que la adquisición de equipos sea necesaria.

VI) Dentro de los diez días siguientes a la adjudicación de los equipos, en caso sean necesarios, se procederá a informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de la fecha de entrega, instalación y puesta en servicio de los equipos.

VII) Luego de la puesta en servicio de los equipos, el involucrado efectuará una nueva medición de calidad de la energía eléctrica y deberá entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, una copia del informe del estudio y dos juegos de los archivos de la medición, uno sin procesar y el otro en formato de texto, para verificar que el problema ha sido corregido. De no quedar corregido el problema, deberá procederse como lo indique el estudio, informando a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, quien determinará lo que procede.

VIII) En caso de incumplimiento de la presente resolución, se aplicarán las sanciones correspondientes tomándose en consideración todos los elementos o pruebas que puedan ser presentadas o requeridas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

IX) La presente resolución entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

Dada en la ciudad de Guatemala, el día veinticuatro de junio de dos mil tres.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
–CNEE–

NORMAS DE SEGURIDAD DE PRESAS

–NSP–

NSP

GUATEMALA, MARZO 2010

Normas de Seguridad de Presas –NSP–

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica 223
Referencias 223
Capítulo I Requerimientos Generales 227
Título I Objetivos y Alcance de las Normas 227
Título II Responsabilidad de la Seguridad de la Presa 228
Título III Clasificación de las Presas 230
Título IV Selección de los Criterios de Seguridad 232
Título V Presa Puesta Fuera de Servicio 233
Capítulo II Inspecciones y Examen de la Seguridad de la Presa 236
Título VI General 236
Título VII Examen de la Seguridad de la Presa 239
Título VIII Informe de la Seguridad de la Presa 242
Título IX Incumplimiento de Los Requerimientos de Seguridad de la Presa 242
Capítulo III Operación, Mantenimiento y Vigilancia 243
Título X General 243
Título XI Operación 244
Título XII Mantenimiento 246
Título XIII Vigilancia 246
Capítulo IV Preparación ante Emergencias 248
Título XIV General 248
Título XV Plan de Preparación ante Emergencias (PPE) 249
Título XVI Estudios de Inundaciones 250
Referencias 250

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCION CNEE-29-00

NORMAS DE SEGURIDAD DE PRESAS

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, Ley General de Electricidad, Establece que La Comisión Nacional de Energía Eléctrica goza de independencia funcional para el ejercicio de sus funciones.

CONSIDERANDO:

Que en el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad se establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.

CONSIDERANDO:

El Artículo 14 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que para garantizar la protección de las personas, sus derechos y bienes, la Comisión elaborará las Normas de Seguridad de Presas, las cuales incluirán todos los aspectos de diseño, auscultación, operación de presas, así como las medidas de seguridad operativa y planes de emergencia que resulten necesarias estos objetivos.

POR TANTO:

En el ejercicio de las funciones que le confiere el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

RESUELVE:

Emitir las Normas de Seguridad de presas con el contenido que se describe a continuación:

REFERENCIAS

CUADROS

1-1 Clasificación de las presas en términos de las consecuencias de falla
1-2 Criterios mínimos usuales para diseño de sismos
1-3 Criterios mínimos usuales para los caudales de crecida de diseño
2-1 Periodo máximo sugerido entre los exámenes de seguridad de la presa

APÉNDICE

A: Ejemplo de una lista de comprobación para las inspecciones de rutina, intermedia y examen de seguridad de la presa

GLOSARIO

Agencia Reguladora - La Comisión Nacional de Energía Eléctrica. El ministerio gubernamental, departamento, oficina u otra unidad del gobierno encargada por ley o acto administrativo de la responsabilidad de la supervisión general del diseño, construcción y operación seguros de presas y embalses, así como cualquier entidad a la cual se le hayan delegado por medio de poderes legales, todo o parte de las funciones y tareas ejecutivas u operacionales.

Aliviadero - Vertedero, canal, conducto, túnel, paso, compuerta u otra estructura diseñada para permitir descargas del embalse.

Archivo de Registro Permanente (ARP) – Es una serie de documentos mantenidos como la historia en marcha de una presa particular disponible para referencia y uso general. Este archivo debe ser apropiado para transferir a la agencia reguladora o nuevo dueño lo correspondiente a la transferencia de la propiedad o control de la facilidad. El ARP debe contener los registros de los siguientes ítems: manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia; las instrucciones dadas por las agencias reguladoras, diseñador de la presa u otras autoridades y el registro de la conformidad y/o los detalles de las acciones correctivas; los diseños como construido de la construcción original y todas las subsecuentes fases de la construcción; lecturas de toda la instrumentación e informes sumarios del funcionamiento de la presa; todos los datos del diseño incluyendo tanto los originales como las modificaciones o revisiones; todas las inspecciones y Exámenes de Seguridad de la Presa; historia cronológica de la estructura; registros fotográficos; cuadernos de trabajo (véase Cuaderno de Trabajo).

Base de la presa - Es el área general de la fundación o base de la porción más baja del cuerpo principal de una presa.

Borde libre - Distancia vertical entre la elevación de la superficie del agua y la elevación más baja del tope de la estructura de contención.

Capacidad del embalse – Es la capacidad de almacenamiento total o bruta del embalse a nivel máximo normal (NMN)

Carga Extrema. Es la carga inusual impuesta por un evento extremo tal como inundaciones, derrumbes y sismo de gran magnitud.

Categoría de la Consecuencia – Es la escala de consecuencias adversas incrementales que podrían ser causadas por falla en una presa (Cuadro 2-1).

Caudal de Crecida de Diseño (CCD) – Es el caudal de crecida más severo (volumen, pico, forma, duración, oportunidad) para el cual se ha diseñado una presa y las facilidades asociadas.

Consecuencia de falla en presa - Son los impactos sobre las áreas aguas arriba y aguas abajo de una presa resultantes de una falla o fractura en la presa o sus estructuras accesorias.

Consecuencia Incremental de Falla – Pérdidas increméntales o daño que la falla en la presa pudiera causar en las áreas aguas arriba o abajo, o en la presa, adicional a cualquier pérdida que pudiera haber ocurrido por el mismo evento natural o condiciones donde la presa no tuviera falla.

Coronamiento de la presa - Es la elevación mínima de la superficie más alta de la presa misma, sin tomar en cuenta cualquier combadura permitida para sedimentación, bordes, parapetos, rampa de apoyo u otras estructuras que no son parte de la estructura principal para retención del agua. Esta elevación puede ser una carretera, pasillo o una sección de no desborde de una presa.

Crecida Máxima Probable (CMP) – Es el estimado de la crecida hipotética (caudal pico, volumen y forma del hidrograma) que es considerada la más severa "razonablemente posible" en una particular ubicación y período del año, basado en un análisis hidrometeorológico relativamente amplio del derrame crítico que produce precipitación y factores hidrológicos favorables para el derrame por una crecida máxima.

Cresta del Aliviadero - Es la porción más alta de la sección de derrame del aliviadero.

Cuaderno de Trabajo - Es un registro permanente que contiene información y registros apropiados para cada presa. Un Cuaderno de Trabajo debe contener registros de los siguientes ítems: condiciones inusuales del clima; cambios en la operación normal; eventos inusuales; condiciones o actividad pública; actividades de mantenimiento inusuales; alarmas; actividades de inspección; todas las pruebas de operación del equipo de control de flujos.

Cuenca de Captación - Es el área en la superficie que drena a un punto específico, tal como un embalse,

también conocido como área de cuenca hidrográfica o vertiente.

Dueño - Es la persona o entidad legal, incluyendo una compañía, organización, sección del gobierno, empresa pública, corporación o cualquier otra entidad que tiene el título legal de propiedad del sitio de la presa, presa y/o embalse y es responsable de la seguridad de la presa. La persona o entidad legal puede tener una licencia gubernamental para operar la presa (Operador de la Presa) o tener el título legal de propiedad del sitio de la presa, presa y/o embalse.

Dueño de la Presa - Véase Dueño.

Embalse - Es el cuerpo de agua embalsado/represado por una o más presas, inclusive sus orillas y bordes y cualquier facilidad o instalación necesaria para su operación

Emergencia - Cualquier condición, en términos de la operación de la presa, que se desarrolla naturalmente o inesperadamente, poniendo en riesgo la integridad de la presa, vida o propiedad aguas arriba o aguas abajo, y que requiere acción inmediata.

Estribo - Es aquella parte de las laderas de un valle u otra estructura de apoyo contra la que se construye la presa.

Estructuras accesorias - Son las estructuras y equipo en un sitio del proyecto, diferentes a la misma presa. Incluyen, pero no están limitadas a, facilidades tales como toma torre, estructuras de la central eléctrica, túneles, canales, canal de carga, salida de fondo , tanques igualadores y torres, mecanismos para el torno de izar la compuerta y sus estructuras de soporte, y todas las facilidades para disposición y control crítico del agua. También se incluye el equipo de abastecimiento de energía de reserva y el control eléctrico y mecánico y ubicado en la central eléctrica o en los centros de control remoto.

Estructuras para descarga - Combinación de estructuras de toma de agua, conductos, túneles, mecanismos para disipación de energía y control de flujos para permitir la liberación de agua de una presa.

Evento Extremo Es el evento que tiene una Probabilidad de Excedencia Anual muy baja (PEA).

Examen de Seguridad de la Presa – Inspección y examen amplio y formal llevado a cabo por un equipo calificado de ingenieros a intervalos regulares para determinar si la presa existente es segura, y en caso de no serlo, determinar los mejoramientos de seguridad requeridos. El período máximo de tiempo que transcurra entre los Exámenes de Seguridad de Presa depende de la Categoría de la Consecuencia de la Presa (Cuadro 2-1).

Falla de presa - Es un desprendimiento descontrolado de un embalse a través del colapso de la presa o alguna parte de esta.

Fundación - Masa rocosa y/o de suelo que forma una base para la estructura, incluyendo sus contrafuertes o apoyos laterales.

Informe de la Seguridad de la Presa – Un Informe de la Seguridad de la Presa, el “Informe”, es un informe que documenta el proceso del Examen de la Seguridad de la Presa y cubre todos los aspectos de la seguridad de una presa.

Ingeniero - Un ingeniero calificado, “el Ingeniero”, es una empresa o un ingeniero profesional quien es calificado en función de sus conocimientos y profunda experiencia en el diseño, construcción, evaluación del funcionamiento y operación de presas.

Inspección - Véase “Inspección de Seguridad de la Presa”.

Inspección de Rutina - Son las inspecciones visuales mensuales de las estructuras de la presa, las cuales son llevadas a cabo por el Personal de Operación y Mantenimiento de sitio de la presa, utilizando una lista de comprobación de ítems preparada para una presa específica

Inspección Especial - Es la inspección que se requiere después de una gran crecida o sismo, o cuando se informan de eventos o lecturas de instrumentos inusuales.

Inspección Intermedia – Inspección anual de las estructuras de la presa y el equipo llevado a cabo por ingenieros calificados civiles, mecánicos y eléctricos, utilizando listas de comprobación de ítems preparados para una presa específica.

Inspección de Seguridad de la Presa – Es una inspección de la presa para observar su condición. Las inspecciones de seguridad de la presa se dividen en cuatro categorías tal como a continuación de señala:

(1) Inspecciones de rutina (véase Inspecciones de Rutina),
(2) Inspecciones intermedias (véase Inspecciones Intermedias),
(3) Exámenes de seguridad de presas (véase Examen de Seguridad de Presa), e
(4) Inspecciones especiales.

Manual OMV - Es un Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia que documenta los procedimientos para la operación, mantenimiento y vigilancia seguros de una presa.

Nivel de Abastecimiento Total (NAT) - Véase "Nivel Máximo Normal".

Nivel de desfogue Es el nivel de agua en el canal de descarga inmediatamente aguas abajo de una presa.

Nivel Máximo Normal (NMN) – Es el nivel de la superficie de agua máximo en operación normal de un embalse.

Operador - Es la persona o entidad legal que tiene una licencia gubernamental para operar una presa. El operador de la presa puede ser también responsable de la seguridad de la presa.

Operador de la Presa - Véase Operador.

Período de Retorno - Es el recíproco de la Probabilidad de Excedencia anual (PEA).

Personal de Operación y Mantenimiento – Es el personal calificado trabajando en el sitio de la presa.

Pie de presa – Juntura del lado de la presa aguas debajo (o aguas arriba) con la superficie base (fundación).

Plan de Preparación antes Emergencia (PPE) - Es un documento que contiene procedimientos para tratar con las emergencias en la presa o en sus estructuras accesorias; e incluye mapas de crecidas y directorios de comunicación que muestran los niveles de agua y tiempo de llegada de las inundaciones ya sea aguas arriba o aguas abajo.

Precipitación Probable Máxima (PPM) – Es la mayor precipitación para una duración dada que sea meteorológicamente posible para un tamaño dado de un área de tormenta en una particular ubicación y en un particular período del año, sin tomar en consideración las tendencias de largo plazo. El PPM es un estimado de un límite físico superior a la precipitación que la atmósfera puede producir.

Presa - Es la barrera construida con el propósito de permitir el almacenamiento o desviación de 30 000 m^3 o más y cuya altura es de 2.5 m o más. La altura es medida verticalmente hasta el tope de la barrera tal como sigue:

(i) desde el lecho natural de la corriente o curso de agua de la línea de base aguas abajo de la barrera, en el caso de una barrera que cruce una corriente o curso de agua;
(ii) desde la elevación más baja del terreno abajo de la barrera, en el caso de una barrera que no cruce una corriente o curso de agua.

"Presa" tal como se define aquí incluye estructuras accesorias (véase Estructuras Accesorias) secundarias, necesarias, o en conexión con, la barrera.

Presa puesta fuera de servicio – Es una presa que ha llegado a un nivel en su ciclo de vida tal que ambos tanto la construcción de la presa como su uso proyectado han terminado permanentemente en concordancia con un plan para la puesta fuera de servicio.

Presa Segura - Es una presa que no impone un riesgo inaceptable a la población o propiedad y que cumple con los criterios de seguridad que son aceptables por el gobierno, la profesión de ingeniería y el público.

Probabilidad de Excedencia Anual (PEA) –Es la probabilidad de que un evento de una magnitud específica sea igualado o excedido en cualquier año.

Riesgo - Amenaza o condición que puede resultar de una causa externa (p.e. un sismo o crecida), con el potencial para crear consecuencias adversas.

Riesgo - Es la medida de la probabilidad y severidad de un efecto adverso a la salud, propiedad, o al medio ambiente. El riesgo es estimado matemáticamente mediante el producto de la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias.

Riesgo Aceptable – Es el nivel de riesgo (la combinación de la probabilidad y la consecuencia de un evento riesgoso específico) que el público está preparado a aceptar sin mayor gestión. La aceptabilidad del riesgo puede estar reflejado en las regulaciones gubernamentales.

Sismo Máximo Creíble (SMC) – Es el mayor sismo razonablemente concebible que parece posible por una falla reconocida o dentro de una provincia tectónica geográficamente definida, bajo el actual marco tectónico conocido o interpretado.

Sismo Máximo de Diseño (SMD) – Es el sismo que resultaría en el movimiento de tierra más severo que la estructura de una presa debe ser capaz de resistir sin el desborde descontrolado de agua del embalse.

CAPITULO I
REQUERIMIENTOS GENERALES

TITULO I
OBJETIVOS Y ALCANCE DE LAS NORMAS

Las siguientes normas se dirigen específicamente a las presas utilizadas para la producción de energía eléctrica.

Los objetivos de las Normas para Seguridad de Presas son:

- definir los requerimientos y perfilar las normas de tal manera que la seguridad de las presas existentes pueda ser evaluada de manera consistente y adecuada en Guatemala;
- definir los requerimientos y perfilar las normas para que las nuevas presas puedan ser diseñadas y construidas para ser seguras;
- posibilitar una evaluación consistente de las deficiencias de la seguridad de presas que lleve a mejorar la seguridad de presas;
- proveer los fundamentos para legislación y regulación en seguridad de presas.

Estas normas o reglas no están orientadas como especificaciones para el diseño, construcción, evaluación de la seguridad o rehabilitación de presas, ni para que sean utilizadas como manual de instrucción por personas que no sean ingenieros profesionales. Han sido preparados para el uso exclusivo de ingenieros, con experiencia en el diseño y construcción de presas, que estén calificados para juzgar la idoneidad de un estándar, requerimiento o regla para un propósito específico.

Los requerimientos contenidos en este documento están orientados para cubrir la mayor parte de los requerimientos normales para la seguridad de presas. Sin embargo, podrían existir otros requerimientos para un sitio de una presa en particular. El ingeniero responsable debe identificar todas aquellas consideraciones no incluidas aquí y determinar los requerimientos apropiados para la seguridad de la presa.

Estas reglas no manejan los aspectos ambientales, sociales o culturales de la seguridad de presas. Los dueños de las presas son llamados a buscar una guía para manejar los temas posibles y establecer una política de gestión en lo referente a medio ambiente.

Los requerimientos técnicos y reglas presentados aquí están dirigidos a aquellas presas donde las consecuencias de fallas incluyen la pérdida de vidas o daños fuera de la propiedad de los dueños de las presas. Generalmente, las reglas no se aplican a las presas que serían clasificadas en la categoría “Muy Baja Consecuencia” tal como se define en el Capítulo 1 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro

América 13 de enero de 2000). En todos los casos, debe haber exámenes regulares de las consecuencias de falla en presa, dado que las consecuencias de una falla pueden cambiar debido a modificaciones en el uso de la tierra corriente arriba y/o corriente abajo.

En general, las reglas se aplican a las presas que tienen un mínimo de 2.5m de altura y cuya capacidad de almacenaje mínima es de 30 000 m^3.

TITULO II
RESPONSABILIDAD DE LA SEGURIDAD DE LA PRESA

Artículo 1. Dueño de la Presa

Requerimiento:

El dueño de la presa es responsable de la seguridad de la misma.

El dueño de la presa es responsable de asegurar que haya un programa conveniente de seguridad de la presa el cual incluya:

- Inspecciones y Examen de la Seguridad de la Presa (Capítulo 2 (corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000)),
- Operación, Mantenimiento y Vigilancia (Capítulo 3 (corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000)), y
- Preparación para Emergencias (Capítulo 4 (corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000)).

El dueño de la presa es la persona o entidad legal, incluyendo empresa, organización, entidad gubernamental, empresa pública, corporación o cualquier otra entidad, que tenga el título legal de propiedad del sitio de la presa, presa y/o embalse. La persona o entidad legal puede tener una licencia gubernamental para operar una presa (i.e. el operador de la presa) o tener el título legal de propiedad del sitio de la presa, presa y/o embalse.

El dueño de la presa es responsable de la seguridad de la presa. El operador de la presa puede ser solidario en lo referente a la seguridad de la presa.

El dueño de la presa es responsable de asegurar que se lleven a cabo inspecciones regulares de la seguridad de la presa durante toda la vida de la misma y de sus estructuras accesorias asociadas. El dueño de la presa es responsable de asegurar que se realicen amplios Exámenes de la Seguridad de las Presas (véase Glosario) y los requerimientos de seguridad de las mismas.

El dueño de la presa debe asegurar que la operación, mantenimiento y rehabilitación de la presa sea llevada a cabo por personal calificado y conocedor del tema.

Para presas con Alta o “Muy Alta Consecuencia”, el dueño debe considerar el uso de exámenes de ingeniería independientes para el diseño y la construcción de las nuevas facilidades, la investigación de las deficiencias de la seguridad en la presa, y el diseño y construcción de mejoramientos si ellas son extensivas, inusuales o complicadas, o si la seguridad de la presa ha sido reducida significativamente durante la construcción.

Los dueños de las presas deben estar informados de cualquier actividad que se lleve a cabo en las cercanías de la presa o embalse, por parte de personas o grupos foráneos que pudieran afectar la seguridad de las presas. Tales actividades podrían incluir la construcción de carreteras, perforaciones, exploración sísmica geofísica, etc.

Artículo 2. Programa de Seguridad de la Presa

El dueño de la presa es responsable de asegurar que haya un programa conveniente de seguridad de la presa. Los componentes mínimos de un programa de seguridad de la presa deben incluir los requerimientos para las Inspecciones y Examen de la Seguridad de la Presa (Capítulo 2 (corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000)), Operación, Mantenimiento y Vigilancia (Capítulo 3 (corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000)) y Preparación para Emergencias (Capítulo

4 (corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000)).

Se recomienda a los dueños de presas con "Alta y Muy Alta Consecuencia" tener un examen independiente que sea conducido en su programa de seguridad de presas a intervalos regulares. Un examen como ése proveería información al dueño de la presa sobre la eficacia del programa de seguridad de la presa y podría identificar oportunidades para mejorar el programa.

Los exámenes del programa deben ser llevados a cabo por profesionales con amplia y profunda experiencia en la gestión de seguridad de presas. El examinador(es) no debe(n) tener vínculo profesional con el dueño de la presa o con el personal técnico involucrado en el diseño de la presa o en la evaluación de la seguridad. El examinador(es) debe(n) ser previamente autorizado(s) por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

El examen identificaría el cumplimiento de las políticas internas e internacionales de seguridad de presas, y las mejores prácticas en la gestión de seguridad de presas. Los estándares para diseño recomendados apropiados para las cargas normales de diseño y los factores de seguridad incluyen, sin estar limitados a ellos: (i) Estándares de Diseño del United States Department of the Interior Bureau of Reclamation (USBR), (ii) Reglas y parámetros de diseño de la International Commission On Large Dams (ICOLD), y (iii) Reglas de Ingeniería para la Evaluación de Proyectos Hidroeléctricos de la United States Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

El dueño de la presa, a menos que se especifique lo contrario, es responsable de asumir los costos de la seguridad de la presa y debe incluir estos costos como parte del presupuesto de operación y mantenimiento de la presa.

Artículo 3. Transferencia de la Propiedad

En caso de cambio de la propiedad, a menos que se especifique lo contrario en el contrato de venta, la responsabilidad de la seguridad de la presa se transfiere al nuevo propietario.

Cuando se transfiere la propiedad de la presa, ambas partes deben estar totalmente conscientes del status de la presa con respecto a la seguridad de la presa. El propietario original debe informar al nuevo propietario de la responsabilidad a ser asumida. La transferencia de documentación debe incluir la siguiente información:

- Informes sobre la Seguridad,
- Informes sobre la Inspección,
- Resultados de la investigación de las fundaciones,
- Detalles del diseño y planos tal como construido,
- Registros de la construcción,
- Registros de la instrumentación,
- Manuales de operación,
- Estudios de crecidas,
- Planes de Preparación para Emergencias.

Artículo 4. Empresa o profesional individual que efectúe el examen de seguridad

Los exámenes relacionados con la Seguridad de la Presa (véase (Capítulo 2 (corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000)) deberán ser efectuados por un ingeniero profesional individual o por una empresa, quienes deberán acreditar los conocimientos y la experiencia adecuada en el diseño, construcción, evaluación del funcionamiento y operación de las presas.

La empresa o profesional individual contratado por el dueño de la presa para que realice el Examen de Seguridad de la misma tendrá toda la responsabilidad del examen aunque en el caso de profesional individual pueda contar con la asistencia de otros profesionales y especialistas.

El informe que resulte del examen de seguridad de la presa debe contener las descripción detallada de las deficiencias y establecer las prioridades para las medidas correctivas. El informe se presentará por medio de dos juegos originales simultáneamente al dueño de la presa y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). Los resultados de dicho informe no deben ser discutidos o modificados antes de su presentación final a la CNEE.

En caso de que las Normas de seguridad de Presas no sean aplicables o no cubran algún aspecto particular de la seguridad de la presa, deberá solicitarse la autorización a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica sobre la acción a tomar con un análisis de la situación planteada que incluya la propuesta de solución correspondiente.

Artículo 5. Entidad responsable de elaborar y fiscalizar el cumplimiento de las Normas de Seguridad de Presas

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es la responsable de emitir y fiscalizar el cumplimiento de las Normas de Seguridad de Presas. Las tareas y responsabilidades incluirán las siguientes:

- Mantener un inventario de todas las presas en el país;
- Exigir que los dueños de las presas cumplan con los requerimientos de las Normas de Seguridad de Presas;
- Exigir que cada dueño de presa provea a la agencia una copia del periódico Informe de la Seguridad de la Presa para cada presa;
- Establecer la fecha del primer Examen de la Seguridad de la Presa por cada presa existente;
- Aceptar o rechazar el Informe de la Seguridad de la Presa, suministrando por escrito las razones en caso de que el informe sea rechazado. Las razones para rechazar un Informe de la Seguridad de la Presa pueden incluir, sin limitarlo a ello, calificaciones inadecuadas del Ingeniero que Examina la Seguridad de la Presa, trabajo incompleto, conclusiones defectuosas, etc.;
- Regular, con base en las recomendaciones del Ingeniero en un Informe de la Seguridad de la Presa, sobre la necesidad y oportunidad de: (a) mejoramientos requeridos en la operación, vigilancia, inspección o mantenimiento de una presa; (b) mejoramientos en el Plan de Preparación para Emergencias; (c) mejoramientos en la capacitación de los operadores de las presas; o (d) mejoramientos en la seguridad de las estructuras de la presa, pendientes del embalse o fundaciones;
- Examinar una muestra de los Informes de la Seguridad de la Presa como una medida de control de calidad (auditoría);
- Conducir inspecciones de auditoría de las presas;
- Aceptar o rechazar los planes para la poner fuera de servicio a la presa.

La aplicación de las Normas de Seguridad de Presas y reglas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica estará basada en multas, penalidades e indemnizaciones.

TITULO III
CLASIFICACIÓN DE LAS PRESAS

Requerimiento:

- Cada presa, estructura de control o de pasaje de agua deberá ser clasificada en términos de la consecuencia incremental razonable previsible de una falla.
- Las consecuencias de pérdida de vidas deben ser evaluadas separadamente de las consecuencias socioeconómicas, financieras y ambientales, y se debe utilizar la más alta de las dos clasificaciones.
- Para presas nuevas, la categoría de la consecuencia debe ser establecida durante los estudios de factibilidad para el diseño y confirmada antes del primer llenado del embalse.

Cada presa debe ser clasificada en concordancia con las consecuencias increméntales de la falla (Cuadro 1-1). La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es responsable de la clasificación de las presas.

La consecuencia incremental de la falla es el daño o pérdida incremental que la falla de la presa podría causar en las áreas aguas arriba, en las áreas aguas abajo, o en la presa, adicional a cualquier pérdida que pueda haber ocurrido por el mismo evento o condiciones naturales, sin que haya habido falla en la presa.

La Categoría de la Consecuencia constituye la base para el análisis de la seguridad de la presa y el esta-

blecimiento de los niveles apropiados de las actividades de vigilancia. El cuadro 1-1 presenta un sistema de clasificación que se basa en el incremento potencial de pérdida de vidas y los daños incrementales económicos, financieros y en el medio ambiente asociados con una falla en la presa. Este sistema de clasificación se utiliza para vincular las consecuencias de una falla con el requerimiento de seguridad de la presa descrito en las Normas de Seguridad de Presas.

Las estructuras accesorias pueden ser clasificadas y evaluadas separadamente. Por ejemplo, los pasajes de agua como los tuberías de carga podrían estar en una categoría diferente de la asignada a la presa, dependiendo de las consecuencias incrementales de la falla. Si se considera que los sistemas de alarma reducen el potencial de pérdida de vidas, la confiabilidad de dichos sistemas de alarma debe ser incorporada en todos los análisis y evaluaciones.

La distinción entre las Categorías de las Consecuencias y la relación con los requerimientos de seguridad está orientada para reflejar los valores y prioridades de la sociedad en la asignación de recursos a ser utilizados para proteger y salvar vidas y para salvaguardar la propiedad.

Las consecuencias incrementales de una falla en la presa deben ser evaluadas en términos de:

Pérdida de vidas;

Valor económico de otras pérdidas y/o daño a la propiedad, instalaciones, y otros servicios públicos y la presa, así como la pérdida de la generación de potencia. Donde sea apropiado, se asignarán costos o valores a los impactos ambientales, sociales y culturales, y serán incluidos como consecuencias económicas. Se deben incluir los costos asociados con los pagos financieros por pérdidas de vidas y daños en el medio ambiente.

Los determinantes de la clasificación deben incluir la extensión y la duración del impacto, así como el valor y sensibilidad del medio ambiente aguas abajo.

La evaluación de las pérdidas potenciales, ambos con y sin falla en la presa, debe basarse en estudios de crecidas y de otros, y debe considerar los desarrollos corriente abajo, futuros y existentes. El estudio del nivel apropiado de inundación dependerá de las potenciales consecuencias de la falla. Para las presas donde existe incertidumbre acerca de una grieta en la presa, se debe utilizar un análisis simplificado y conservador para realizar una evaluación preliminar. Si el análisis demuestra un riesgo potencial, se debe llevar a cabo un análisis más sofisticado. No se requiere un estudio formal de crecida para las presas donde las consecuencias incrementales de una falla claramente caen dentro de la categoría “Muy Bajo”.

Una presa puede estar en una Categoría de Consecuencia para inundaciones y en una Categoría de Consecuencia diferente para perturbaciones sísmicas, dependiendo del daño incremental atribuible a la falla de la presa por cada causa.

Un estimado conservador del nivel de las consecuencias incrementales de una falla podría ser apropiado para clasificar a una presa en la Categoría de Baja Consecuencia. Si es posible clasificar una presa en las Categorías Alta o Muy Alta Consecuencia, la evaluación de las consecuencias incrementales de falla debe basarse en el análisis del sitio específico y podría requerir una investigación detallada de sitio.

Las consecuencias incrementales de una falla en presa debido a perturbaciones sísmicas deben basarse en las condiciones de descarga promedio y los niveles máximos de operación normal del embalse.

Las consecuencias incrementales atribuibles a una falla por deslizamiento en los taludes del embalse o a las ondas inducidas por la falla en los taludes se deben basar en la descarga promedio y los niveles máximos de operación normal del embalse, a menos que el deslizamiento haya sido inducido por una precipitación extrema asociada con una crecida extrema.

TITULO IV
SELECCIÓN DE LOS CRITERIOS DE SEGURIDAD

Requerimiento:

La presa, junto con sus fundaciones y contrafuertes, debe ser diseñada para tener una estabilidad adecuada para resistir con seguridad a cargas extremas así como cargas de diseño normales.

La selección de los criterios de carga para cargas extremas debe basarse en las consecuencias de falla en la presa.

Este documento maneja solamente criterios para el diseño de perturbaciones sísmicas e inundaciones.

Donde sea apropiado, deben utilizarse criterios diferentes a aquellos indicados en este documento para los requerimientos de diseño de la presa, en el entendido que ellos están en acuerdo general con la intención de estas Normas y que cumplen con los estándares internacionales de diseño.

Los estándares para diseño recomendados apropiados para las cargas normales de diseño y los factores de seguridad incluyen, sin estar limitados a ellos: (i) Estándares de Diseño del United States Department of the Interior Bureau of Reclamation (USBR), (ii) Reglas y parámetros de diseño de la International Commission On Large Dams (ICOLD), y (iii) Reglas de Ingeniería para la Evaluación de Proyectos Hidroeléctricos de la United States Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

A veces se puede mejorar el nivel de seguridad de una presa a través de la adopción de un enfoque basado en el riesgo para la seguridad de la presa, y manejando condiciones menos severas pero más probables que aquellas asociadas con eventos extremos como el Sismo Máximo Creíble (SMC) o la Crecida Máxima Probable (CMP).

Artículo 6. Perturbaciones Sísmicas

Requerimiento:

Las presas deben ser diseñadas y evaluadas para resistir movimientos de tierra asociados con un Diseño de Sismo Máximo (DSM) sin descarga del embalse.

La selección del DSM para una presa debe basarse en la consecuencia de la falla en la presa.

Usualmente se representa al DSM como el movimiento de tierra más severo, el cual ha sido seleccionado para el diseño o la evaluación de la seguridad de la presa. A partir del DSM se determinan los parámetros del movimiento de tierra en sitio específico requeridos para el diseño o la evaluación.

Para un sitio dado, el DSM debe incrementarse con el incremento de las consecuencias de la falla en presa, tal como se describe en la Cuadro 1-2. Para una Probabilidad de Excedencia Anual (PEA) dada, el DSM puede variar de sitio a sitio con la configuración tectónica del sitio y la distancia del origen del sismo. En algunos casos, la selección del DSM puede basarse en la carga sísmica que podría ser provocada por la actividad humana, tal como la sismicidad inducida en embalse.

El desarrollo de los parámetros sísmicos en un sitio específico tales como las velocidades, aceleraciones y espectro de respuesta del terreno, deben derivarse de los criterios para diseño de sismos en la Cuadro 1-2. Los métodos para lograr esto deben estar en acuerdo con las prácticas actuales internacionalmente aceptadas.

La derivación de los parámetros sísmicos debe ser encargada a, o supervisados por, personas con las especialidades adecuadas en ingeniería sísmica.

Artículo 7. Inundaciones

Requerimiento:

Las presas deben ser diseñadas y evaluadas para que un Caudal de Crecida de Diseño (CCD) pase con seguridad. La selección del CCD para una presa debe estar basada en las consecuencias de la falla.

Para nuevas presas con Consecuencias de falla Muy Alta o Alta, las inundaciones máximas de diseño en

el sitio de una presa deberán ser evaluadas tanto por análisis estadístico como por métodos determinísticos.

Si el CCD es determinado estadísticamente, la confiabilidad del análisis estadístico de crecida existente debe ser confirmado, o debe desarrollarse un nuevo análisis estadístico de crecida.

Si se registrase un evento inusual desde la evaluación del análisis estadístico de crecida, o si la duración de los datos hidrológicos disponibles se ha incrementado en más del 50%, se debe llevar a cabo un nuevo análisis estadístico de crecida.

Si el CCD se estableció determinísticamente, el estudio de la Crecida Máxima Probable (CMP) debe considerar la más severa combinación "razonablemente posible" de los siguientes fenómenos en la cuenca corriente arriba de la estructura bajo estudio:

Condiciones iniciales de la cuenca (i.e. niveles del río y lago y humedad del suelo),

Pretormenta

Tormenta de lluvia

Cuando se identifica el CMP como el CCD para una presa en particular, la aceptabilidad de cualquier análisis CMP previo debe ser confirmado, o llevar a cabo un nuevo análisis CMP.

El CCD es la crecida más grande que es seleccionada para el diseño o evaluación de la seguridad de una presa. El tamaño del CCD seleccionado debe aumentar con el crecimiento de las consecuencias de la falla de la presa, tal como se describe en la Cuadro 1-3.

El CCD debe ser examinado con respecto al cambio en el uso de la tierra en la cuenca, incremento de desarrollo corriente abajo de la presa y cualquier información hidrológica nueva o adicional que devenga disponible.

Después que se ha ya determinado el volumen y el caudal pico apropiado del CCD para el proyecto, por medio de métodos estadísticos y/o determinísticos, el hidrograma correspondiente debe ser examinado y/o desarrollado. El hidrograma del CCD se utiliza para evaluar el borde libre y la capacidad del aliviadero.

La derivación del CMP y las estadísticas de inundaciones deben ser supervisadas o encargadas a personas con el conocimiento y experiencia especial en hidrología y meteorología.

TITULO V
PRESA PUESTA FUERA DE SERVICIO

Requerimiento:

- Una presa debe ser puesta fuera de servicio y considerada cerrada solamente cuando se han cumplido con todos los requerimientos de un plan para su puesta fuera de servicio.
- La demolición de una presa o el desmontaje de cualquiera de sus estructuras accesorias debe basarse en una práctica conocida y confiable y llevada a cabo sin incrementar del riesgo de quebrar las estructuras remanentes y estructuras accesorias o causar impactos adversos corriente arriba o corriente abajo de la presa.
- Las operaciones de demolición no deben resultar en la obstrucción o la reducción de la descarga segura de inundaciones naturales. Se debe remover completamente esa parte de la presa y las estructuras accesorias que podrían obstruir la descarga del curso de drenaje causando una crecida corriente arriba fuera de la presa existente y estructuras accesorias o llevando a una inesperada descarga de agua.
- Las estructuras que permanezcan después de la puesta fuera de servicio deben ser física y químicamente estables, y no deben imponer un riesgo inaceptable a la salud y seguridad pública, o del medio ambiente.

Antes de la puesta fuera de servicio, el dueño debe preparar un plan detallado para sacar de servicio a la presa, indicando las medidas necesarias para la seguridad del sitio, especialmente con respecto a la capacidad de descarga del flujo de las estructuras de descarga. Se debe examinar en detalle la posibilidad de exposición de cualquiera de las estructuras remanentes a cargas o combinaciones de cargas no previstas en el diseño original, o a otras condiciones

inaceptables. Se debe examinar la estabilidad de las estructuras remanentes.

Generalmente, la demolición de la presa o el desmontaje de cualquiera de sus componentes estructurales o equipos no debe comenzar antes de que el embalse haya sido vaciado. En casos especiales donde esto no sea posible, la demolición no debe constituir un riesgo para la seguridad.

Si la presa puesta fuera de servicio no ha sido totalmente desmontada, ésta podría requerir todavía una vigilancia regular. Antes de la puesta fuera de servicio se debe determinar la necesidad actual de vigilancia y mantenimiento.

Se deben examinar las posibles consecuencias de la puesta fuera de servicio sobre los desarrollos aguas abajo, incluyendo la operación y seguridad de los embalses y presas aguas abajo con especial atención a los aspectos relacionados con emergencias y las posibles necesidades actuales de un Plan de Preparación para Emergencias.

En todos los casos, el dueño de la presa debe trabajar estrechamente con todas las agencias gubernamentales o autoridades pertinentes a fin de manejar todo lo referente a los requerimientos legales, preocupaciones o implicaciones.

Cuadro 1-1
Clasificación de las presas en términos de las consecuencias de falla

Categoría de la consecuencia	Consecuencia potencial incremental de una falla [a]	
	SEGURIDAD DE LA VIDA [b]	SOCIOECONÓMICO, FINANCIERO & AMBIENTAL [b] [c]
MUY ALTA	Gran número de fatalidades Un gran potencial de múltiple pérdida de vidas incluyendo residentes y trabajadores, público en recreación y/o viajeros. Desarrollo dentro del área de crecida (el área que podría se inundada si hay falla en la presa) incluye típicamente comunidades, grandes áreas comerciales y de trabajo, principales carreteras, vías de ferrocarril, y lugares concentrados para actividades recreacionales. Las fatalidades estimadas exceden las 100.	Daños extremos Pérdidas económicas muy altas que afectan la infraestructura, las facilidades públicas y comerciales en el área de crecida. Típicamente incluye la destrucción de, o un daño extenso sobre, grandes áreas residenciales, terrenos concentrados para usos comerciales, carreteras, vías férreas, líneas de potencia, tuberías u otros servicios. Los costos estimados directos e indirectos (interrupción del servicio) podría exceder los 100 millones de dólares. Pérdida o deterioro significativo de importantes hábitats nacionales o locales para la vida salvaje y/o para la pesca, especies raras y/o en peligro, paisajes únicos o sitios de significancia cultural. La factiblidad y/o nivel de practicidad para la restauración y/o compensación es baja.
ALTA	Algunas fatalidades Mediano potencial de pérdida de vidas, incluyendo residentes y trabajadores, público en recreación y/o viajeros. Desarrollo dentro del área de crecida típicamente incluye carreteras y vías de ferrocarril, áreas comerciales y de trabajo, lugares concentrados para actividades recreacionales y residencias espaciadas. Las fatalidades estimadas son menos de 100.	Grandes daños Pérdidas económicas sustanciales que afectan infraestructuras, las facilidades públicas y comerciales en el área de crecida. Típicamente incluye la destrucción o un daño extenso a terrenos con usos comerciales concentrados, carreteras, líneas de potencia, tuberías y otros servicios. Residencias espaciadas pueden ser destruidas o severamente dañadas. Los costos estimados directos o indirectos (interrupción del servicio) podrían exceder un millón de dólares. Pérdida o deterioro significativo de importantes hábitats nacionales o locales para la vida salvaje y/o para pesca, especies raras y/o en peligro, paisajes únicos o sitios de significancia cultural. La factiblidad y nivel de practicidad para la restauración y/o compensación es alta.

Categoría de la consecuencia	Consecuencia potencial incremental de una falla [a]	
	SEGURIDAD DE LA VIDA [b]	SOCIOECONÓMICO, FINANCIERO & AMBIENTAL [b] [c]
BAJA	Sin fatalidades Bajo potencial de múltiple pérdida de vidas. El área de crecida es típicamente no desarrollada a excepción de caminos menores, fincas no residenciales o temporalmente habitadas y actividades rurales.	Daños Moderados Bajas pérdidas económicas limitada a cierta infraestructura, actividades comerciales y públicas. Los costos estimados directos e indirectos (interrupción del servicio) podrían exceder los 100 000 dólares. Pérdida o deterioro significativo de importantes hábitats regionales para la vida salvaje y/o para la pesca, especies raras o en peligro, paisajes únicos o sitios de significancia cultural. La factiblidad y nivel de practicidad para la restauración y/o compensación es alta. Incluye las situaciones donde la recuperación ocurriría con el tiempo sin restauración.
MUY BAJA	Sin fatalidades Potencial mínimo de pérdida de vidas. El área de crecida es típicamente no desarrollada.	Daños menores fuera de la propiedad del dueño Pérdidas económicas mínimas limitadas típicamente a la propiedad del dueño y que no exceden los 100 000 dólares. Virtualmente no existe potencial para futuros desarrollos de otros usos del terreno dentro de un futuro previsible. Sin pérdida significativa o deterioro del hábitat para la vida salvaje y/o para la pesca, especies raras o en peligro, paisajes únicos o sitios de significancia cultural.

[a] Bajo las mismas condiciones naturales (crecida, perturbación sísmica u otro evento) podría ocurrir un incremental a los impactos pero sin falla en la presa. La consecuencia (i.e. la pérdida de vidas o económicas) con una clasificación más alta, determina qué categoría se asigna a la estructura.

[b] Los criterios que definen las Categorías Consecuencias deben ser establecidas entre el Propietario y las autoridades reguladoras, consistente con las expectativas sociales. En aquellos lugares donde no existen autoridades reguladoras, o una guía, los criterios deben ser establecidos por el Propietario y serán consistentes con las expectativas de la sociedad. Los criterios pueden estar basados en los niveles de riesgo que son aceptables o tolerables por la sociedad.

[c] El Dueño podría desear establecer criterios financieros corporativos separados que reflejen su capacidad de absorber o manejar las pérdidas financieras directas en su negocio y el alcance de su responsabilidad en lo referente a dañar a otros.

Cuadro 1-2
Criterios mínimos usuales para diseño de sismos

Categoría de la Consecuencia [a]	Diseño de sismo máximo (dsm)	
	DERIVADO DETERMINÍSTICAMENTE	DERIVADO PROBABILÍSTICAMENTE **(Probabilidad de Excedencia Anual)**
Muy Alta	SMC [b]	1/10 000
Alta	50% al 100% de SMC [c] [d]	1/1000 a 1/10 000 [d]
Baja		1/100 a 1/1000 [e]

[a] Véase (Capítulo 1 (corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000)) y la Cuadro 1-1 para la clasificación de las consecuencias.

[b] Para un área geográficamente definida en lo tectónico o una falla reconocida, el Sismo Máximo Creíble (SMC) es el sismo más fuerte razonablemente concebible que parezca posible. Para el sitio de una presa, los movimientos de tierra del SMC son los más severos capaces de ser producidos en el sitio bajo el marco tectónico interpretado o actualmente conocido.

[c] Las velocidades y aceleraciones de tierra firme del DSM pueden tomar valores entre 50% y 100% del SMC. Para propósitos de diseño la magnitud debe permanecer igual que la del SMC.

[d] En la categoría Alta Consecuencia, el DSM está basado en las consecuencias de la falla. Por ejemplo, si una fatalidad incremental resultase de la falla, la PEA de 1/1000 podría ser aceptable, pero las consecuencias se aproximarían a aquellas correspondientes a las de una presa de Muy Alta Consecuencia, se requeriría la aproximación del diseño de sismos al SMC.

[e] Si una estructura de Baja Consecuencia no puede resistir los criterios mínimos, el nivel de ascenso podría ser determinado por un análisis económico de riesgo, tomando en consideración los impactos sociales y en el medio ambiente.

[f] Generalmente, las reglas no se aplican a las presas que serían clasificadas en la categoría Muy Baja Consecuencia tal como se define en el Capítulo 1 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000). En todos los casos, deben haber exámenes regulares de las consecuencias de falla en presa, dado que las consecuencias de una falla pueden cambiar debido a modificaciones en el uso de la tierra corriente arriba y/o corriente abajo.

Cuadro 1-3
Criterios minimos usuales para los caudales de crecida de diseño

Categoría de la consecuencia [a]	Caudal de crecida de diseño (CCD)
Muy Alta	Crecida Máxima Probable (CMP) [b]
Alta	Probabilidad de Excedencia Anual (PEA) Entre 1/1000 y el CMP [c]
Baja	PEA entre 1/100 y 1/1000 [c] [d]

[a] Véase (Capítulo 1 (corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000)) y la Cuadro 1-1 para la clasificación de las consecuencias.

[b] Se debe aplicar un nivel apropiado de conservadurismo a las cargas de este evento, a fin de reducir los riesgos de una falla en la presa hasta riesgos tolerables. De esta manera, la probabilidad de una falla en la presa sería mucho menor que la probabilidad de un evento de carga extrema.

[c] Dentro de la categoría Alta Consecuencia, el CCD se basa en las consecuencias de la falla. Por ejemplo, si una fatalidad incremental resultase de una falla, una PEA de 1/1000 podría ser aceptable, pero con respecto a las consecuencias se aproximarían a los de una presa con Consecuencia Muy Alta, y se requeriría aproximar el diseño de inundaciones al de CMP.

[d] Si una estructura de Baja Consecuencia no puede resistir los criterios mínimos, el nivel de ascenso puede ser determinado por medio de análisis económico de riesgo, tomando en consideración los impactos sociales y medioambientales.

[e] Generalmente, las reglas no se aplican a las presas que serían clasificadas en la categoría Muy Baja Consecuencia tal como se define en el Capítulo 1 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000). En todos los casos, deben haber exámenes regulares de las consecuencias de falla en presa, dado que las consecuencias de una falla pueden cambiar debido a modificaciones en el uso de la tierra corriente arriba y/o corriente abajo.

CAPITULO II
INSPECCIONES Y EXAMEN DE LA SEGURIDAD DE LA PRESA

TITULO VI
GENERAL

Requerimiento:

- Se deben realizar inspecciones periódicas para identificar todas las potenciales deficiencias y de-

terminar la condición de la presa y de sus estructuras accesorias.

Las inspecciones de seguridad de la presa están divididas en cuatro categorías tal como se señala a continuación:

- Inspecciones de rutina,
- Inspecciones intermedias,
- Inspecciones especiales, y
- Exámenes de la Seguridad de la presa (véase el Capítulo 2 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000))

Para cada presa, el programa de inspección, incluyendo la frecuencia de las inspecciones, debe ser concebida con base en la clasificación de la presa (Capítulo 1 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000)), estándares industriales, recomendaciones de los fabricantes, historial operativo y condición de las estructuras particulares y equipo.

Las inspecciones regulares son críticas para todas la presas y deben ser llevadas a cabo por personal con experiencia en el discernimiento de problemas potenciales o en desarrollo, a través de inspecciones visuales. El personal que realice estas inspecciones debe estar capacitado y consciente de la gran confianza puesta en ellos y la gran importancia y absoluta necesidad de su cuidadosa inspección e informe.

En el Apéndice A se presenta un ejemplo de la lista de comprobación a utilizarse durante las inspecciones de Rutina, Intermedia y un amplio Examen de la Seguridad de la Presa.

Artículo 8. Inspecciones de Rutina

Requerimiento:

Una presa con clasificación de Alta o Muy Alta Consecuencia (Capítulo 1 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000)) debe tener Inspecciones de Rutina semanalmente.

Una presa con clasificación de Baja Consecuencia debe tener Inspecciones de Rutina mensualmente.

Las Inspecciones de Rutina deben ser encargadas a Personal de Operación y Mantenimiento calificado.

El informe de Inspección de Rutina debe incluir una lista de comprobación y podría también incluir un registro fotográfico de las circunstancias inusuales.

Los resultados de las inspecciones de rutina ejecutados por el personal de la presa deben estar claramente descritos en un cuaderno de trabajo, especialmente diseñado y autorizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. El personal de la Comisión podría revisar este cuaderno en cualquier momento. Cualquier situación inusual, riesgosa o de emergencia debe ser informada inmediatamente al dueño(s) de la presa así como a la Comisión, junto con el plan de contingencia a ser adoptado en el caso de emergencias.

Como regla general, las Inspecciones de Rutina debe ser llevadas a cabo por personal de Operación y Mantenimiento como parte regular de sus actividades de mantenimiento. Tales inspecciones deben ser llevadas a cabo semanal o mensualmente de acuerdo a lo que sea apropiado para el ítem que está siendo inspeccionado. Se pueden seleccionar frecuencias reducidas para ajustarse a restricciones estacionales.

Una inspección de rutina es una inspección visual de la presa y sus estructuras accesorias. En la medida que se requiera, se deben tomar fotografías y lecturas de los instrumentos. Se debe dar particular atención a la detección de evidencia de cambios en fugas, erosión, sumideros, ampollas, filtración, deslizamientos o derrumbamientos en la pendiente, excesiva sedimentación, desplazamientos y grietas y funcionamiento irregular de los desagües, pozos de alivio y equipo eléctrico y mecánico relacionado con la seguridad de la presa.

El objetivo de una inspección de rutina es tener hasta donde sea posible una vigilancia continúa de la presa. El Personal de Operación y Mantenimiento debe realizar observaciones frecuentes de la presa, su operación y mantenimiento.

Cualquier condición inusual que parezca crítica o peligrosa debe ser informada inmediatamente a los departamentos que correspondan.

Se deben enviar copias completas de las listas de comprobación a los departamentos que correspondan para su examen. Los resultados de las Inspecciones de Rutina deben ser registrados en un cuaderno de trabajo (véase Capítulo 3 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000))).

Artículo 9. Inspecciones Intermedias

Requerimiento:

- Se deben realizar inspecciones intermedias al menos dos veces al año. Deben llevarse a cabo inspecciones de la seguridad del equipo de la presa al menos una vez al año.
- Durante las inspecciones intermedias, se debe ejecutar una total inspección de campo y un informe escrito, con la elaboración de una lista de comprobación y fotografías.
- Una copia electrónica y una copia impresa original de las Inspecciones Intermedias deben ser enviadas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en un tiempo que no exceda los quince días después de haber terminado la Inspección. El informe de la Inspección Intermedia debe estar acompañado de un acta notarial en el cual se confirme la fuente de los datos, la validez del informe y las correspondientes fotografías.

Como una regla general, las Inspecciones Intermedias deben ser orientadas como inspecciones más formales, generalmente anuales o semianuales, realizadas por el Personal de Operación y Mantenimiento y/o los representantes adecuados del dueño responsable de la seguridad de la presa.

La inspección debe consistir de una inspección de campo total de la presa, un examen de los registros de las inspecciones previas, y un examen de los datos sobre el funcionamiento pasado y presente de la presa y de su instrumentación.

El informe de la Inspección Intermedia debe incluir un informe formal escrito con conclusiones y recomendaciones, una lista de comprobación y registro fotográfico de cualquier circunstancia inusual.

Cualquier condición inusual que parezca crítica o peligrosa debe ser informada inmediatamente a los departamentos pertinentes.

Se deben enviar listas de comprobación completas a los departamentos pertinentes para su examen. Los Resultados de las Inspecciones Intermedias deben ser registrados en un cuaderno de trabajo (véase Capítulo 3 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000)).

Artículo 10. Inspecciones Especiales

Requerimiento:

- Se realizarán Inspecciones Especiales posteriormente a los eventos potencialmente dañinos.
- Después de un evento potencialmente dañino, tal como un incendio, sismo, crecida o falla, el dueño(s) de la presa debe(n) enviar los resultados de una Inspección Especial a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, dentro de un tiempo que no exceda los 30 días desde la fecha de la ocurrencia del **evento.**
- Como regla general, las Inspecciones Especiales deben ejecutarse después de cambios significativos en los niveles de agua del embalse, cambios programados y no programados en las operaciones normales o estándar, actividad de construcción, inundaciones, vendavales, perturbaciones sísmicas, eventos inusuales como incendios, y observaciones inusuales como grietas, sedimentaciones, sumideros, grandes fugas imprevistas y fallas en la talud.

Se debe asignar la responsabilidad de las inspecciones especiales a personal de operación y mantenimiento capacitado y competente y al ingeniero responsable de la seguridad de la presa.

Una vez acontecidos el(los) evento(s) arriba mencionado(s), el ingeniero responsable de la seguridad de la presa debe especificar los requerimientos para documentación e informe junto con las listas de

comprobación de la inspección y los procedimientos para el examen.

TITULO VII
EXAMEN DE LA SEGURIDAD DE LA PRESA

Artículo 11. General

Requerimiento:

- Un Examen de Seguridad de la Presa (el "Examen") debe ser llevado a cabo por un ingeniero calificado (el "Ingeniero") a intervalos regulares de tiempo para las presas y facilidades asociadas. El Examen debe incluir el diseño, operación, mantenimiento, vigilancia y planes de emergencia, para determinar si ellos son seguros en todos los aspectos, y en caso de no serlo determinar los mejoramientos de seguridad requeridos.
- El primer Examen de Seguridad de la Presa para una presa nueva debe ser completado dentro de los tres años del llenado inicial.
- Hay que llevar a cabo un Examen de Seguridad de Presas cuando hayan cambios significativos en la condición de cualquier presa incluyendo:
- Modificaciones importantes en el diseño original o criterios de diseño,
- Descubrimiento de una condición inusual,
- Puesta fuera de servicio de la presa
- Después de un evento hidrológico o sísmico extremo.
- El Ingeniero enviará un Informe de la Seguridad de la Presa al dueño y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica al final del Examen de la Seguridad de la Presa. El Informe de la Seguridad de la Presa debe ser presentado en dos juegos de documentos originales. Un juego debe ser distribuido al dueño(s) de la presa y el otro juego a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Los resultados del Informe de la Seguridad de la Presa no deberán ser discutidos o modificados antes de la presentación del Informe a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Un Examen de la Seguridad de la Presa es una evaluación sistemática de la seguridad de una presa, la cual es llevada a cabo a intervalos regulares por un equipo de ingenieros calificados, por medio de inspecciones de las estructuras, evaluación del funcionamiento, y examen del diseño original y registros de construcción para asegurar que ellos cumplen con los criterios actuales.

Un Informe de la Seguridad de la Presa, el "Informe", es un informe remitido por el Ingeniero al dueño de la presa al final del Examen, documentando el proceso de Examen de la Seguridad de la Presa y cubriendo todos los aspectos de la seguridad de una presa.

El período máximo de tiempo que transcurra entre los Exámenes de la Seguridad de la Presa depende de la categoría de consecuencia de la presa (Cuadro 2-1).

El Examen debe ser llevado a cabo por ingenieros que estén calificados por sus conocimientos y experiencia en el diseño, construcción, evaluación del funcionamiento y operación de las presas. El líder de un equipo de Examen (el Ingeniero) no debe ser una persona que haya participado en el diseño o construcción de esta presa en específico, o que esté normalmente involucrado con la inspección de la presa.

Se debe dar especial atención a aquellas áreas de diseño y funcionamiento de las que se conoce o se sospecha debilidad, o que sean cruciales para la seguridad de la presa. El Examen debe utilizar la información desarrollada en los exámenes anteriores, hasta el punto que su confiabilidad y validez puedan ser verificadas.

Al realizarse cada examen, debe establecerse la fecha del siguiente examen. La Cuadro 2-1 indica los periodos de examen recomendados basados en el sistema de clasificación de las consecuencias (Cuadro 1-1).

La Seguridad de la Presa va a ser evaluada sobre la base del conocimiento y los estándares actuales, los cuales podrían ser diferentes de los estándares aceptables en el momento de la construcción original. Si la presa no cumple los estándares actuales, se puede tomar un enfoque basado en el riesgo para evaluar la necesidad de medidas correctivas.

El nivel de detalle requerido para un Examen de la Seguridad de la Presa debe ser proporcional a la importancia, conservadurismo en el diseño y complejidad de la presa, así como a la consecuencia de la falla. El esfuerzo requerido en un Examen de la Seguridad de la Presa puede estar relacionado inversamente con el nivel actual de vigilancia (período y detalle), registros de evaluación y acciones tomadas (p.e. para reparación, reemplazo o construcción actual), grado de participación del diseñador, y conocimiento demostrado de la construcción original y condición presente. Una continuidad demostrada de información respecto a la condición de la presa puede reducir el nivel de trabajo requerido en un Examen de la Seguridad de la Presa. Si la información desde el último Examen de Seguridad de Presas es completo y continuo, entonces se pueden simplificar los detalles requeridos para el presente examen.

Se debe realizar un examen periódico de las consecuencias de la falla en presas con Muy Baja Consecuencia, porque estas consecuencias pueden cambiar con el tiempo y desarrollo.

Artículo 12. Clasificación de las Presas

Requerimiento:

- El Examen de Seguridad de Presas debe incluir la clasificación de la presa, tal como se perfiló en el Capítulo 1 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000).
- La consecuencia de la falla en la presa debe ser evaluada con base en las condiciones actuales o anticipadas corriente abajo, y la categoría de la consecuencia confirmada. Si la clasificación no ha sido previamente determinada, debe serlo durante el Examen.

Artículo 13. Inspección del Sitio

Requerimiento:

- El Examen de la Seguridad de la Presa debe incluir una visita al sitio muy amplia e inspección en campo de la presa y las estructuras accesorias y la documentación correspondiente.

La inspección de sitio debe incluir la presa, instrumentación de la presa, facilidades de descarga, estructuras para descarga, embalse, instrumentación del embalse y el área inmediata corriente abajo.

Artículo 14. Diseño y Construcción

Requerimiento:

- El Examen de la Seguridad de las Presas debe incluir un examen suficiente de diseño y construcción para demostrar si la presa y sus estructuras accesorias incluyendo las facilidades de descarga y taludes del embalse cumplen con todos los requerimientos de seguridad aplicables actualmente.
- En el caso de una presa nueva, el dueño debe mantener un cuaderno de trabajo de las actividades de construcción incluyendo fotografías, y asegurar que esté disponible en el momento que sea requerido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para su examen.

El Examen del diseño en la medida que está relacionado con la condición actual de la presa debe incluir, sin limitarlo a, lo siguiente:

- Registros de la construcción para determinar cuán estrechamente se ajusta la presa tal como construido a los supuestos de diseño y para establecer la suficiencia de la presa y los materiales de fundación;
- Adecuación de la derivación de los eventos extremos, inundaciones y perturbaciones sísmicas, para los cuales se diseñó la presa, tomando en consideración cualquier evento extremo que pudiera haber ocurrido desde la puesta en servicio de la presa;
- Estabilidad, capacidad estructural, filtración y resistencia a la erosión de todas las porciones de las barreras al agua construidas incluyendo su fundación, así como cualquier barrera natural bajo condiciones de carga normales y extremas;
- Capacidad de todos los canales y conductos para descargar sus flujos de diseño con seguridad y la capacidad de estos canales para pasar el Caudal de Crecida de Diseño y descargar el embalse, en caso de ser requerido, en una emergencia;
- Diseño de todas las compuertas, válvulas, equipo de control de entrada de flujo y elevadores incluyendo los controles de ventilación, suministro de

energía y calefacción para asegurar una operación segura y confiable tal como se requiera;
- Capacidad de las facilidades tal como construidas para enfrentarse con fenómenos especiales, por ejemplo acumulación de desechos y erosión, que podrían no haber sido considerados en el momento del diseño y construcción y que podrían afectar la seguridad de la presa.

Hay que llevar a cabo investigaciones de campo donde la presa se haya deteriorado por el tiempo a fin de determinar las características críticas.

Artículo 15. Operación y Prueba

Requerimiento:

- El Examen de la Seguridad de la Presa debe determinar si se han desarrollado, documentado y seguido los procedimientos de seguridad de operación. Se debe examinar la suficiencia de la documentación.
- El Examen de la Seguridad de la Presa debe incluir la prueba del equipo requerido para operar las facilidades de descarga, incluyendo el equipo de reserva y suministro de potencia de emergencia, requerido para el paso seguro del Caudal de Crecida de Diseño.
- El Examen de la Seguridad de la Presa debe examinar la capacidad de las facilidades de control de desechos y los procedimientos para verificar que estas facilidades funcionarán en la medida de lo necesario cuando sea requerido.

La documentación de los procedimientos de operación segura debe estar en un Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia (OMV) el cual debe estar disponible para el personal operativo en el sitio de la presa (véase Capítulo 3 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000)).

Si el equipo y las compuertas de descarga han sido probados u operados dentro del año, un examen de esta prueba podría ser adecuada para el Examen.

Artículo 16. Mantenimiento

Requerimiento:

El Examen de Seguridad de Presas debe determinar si todas la facilidades requeridas para la seguridad de la presa, incluyendo la instrumentación de monitoreo de la presa, se mantienen en condición satisfactoria en concordancia con un manual que defina los requerimientos de mantenimiento para la seguridad de la presa.

Véase el Capítulo 3 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000).

Artículo 17. Vigilancia y Monitoreo del Funcionamiento de la Presa

Requerimiento:

- El Examen de Seguridad de la Presa debe determinar si los métodos de monitoreo y vigilancia y sus frecuencias son adecuadas para detectar cualquier condición insegura de manera oportuna.
- El Examen de la Seguridad de la Presa determinará si los datos del monitoreo han sido utilizados y analizados regularmente para asegurar la pronta detección de cualquier condición potencialmente insegura en la presa, estructuras accesorias y taludes del embalse.

Véase el Capítulo 3 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000).

Artículo 18. Preparación para Emergencias

Requerimiento:

El Examen de la Seguridad de la Presa determinará si existe el nivel apropiado de preparación para emergencias y si está adecuadamente documentado. La capacidad de los sistemas de alarma, capacitación y planes de respuesta ante emergencias deben ser examinados, así como la prueba y actualización de los planes.

Véase el Capítulo 4 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000).

Artículo 19. Conformidad con los Resultados de Exámenes Previos de la Seguridad de la Presa

Requerimiento:

- El Examen de Seguridad de Presas analizará los Informes previos de la Seguridad de la presa a fin de determinar si las recomendaciones formuladas en éstos han sido cumplidas y manejadas satisfactoriamente.

Véase las Secciones 2.3 y 2.4.

TITULO VIII
INFORME DE LA SEGURIDAD DE LA PRESA

Requerimiento:

- Se preparará un Informe de la Seguridad de la Presa (el "Informe") que cubra todos los aspectos de la seguridad de una presa documentando el Examen de la Seguridad de la Presa.
- El Informe identificará cualquier medida adicional requerida para la operación segura, mantenimiento y vigilancia adecuada de la presa.

El Informe cuantificará las deficiencias a fin de que se puedan establecer las prioridades de las medidas correctivas. Deben estar disponibles copias del Informe para las agencias reguladoras pertinentes.

TITULO IX
INCUMPLIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD DE LA PRESA

Requerimiento:

La presa y/o las estructuras accesorias deben cumplir los requerimientos de seguridad. Si no se cumplen los requerimientos de seguridad de la presa, se deben realizar mejoramientos de manera conveniente incluyendo:

- Mejoramientos en la seguridad de las facilidades físicas,
- Mejoramientos no estructurales,
- Superar las deficiencias en operación, vigilancia, inspección o mantenimiento de la presa o plan de preparación para emergencias.

Si una presa no cumple con los estándares requeridos de diseño y funcionamiento, normalmente se requieren mejoramientos de seguridad. Una opción es reducir las condiciones de carga de la presa, usualmente reduciendo los niveles permitidos de operación del embalse, a fin de permitir que se cumplan con los estándares.

Si se identifican serias deficiencias, pueden requerirse medidas correctivas provisionales o restricción en la operación antes de la implementación de los mejoramientos permanentes de seguridad en la presa.

Si un Examen de la Seguridad de la Presa no es capaz de demostrar claramente un nivel aceptable de seguridad para una presa, pueden tomarse medidas adicionales para evaluar y documentar la seguridad de la presa incluyendo:

- Análisis más sofisticados,
- Investigación de las deficiencias a fin de proveer datos más actuales o más confiables, sobre los cuales realizar un análisis.

Si los requerimientos del plan de emergencia, operación, mantenimiento o vigilancia de una presa no cumplen los estándares perfilados en las Secciones 3 y 4, normalmente se requieren mejoramientos.

En el Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia (OMV) deben ser incorporados los requerimientos de seguridad de la presa identificados en el Informe de la Seguridad de la Presa para una Operación, Mantenimiento y Vigilancia segura de una presa (Capítulo 3 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000).

Cuadro 2-1

Período máximo sugerido entre los exámenes de la seguridad de la presa

(Basado en las Categorías de las Consecuencias de la Cuadro 1-1)

Categoría de la consecuencia	Periodo máximo entre exámenes
Muy Alta	5 años
Alta	7 años
Baja	10 años [a]
Muy Baja	10 años [b]

[a] Para las presas con Baja Consecuencia, donde se llevan a cabo inspecciones anuales y los informes están disponibles para las agencias del gobierno, el requerimiento del Examen de la Seguridad de la Presa puede cumplirse al aumentar las inspecciones anuales cada diez años a fin de proveer la información requerida por el Examen de la Seguridad de la Presa.

[b] Los Exámenes de la Seguridad de las Presas de aquellas con Muy Baja Consecuencia involucran solamente el examen de la categoría de la consecuencia. En el caso de un rápido desarrollo de aguas arriba o abajo de la presa, la clasificación de consecuencia puede requerir ser examinado a intervalos más cortos, tal como sea determinado por el Ingeniero.

CAPITULO III
OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y VIGILANCIA

TITULO X
GENERAL

Requerimiento:

- La operación, mantenimiento y vigilancia de la presa deben ser provistos de tal manera que se asegure un nivel aceptable de seguridad de la presa.
- Para la operación, mantenimiento y vigilancia de una presa se debe utilizar personal calificado.
- Se deben mantener registros adecuados de la operación, mantenimiento y vigilancia. Para cada presa aplicable, se deben tener tres (3) tipos de registros:

1. Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia:

   - Se debe preparar un Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia (OMV), documentando la operación, mantenimiento y vigilancia para cada presa aplicable.
   - El manual OMV debe ser compuesto, seguido y actualizado a intervalos apropiados. Como mínimo, el manual OMV debe ser analizado anualmente para asegurar que se han realizado las actualizaciones de personal u organizacionales pertinentes.
   - El manual OMV contendrá información conveniente y suficiente para permitir a los operadores operar la presa de manera segura, manteniéndola en condición segura y monitoreando su funcionamiento para que provea los primeros signos de cualquier peligro.
   - La documentación de los procedimientos para operación segura debe estar en el manual OMV, el cual debe estar disponible para el personal de operación en el sitio de la presa.

2. Archivo de Registro Permanente:

   - Todas las presas deben tener un Archivo de Registro Permanente (ARP), una parte del cual debe ser el Cuaderno de Trabajo. El ARP debe ser apropiado para ser transferido a la agencia reguladora (la Comisión Nacional de Energía Eléctrica) o al nuevo dueño en proceso de transferencia de la propiedad o del control de la facilidad. Si la seguridad del ARP no puede ser garantizada, debe haber un duplicado fuera del sitio.

3. Cuaderno de Trabajo:

   - Se debe mantener un Cuaderno de Trabajo, el cual contenga información y los registros apropiados para una presa en específico.

Artículo 20. Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia

El manual de OMV debe documentar los requerimientos para la operación, mantenimiento y vigilancia de la presa tal como se perfiló en las Secciones 3.2, 3.3. y 3.4.

Dentro del manual OMV se debe incluir una descripción general de las presas para indicar ítems tales como tipo, tamaño, categoría de la consecuencia, antigüedad, ubicación y acceso.

El nivel de detalle del manual OMV depende de la clasificación de la presa (véase el Capítulo 1 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000)). Por ejemplo, un manual muy simple sería adecuado para una presa de Baja Consecuencia.

El manual OMV debe establecer la cadena de las responsabilidades operacionales y los requerimientos para la capacitación del personal a diferentes niveles. Se deben definir las tareas y calificaciones requeridas de los operadores respecto a la seguridad de la presa, listando las áreas pertinentes involucradas. La descripción puede incluir detalles de programas de capacitación convenientes.

El manual OMV debe contener procedimientos y designar responsabilidades para la emisión formal y revisiones del manual.

Para una presa nueva, el manual OMV debe estar preparado al menos a nivel de esquema de funcionamiento y estar disponible para su uso al inicio del embalsamiento.

Artículo 21. Archivo de Registro Permanente

Se debe mantener un Archivo de Registro Permanente (ARP) el cual contenga información y registros de acuerdo al tipo de presa.

Todas las presas deben tener un ARP, una parte del cual debe ser un Cuaderno de Trabajo.

El ARP debe ser una serie de documentos mantenidos como la historia corriente de una presa particular, el cual esté disponible para uso general y referencia. El archivo debe ser el adecuado para ser transferido a la agencia reguladora o al nuevo dueño en proceso de transferencia de la propiedad o del control de la facilidad. Si no puede garantizarse la seguridad del archivo de registro permanente, debe haber un duplicado fuera del sitio.

Donde sea apropiado, el ARP de una presa en particular debe contener los siguientes ítems:

- Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia;
- Instrucciones dadas por las agencias reguladoras, diseñador de la presa u otras autoridades y el registro de cumplimiento y/o detalles de las acciones correctivas;
- Planos tal como construido de la construcción original y todas las fases de construcción subsecuentes;
- Lecturas de toda la instrumentación e informes sumarios del funcionamiento de la presa;
- Todos los datos de diseño incluyendo los originales y las modificaciones o revisiones;
- Todos los Exámenes de Seguridad de Presas e Inspecciones;
- Historia cronológica de la estructura;
- Registros fotográficos; y
- Cuadernos de Trabajo.

Artículo 22. Cuaderno de Trabajo

Un cuaderno de trabajo es un registro permanente que contiene información y registros apropiados de cada presa. Un cuaderno de trabajo debe contener registros de los siguientes ítems:

- Condiciones inusuales del clima;
- Cambios en la operación normal;
- Eventos, condiciones o actividad pública inusual;
- Actividades inusuales de mantenimiento;
- Alarmas;
- Actividades de inspección;
- Todas las pruebas de operación del equipo de control de flujo.

TITULO XI
OPERACIÓN

Artículo 23. Información de Diseño

Requerimiento:

- La operación de una presa no violará ningún supuesto importante de diseño que pudiera perjudicar la seguridad de la presa.

Las reglas y procedimientos para la operación inicial de una nueva presa deben especificar todos los requerimientos relacionados a factores tales como los procedimientos de embalsamiento, flujos máximos permisibles, niveles de embalse, procedimiento de desagüe en caso de emergencia y otros procedimientos en emergencia.

Los diseñadores deben documentar los detalles de los parámetros operativos del aliviadero, curvas de

descarga vs altura, restricciones y requerimientos de potencia.

Artículo 24. Procedimientos de Operación ante Inundaciones

Requerimiento:

- Durante la temporada de crecidas, se debe mantener en condición operativa un número o capacidad suficiente de compuertas y facilidades necesarias para la descarga de flujos hasta el Caudal de Crecida de Diseño (CCD).
- Se deben documentar los procedimientos para una operación segura y cualquier restricción para la operación de la compuerta. Los procedimientos listarán todas las restricciones operativas, incluyendo el desagüe de tal modo que los flujos, hasta e incluyendo el Caudal de Crecida de Diseño, puedan ser conducidos de manera segura y consistente.
- El embalse debe ser operado en concordancia con los procedimientos documentados.

Se deben suministrar las descripciones de todas las partes de la presa que afecten los requerimientos arriba mencionados y donde sea apropiado, los manuales de operación de los fabricantes deben ser fácilmente disponibles.

Los operadores calificados de la presa, quienes no necesariamente están familiarizados con las instalaciones particulares del proyecto, deben proveer las instrucciones operativas concisas para su uso tanto durante la operación normal así como en el caso de crecida extrema. Cualquier limitación o restricción en la operación de las facilidades debe ser claramente identificada junto con las consecuencias de la violación de las limitaciones o restricciones.

Se deben proveer los detalles de las condiciones de operación normal a fin de indicar ítems tales como: caudales y descargas, niveles normales, volúmenes de almacenamiento, curvas de descarga vs altura de aliviadero y de nivel de desfogue, parámetros de operación del aliviadero, restricciones medioambientales y suministro de potencia. Las condiciones de emergencia potencial deben ser identificadas y listadas con los parámetros y restricciones operativos recomendados relacionados.

Las instrucciones deben detallar las capacidades de flujo de las estructuras y elevaciones de agua relacionadas, listar los flujos y las áreas de riesgo en los cuales ellas son afectadas y proveer los detalles sobre sistemas de aviso así como los sistemas de potencia principal y de reserva.

Artículo 25. Procedimientos de Operación ante Emergencias

Requerimiento:

- Se establecerán los procedimientos para el control y descarga del embalse en el caso de una fisura en desarrollo o de una fisura potencial y para cualquier desagüe de emergencia del embalse.

Se deben perfilar las consideraciones y los procedimientos generales, así como las instrucciones especiales para la operación del aliviadero y las instrucciones sobre el desagüe del embalse para aliviar los efectos de las emergencias. Estas deben incluir cualquier limitación en la sobrecarga o desagüe del embalse, implicaciones de elevación de caudales corriente abajo, límites aplicables a las tasas de incremento de caudal, lista de las áreas propensas a erosión de las márgenes de los ríos y pendientes del embalse, las cuales deben ser monitoreados. Las operaciones durante una emergencia seguirían los procedimientos del Plan de Preparación para Emergencias descrito en el Capítulo 4 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000).

Hay que proveer las instrucciones de operación para evacuar el embalse en el caso de daño en la presa, incluyendo las precauciones para evitar daño a las facilidades y cualquier restricción en la tasa de desagüe.

Artículo 26. Operaciones para tratar desechos

Requerimiento:

- Donde los embalses puedan contener cantidades significativas de desechos, se deben esta-

blecer los procedimientos para el manejo seguro del desecho.

En el manual OMV se deben describir los detalles, funciones y actividades operacionales requeridas de las vigas flotantes y rejillas, incluyendo los requerimientos para remover la basura y la vegetación de las estructuras o compuertas.

Artículo 27. Pronóstico de Inundaciones

Requerimiento:

- Se deben identificar las fuentes de la información que pronostique crecida.
- Hay que designar las fuentes autorizadas para el pronóstico de inundaciones, junto con una lista de otras fuentes disponibles para pronóstico de crecida.
- Se debe describir el Caudal de Crecida de Diseño y la capacidad de las facilidades.

TITULO XII
MANTENIMIENTO

Requerimiento:

- Con el fin de asegurar que la presa, estructuras accesorias y equipo requerido para la descarga de la crecida se mantenga en condición segura y de total operación, se debe desarrollar e implementar políticas de mantenimiento, procedimientos, registros y responsabilidades.
- Todo el equipo relacionado con la seguridad de la presa debe ser inspeccionado y probado a intervalos regulares para asegurar una operación segura y confiable.

Los procedimientos para mantenimiento deben estar disponibles y las actividades de mantenimiento deben comenzar tan pronto como la nueva presa inicie operaciones.

En el manual OMV se debe documentar una descripción de los ítems de mantenimiento, políticas de mantenimiento, procedimientos, registros y responsabilidades para las presas, estructuras accesorias y equipo asociado (incluyendo la instrumentación) esencial para la seguridad de la presa.

Los requerimientos de mantenimiento también deben ser documentados para todas las estructuras misceláneas tales como las ataguías de madera de la construcción y conductos.

Todos los manuales para mantenimiento relevantes de los fabricantes y diseñadores deben estar referenciados en el manual OMV y disponibles para su uso.

Se deben evaluar las condiciones modificadas en la facilidad y tomar las acciones apropiadas, ambas con miras a análisis de diseño, procedimientos de mantenimiento y cambios necesarios en la construcción y/o reparaciones.

Es necesario que se mantenga en buenas condiciones de trabajo la instrumentación requerida para verificar la continua operación segura de la presa, junto con la recolección de datos y sistemas de transmisión.

TITULO XIII
VIGILANCIA

Artículo 28. Estándares

Requerimiento:

- El dueño de la presa debe establecer los estándares para cada presa a fin de cubrir las inspecciones, vigilancia de las estructuras que retengan agua y probar las facilidades para descarga.
- El nivel de vigilancia se debe basar en la clasificación de la Consecuencia de la presa (Capítulo 1 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000).

Los estándares o reglas deben ser provistos por el dueño de la presa para establecer los tipos de inspecciones que serán llevados a cabo, el propósito de cada tipo de inspección, frecuencia de las inspecciones, tipo de ítems a ser inspeccionados, documentación requerida, calificación y capacitación de los inspectores y procedimientos para la corrección de las deficiencias.

Artículo 29. Inspecciones Regulares y Especiales

Requerimiento:

- A fin de obtener una línea base de datos, se debe llevar a cabo una inspección inicial en la nueva presa antes de comenzar el llenado inicial.
- Se deben realizar inspecciones periódicas para determinar la condición de porciones integrales de las estructuras que retengan agua.
- Tal como se describió en el Capítulo 2 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000), se deben realizar investigaciones apropiadas de todas las deficiencias potenciales reveladas por las inspecciones regulares.

Inspecciones de Rutina

Como regla general, las Inspecciones de Rutina deben ser realizadas por el Personal de Operación y Mantenimiento como parte regular de sus actividades para mantenimiento. Tales inspecciones deben ser llevadas a cabo semanal o mensualmente de acuerdo a lo que sea conveniente para el ítem que está siendo inspeccionado. Se pueden seleccionar frecuencias reducidas para adaptarse a las restricciones estacionales. Véase el Capítulo 2 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000) para detalles adicionales sobre las Inspecciones de Rutina.

Inspecciones Intermedias

Como regla general, las Inspecciones Intermedias se enfocan como inspecciones más formales, generalmente anuales o semianuales, ejecutadas por los representantes pertinentes del dueño responsable de la vigilancia de la seguridad. Véase el Capítulo 2 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000) para detalles adicionales sobre Inspecciones Intermedias.

Inspecciones Especiales

Como regla general, las Inspecciones Especiales deben ser llevadas a cabo después de crecidas, vendavales, perturbaciones sísmicas y observaciones inusuales como grietas, sedimentaciones, sumideros, grandes fugas imprevista y fallas de talud. Véase el Capítulo 2 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000) para detalles adicionales sobre las Inspecciones Especiales.

Exámenes de Seguridad de Presas

Se deben llevar a cabo amplias inspecciones de la seguridad de la presa tal como se indica en el Capítulo 2 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000).

Artículo 30. Instrumentación

Requerimiento:

- Las lecturas iniciales de todos los instrumentos se deben realizar y formalizar como una línea base de datos.
- Las frecuencias de lectura de todos los instrumentos deben ser examinadas frecuentemente durante el embausamiento. Se debe realizar un examen total de las frecuencias de lectura dentro de los dos años de operación normal.
- La instrumentación debe ser monitoreada, evaluada y mantenida y los datos deben ser comparados con las lecturas previas y con los valores de diseño esperados.

Junto con todas las descripciones de instrumentos deben incluirse sus datos iniciales, límites de diseño, fechas y requerimiento para calibración, rangos de operación normal, y niveles de “alarma”, punto en el cual se requiere un examen detallado de las lecturas. Debe asignarse la responsabilidad de las lecturas de instrumentos de rutina, cambios en los datos, calibración, interpretación y evaluación de los resultados.

El modo y la metodología de las lecturas debe ser descrita, i.e. automatizada o manual. Si es automatizada, el sistema debe ser descrito incluyendo los números de teléfono modernos. Si es manual, deberá haber documentación de la metodología, mantenimiento, calibración y almacenamiento del equipo de lectura de la instrumentación.

Se debe proveer ubicaciones exactas y detalles de las instalaciones de los instrumentos, completados con las vistas de planos y planos de secciones transversales.

Las frecuencias de las lecturas deben ser examinadas en cada Examen de la Seguridad de la Presa (Capítulo 2 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de Enero de 2000).

La documentación de la instrumentación debe ser cubierta en un informe separado por instrumento, con referencia a éste en el manual OMV.

Artículo 31. Pruebas

Requerimiento:

- Todos los equipos de operación y facilidades necesarias para pasar el CCD deben ser inspeccionadas y probadas anualmente para asegurar que ellos funcionarán como sea requerido.

Para presas donde una falla potencial en la tubería de carga resulte en consecuencias Alta o Muy Alta, el equipo de control de caudal de carga debe pasar anualmente una prueba de balance de la presión antes de la temporada de inundaciones.

Las compuertas del aliviadero deben tener pruebas de operación anual para asegurar su correcta operación. El requerimiento para una prueba anual puede ser satisfecha si el equipo es operado sobre una base más frecuente como parte de la operación normal de la facilidad.

Se debe documentar la condición del equipo y su operación.

Todos los requerimientos de prueba deben ser especificados en el manual OMV e incorporados con las listas de comprobación de la inspección. Las instrucciones y procedimientos deben proveer descripciones de las pruebas de integridad y operacional para todos los componentes mecánicos y eléctricos del equipo de control de caudal de agua para asegurar sus condiciones totales de operación.

CAPITULO IV
PREPARACIÓN ANTE EMERGENCIAS

TITULO XIV
GENERAL

Requerimiento:

- Se deben identificar y evaluar las emergencias potenciales en una presa, tomando en consideración las consecuencias de la falla, de tal manera que se puedan tomar las acciones apropiadas ya sean preventivas o correctivas.
- Si una presa representa un riesgo para las áreas corriente abajo, esto requiere un formal Plan de Preparación antes Emergencias (PPE). Las consecuencias de una falla deben ser evaluadas de acuerdo a lo delineado en el Capítulo 1 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000). Se debe preparar un PPE, si existen áreas habitadas que potencialmente puedan ser afectadas.
- Debe prepararse, probarse, emitirse y mantenerse un PPE para cualquier presa incluyendo las que se encuentren en construcción, o una presa encofrada, donde se espere que una falla pueda causar la pérdida de vidas, así como para cualquier presa para la cual un aviso anticipado reduzca daños aguas arriba o aguas abajo.
- Tal como lo especifique el PPE se debe iniciar un proceso de notificación, inmediatamente después del hallazgo de una condición riesgosa que pueda llevar a una fisura en la presa, o ante el descubrimiento de una grieta potencial de la presa o ante el progreso de una grieta en la presa.
- Se deben iniciar las acciones preventivas apropiadas para prevenir fallas o para limitar los daños cuando la falla sea inevitable.
- El propietario de la presa es responsable de la articulación de una vigilancia apropiada de la presa (Capítulo 3 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000) con los procedimientos de respuesta ante emergencias.

Un Plan de Preparación para Emergencias (PPE) es un plan formal escrito que identifica los procedimientos y procesos que los operadores de la presa deben seguir en caso de una emergencia en la presa.

Un PPE es para un sitio específico.

Las emergencias pueden incluir, sin estar limitados a ellos, fallas del equipo esencial tal como las compuertas, incendios que lleven a la pérdida de las capacidades de operación, falla de talud que potencialmente pueda causar una falla en la presa, una falla completa de la presa causada por excesiva sobrepaso, perturbaciones sísmicas o socavación.

Normalmente, los gobiernos locales o regionales tienen la responsabilidad de avisar a los residentes sobre una situación riesgosa, pero estos avisos deben estar basados en información provista por el propietario de la presa o su operador.

El propietario u operador debe evaluar si los avisos por la fisura en la presa se envían directamente a los habitantes en las áreas inmediatamente corriente abajo de la presa, además de las agencias que responden ante emergencias, debido a lo corto del período de tiempo antes del arribo anticipado de la onda de la crecida.

La ausencia de regulaciones gubernamentales o de reguladores no elimina la responsabilidad del propietario con respecto a la seguridad de presas y la preparación ante emergencias.

TITULO XV
PLAN DE PREPARACION ANTE EMERGENCIAS (PPE)

Artículo 32. Desarrollo y Contenido de un PPE

Requerimiento:

- Un PPE debe describir las acciones a ser tomadas por el dueño de la presa y el operador en caso de emergencia. El PPE debe asignar la responsabilidad de cada acción a una persona identificada por medio de una posición en la organización y/o un substituto.
- En el PPE deben incluirse apropiadamente los aportes de, y en interacción con, otras agencias y partes afectadas.
- Se deben proveer copias del PPE, o resúmenes de la información relevante, a aquellos que tengan responsabilidad bajo el plan y la Agencia Reguladora Gubernamental encargada de la administración de las Normas de Seguridad de Presas (Comisión Nacional de Energía Eléctrica).
- El PPE debe incluir los siguientes procedimientos e información:
- Identificación y Evaluación de la Emergencia
- Acciones preventivas (donde sea disponible)
- Procedimiento de notificación
- Flujograma de la notificación
- Sistemas de comunicación
- Accesos al sitio
- Respuesta durante períodos de oscuridad
- Respuesta durante períodos de clima adverso
- Fuente del equipo
- Almacenamiento de Materiales y Provisiones
- Fuentes de energía de emergencia, en caso de ser requeridas
- Mapas de crecidas
- Sistemas de alarma (en caso de ser utilizados)

Sin ser limitativos, los pasos requeridos en el desarrollo del PPE incluyen lo siguiente:

1. Identificar aquellas situaciones o eventos que podrían requerir el poner en marcha una acción de emergencia, especificar las acciones a ser emprendidas y por quién.
2. Identificar todas las jurisdicciones, agencias, y personas que estarían involucradas en la implementación del PPE.
3. Identificar los sistemas de comunicación principal y auxiliar, tanto internos (entre las personas en la presa) como externos (entre el personal de la presa y las agencias fuera de ella).
4. Identificar todas las personas y agencias involucradas en el proceso de notificación, y preparar un borrador del flujograma de notificación que muestre quién debe ser notificado, en qué orden y qué otras acciones se esperan de las agencias corriente abajo. Cada agencia gubernamental nacional, regional o local que esté involucrada puede tener su propio plan de emergencia general. Este plan normalmente requeriría enmiendas para incluir las acciones requeridas ante la crecida por grieta en la presa.
5. Elaborar un borrador del PPE.
6. Mantener reuniones de coordinación con todas las partes incluidas en la lista de notificación para examinar y comentar el borrador del PPE.
7. Realizar las revisiones necesarias, obtener las aprobaciones reguladoras necesarias, finalizar y distribuir el PPE.

Artículo 33. Mantenimiento y Prueba de un PPE

Requerimiento:

- El PPE debe ser remitido a todos aquellos afectados y todas las copias registradas del PPE deben ser actualizadas.
- En el PPE debe aparecer una lista de todos aquellos que tienen una copia del plan de emergencia.
- El PPE debe ser probado.
- Para el caso de presas en construcción, el PPE debe ser examinado anualmente y actualizado convenientemente.
- En la medida que se realicen actualizaciones o correcciones en el PPE, estas deben ser enviadas a cada uno de los que tengan el PPE (de acuerdo a la lista en el PPE) y que cada uno acuse su recibo.
- Los números de teléfono y nombres de los contactos deben ser actualizados bajo un determinado esquema regular y al menos cada año.
- La prueba es una parte integral del PPE para asegurar que tanto el documento como la capacitación de las partes involucradas son adecuadas. Las pruebas pueden variar desde un ejercicio limitado en escritorio hasta una simulación detallada a escala de una emergencia y puede incluir múltiples fallas.

Artículo 34. Capacitación

Requerimiento:

- Se debe brindar la capacitación a fin de asegurar que el personal de la presa involucrado en el PPE está plenamente familiarizado con todos los elementos del PPE, la disponibilidad de equipo, sus responsabilidades y obligaciones.
- Se debe capacitar a personal técnicamente calificado en la detección de problemas, evaluación de emergencias o no emergencias y medidas correctivas convenientes (emergencias y no emergencias).
- Asimismo, se debe capacitar a un número suficiente de personas para asegurar la cobertura adecuada en todo momento.

TITULO XVI
ESTUDIOS DE INUNDACIONES

Requerimiento:

- Se debe llevar a cabo un estudio de crecida cuando ella sea el resultado de una grieta en la presa para todas las presas que requieran claramente un PPE (véase Capítulo 4 (Corregido por fe de erratas en Diario de Centro América 13 de enero de 2000) y para las presas donde no sea obvio si se necesita o no un PPE.
- El estudio de crecidas debe basarse en supuestos que indicarán todas las áreas que pudieran inundarse debido a una severa combinación de condiciones razonablemente posibles.

Normalmente, se estudian varios escenarios de fallas en presas. Estos escenarios cubren las ocasiones en que hay falla rápida, grietas grandes y condiciones conservadoras anteriores. Se debe determinar el área potencialmente inundada y considerar las siguientes condiciones:

- Falla bajo condición de crecida de diseño
- Falla de la presa en condiciones de buen tiempo ante nivel de abastecimiento total (socavación, perturbaciones sísmicas, bloqueo por residuos),
- Falla inducida por falla en la estructura corriente arriba.

Se deben preparar mapas de inundación que muestren las áreas máximas anegadas. Se encuentran disponibles un número de programas de computación, los cuales pueden ser utilizados exitosamente para proveer el análisis.

También, los mapas de inundación deben ser preparados para la orilla del embalse y otras áreas afectadas por el efecto del remanso arribe las aguas estancadas corriente arriba del embalse. Se deben analizar dos casos:

- Anegamientos extremos que excedan la capacidad de descarga,
- Reducción de la capacidad de descarga durante el paso de una gran crecida (bloqueo por desechos, inoperatividad o mal funcionamiento de las compuertas).

REFERENCIAS

B.C Hydro, *Dam Safety Guidelines for Surveillance of Dams,* Director of Dam Safety , ER151, Mayo 1985.

British Columbia, Ministry of Environment, Lands and Parks, *Inspection & Maintenance of Dams, Dam Safety Guidelines*, Water Management Branch, Mayo 1998.

Canadian Dam Association (CDA), *Dam Safety Guidelines*, Edmonton Canadá, Enero 1999.

Federal Energy Regulatory Commission (FERC), United States, Office of Hydropower Licensing, *Engineering Guidelines for the Evaluation of Hydropower Projects*, FERC 0119-2, U.S. Department of Energy, 164 páginas + apéndices, Washington DC, Abril 1991.

International Commission On Large Dams (ICOLD), *Bulletin 59: Dam Safety Guidelines,* 185 páginas, París, Francia, 1987.

International Commission On Large Dams (ICOLD), *Bulletin 61: Dam Design Criteria: The Philosophy of Their Selection,* 83 páginas, París, Francia, 1988.

International Commission On Large Dams (ICOLD), *Bulletin 72 Selecting Seismic Parameters for Large Dams – Guidelines,* 73 páginas, París, Francia, 1989.

APÉNDICE A

Ejemplo de una lista de comprobación para las inspecciones de rutina, intermedia y examen de seguridad de la presa

Ítem	Tipo de inspección			Observaciones
	Rutina	Intermedia	Examen de seguridad de la presa	
1. PRESA DE TERRAPLÉN				
1.1 CARA AGUAS ARRIBA				
Protección de taludes				
Erosión – fisura				
Crecimiento vegetativo				
Sedimentación				
Desechos				
Madrigueras o animales de Madrigueras				
Condiciones inusuales				
1.2 CARA AGUAS ABAJO				
Signos de movimiento				
Filtración en áreas húmedas				
Crecimiento vegetativo				
Canalización				
Condición de la Protección de Taludes				
Madrigueras o animales de Madrigueras				
Condiciones inusuales				
1.3 ESTRIBOS				
Filtración				
Grietas, uniones y superficies de Estratificaciones				
Deslizamientos				
Canalización				
Vegetación				
Signos de movimiento				
1.4 CRESTA				
Agrietamiento en la superficie				
Resistencia				
Sedimentación				
Movimiento lateral, alineamiento				
Comba				
1.5 FILTRACIÓN Y DRENAJE				
Ubicación(es)				
Caudal(es) estimado(s)				
Color (manchas o decoloración)				

Ítem	Tipo de inspección			Observaciones
	Rutina	Intermedia	Examen de seguridad de la presa	
Erosión del canal de desagüe				
Desagüe en la línea base y pozos de alivio				
1.6 MEDICIÓN (filtración & drenaje)				
Método				
Cantidad				
Cambio en el caudal				
Claridad del caudal				
Color				
Finos				
Condición del dispositivo para Medición				
Registros				
1.7 INSTRUMENTOS PARA EVALUAR EL FUNCIONAMIENTO				
Piezómetro para pozo:				
Pozo				
Suelo				
Ventilación				
Medidores				
Canalización				
Seguridad				
Subsistencia				
Puntos de sedimentación en la Superficie				
Dispositivos crucetas de soporte transversal:				
Desviación				
Estación				
Saliente				
Medidor del nivel del embalse				
OTROS				

Ítem	Tipo de inspección			Observaciones
	Rutina	Intermedia	Examen de seguridad de la presa	
2. PRESA DE CONCRETO				
2.1 CARA AGUAS ARRIBA				
2.2 CARA AGUAS ABAJO				
Condición general				
Condición de la superficie				
Movimiento (saliente)				
Sedimentación				
Grietas o áreas en peligro				
Uniones				
Filtración				
2.3 CRESTA				
Salientes				
Carretera				
Caminos				
Muro parapeto				
Iluminación				
2.4 GALERIAS				
Concreto				
Metalistería				
Eléctrica				
Ventilación				
Filtración				
Condiciones de descargas y Drenaje				
Frecuencia de limpieza o sondeo				
2.5 TUNELES DE CIMENTACION				
General				
Filtración				
2.6 INSTRUMENTACION				
Estructural				
Filtración				

Ítem	Tipo de inspección			Observaciones
	Rutina	Intermedia	Examen de seguridad de la presa	
3.0 ESTRIBOS				
Fundación en el pie de la presa (aguas abajo):				
Izquierda				
Derecha				
Fuga alrededor de la presa				
Cantidad				
Ubicación				
Método de medición				
OTROS				
4.0 ALIVIADERO				
CANAL DE ENTRADA				
Vegetación				
Desechos				
Deslizamientos sobre el canal				
Pico de desechos				
Protección de taludes				
ESTRUCTURAS DE CONTROL				
Trampolín de descarga				
Condición de la superficie				
Condición general del concreto				
Movimiento				
Sedimentación				
Uniones				
Grietas				
Cresta:				
Pilares:				
Condición de la superficie				
Condición de la superficie				
Condición general del concreto				
Grietas o áreas en peligro				
Signos de movimiento				
Muros:				
Condición de la superficie				
Condición general del concreto				
Movimiento (salientes)				
Sedimentación				
Grietas o áreas en peligro				
Uniones				
Desagüe				
Relleno				
Condición general del concreto				
Movimiento (salientes)				
Grietas o áreas en peligro				

Ítem	Tipo de inspección			Observaciones
	Rutina	Intermedia	Examen de seguridad de la presa	
Sedimentación				
Uniones				
Compuertas:				
Tipo de compuerta				
Condición general				
Recubrimientos protectores				
Fuga (cerrada)				
Frecuencia de ejercitación				
Operación de la compuertas Durante la inspección				
Controles de la Compuerta:				
MECÁNICO -				
Elevadores				
Cables metálicos				
Recubrimientos protectores				
ELÉCTRICO -				
Control remoto				
Suministro de energía				
Potencia de reserva				
Instrucciones de operación				
PUENTE				
Condición de los pilares				
Superficie de la carpeta de la Carretera				
Condición estructural de la Carpeta & vigas				
Puntos de apoyo del puente				
Condición general				
ATAGUIAS DE MADERA				
Condición general				
Recubrimiento protector				
Sellos				
PASAJE O TÚNEL				
Iluminación				
Ventilación				
Desechos				
Muros:				
Condición de la superficie				
Condición general del concreto				
Movimiento (salientes) Sedimentación				

Ítem	Tipo de inspección			Observaciones
	Rutina	Intermedia	Examen de seguridad de la presa	
Uniones				
Grietas o áreas en peligro				
Condición del relleno				
Suelo:				
Condición de la superficie				
Condición general del concreto				
Movimiento (salientes)				
Sedimentación				
Uniones				
Grietas o áreas en peligro				
Desagües				
Galería de drenaje				
Condición general del concreto				
Movimiento (desalineamientos)				
Grietas				
Desagües				
Cantidad de caudal				
Ubicación de los desagües de Filtración				
ESTANQUE DE DISIPACIÓN				
Desechos en cuenca				
Condición de la superficie de los Muros				
Condición general del concreto				
Movimiento (salientes)				
Sedimentación				
Uniones				
Grietas o áreas en peligro				
Condición del relleno				
ESTANQUE DE DISIPACIÓN(cont.)				
Suelo (si es visible):				
Condición de la superficie				
Condición del concreto				
Erosión				
Movimiento				
Uniones				
Grietas o áreas en peligro				
CANAL DE DESCARGA				
Protección de taludes, escollera de Defensa				
Estabilidad de las pendientes Laterales				

Ítem	Tipo de inspección			Observaciones
	Rutina	Intermedia	Examen de seguridad de la presa	
Vegetación y otras obstrucciones				
OTROS				
5.0 ESTRUCTURAS DE DESCARGA				
OBRAS DE ADMISIÓN				
Enrejados para basura				
Estructura de concreto de Rejillas para basura				
Compuerta de admisión:				
Condición general				
Recubrimiento protector				
Sellos				
Conducto y túnel de entrada Aguas arriba				
Estructura de la compuerta				
Condición general				
Fuga				
Metalistería (respiradero, cubierta de casco, varillas de la compuerta, puerta de acceso impermeable ....)				
Recubrimiento protector				
INSTALACIÓN PARA CONTROL DE SERVICIO				
Casa de válvula o compuerta				
Condición general				
Seguridad				
Compuerta(s)				
Condición general				
ESTANQUE DE DISIPACIÓN (cont.)				
Recubrimientos protectores				
Cavitación				
Suelo (si es visible):				
Condición de la superficie				
Condición del concreto				
Erosión				
Movimiento				
Uniones				
Grietas o áreas en peligro				
CANAL DE DESCARGA				
Protección del talud				
Estabilidad de las pendientes Laterales				
Vegetación y otras obstrucciones				

Ítem	Tipo de inspección			Observaciones
	Rutina	Intermedia	Examen de seguridad de la presa	
OTROS				
INSTALACIÓN DE CONTROL DE LA SEGURIDAD				
Compuerta				
Condición general				
Recubrimiento protector				
Cavitación				
Fuga (cerrada)				
Frecuencia de ejercitación				
Operación durante las Inspecciones				
Sistema de Control				
Mecánico				
Eléctrico				
Capacidad				
Instrucciones de operación				
Acceso				
Concreto				
Metalistería				
Ventilación				
Iluminación				
Fuga				
Pozo de la compuerta				
Concreto				
Fuga				
Metalistería (ítems de compuerta,)				
ESTANQUE DE DISIPACIÓN (cont.)				
General				
Recubrimiento protector				
Caseta protectora del torno de compuerta				
Condición general				
Medidor del nivel del embalse				
CONDUCTO DE DESCARGA				
Metalistería				
Condición general				
Recubrimiento protector				
Cavitación				

Ítem	Tipo de inspección			Observaciones
	Rutina	Intermedia	Examen de seguridad de la presa	
Concreto				
Condición general				
Fuga				
Ventilación				
Iluminación				
ESTANQUE DE DISIPACIÓN				
Desechos en estanque				
Condición de la superficie de los Muros				
Condición general del concreto				
Movimiento (salientes)				
Sedimentación				
Uniones				
Grietas o áreas en peligro				
Condición del relleno				
Suelo (si es visible):				
Condición de la superficie				
Condición del concreto				
Erosión				
Movimiento				
Uniones				
Grietas o áreas en peligro				
CANAL DE DESCARGA				
Protección de talud, escollera de Protección				
Estabilidad de las taludes Laterales				
Vegetación y otras obstrucciones				
OTROS				
6.0 UNIDAD DE GENERACIÓN DE RESERVA				
Condición				
Frecuencia de ejercitación				
Características automáticas				
Operación durante la inspección				
OTROS				

Ítem	Tipo de inspección			Observaciones
	Rutina	Intermedia	Examen de seguridad de la presa	
7.0 CARACTERÍSTICAS DE POTENCIA (si están relacionadas a la operación segura o integridad estructural de la presa)				
ESTRUCTURA PARA CARGA				
REJILLAS PARA BASURA				
COMPUERTA DIVISORIA				
COMPUERTA DE CARGA				
TORNO DE COMPUERTA				
GRÚA DE PÓRTICO				
Mecánico				
Eléctrico				
Pintura				
Instrucciones de operación				
Operación durante la Inspección				
Área de almacenamiento				
TUBERÍA FORZADA				
7.0 CARACTERÍSTICAS DE POTENCIA (si están relacionadas a la operación segura o integridad estructural de la presa)				
ESTRUCTURA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA				
Techos				
Plataforma				
Muros				
Subestructura				
CANAL DE DESFOGUE				
Estructura de cierre del tubo				
Compuerta del tubo				
Grúa de Pórtico				
OTROS				
8.0 EMBALSE				
Medidor del nivel del embalse				
Pico de desechos				

Ítem	Tipo de inspección			Observaciones
	Rutina	Intermedia	Examen de seguridad de la presa	
DESLIZAMIENTOS				
Embalse				
Sitio de la presa				
Canal corriente abajo				
Otros				
9.0 VÍAS DE ACCESO				
CONDICIÓN DEL PAVIMENTO				
CUNETAS				
PUENTE				
Condición general				
Vegetación en los contrafuertes & pilares				
Soportes del puente:				
Fundación				
Subestructuras-pilares				
Puntos de apoyo del puente				
Partes movibles				
Acumulación de nidos de aves ...				
Examen visual de la Protección aplicada				
9.0 VÍAS DE ACCESO				
Recubrimiento protector				
Principales miembros de apoyo:				
Deteriorado/Dañado				
Recubrimiento protector				
Plataforma del puente:				
Condición general				
Drenaje				
Uniones para expansión				
Rampas de apoyo				
Señalización				
Capacidad de carga activa				
Pérdida de potencial(en emergencias)				
10. GEOLOGÍA				
Sitio de la presa				
Aliviadero Estructuras para descarga				
Contrafuertes				
Izquierdo				

Ítem	Tipo de inspección			Observaciones
	Rutina	Intermedia	Examen de seguridad de la presa	
Derecho				
Embalse				
FILTRACIÓN				
Sitio de la presa				
Canal aguas abajo				
Otros				
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS				
Investigación de averías				
Hendiduras arcillosas				
Depresiones				
Sumideros				
Planos de cimentación				
Hendiduras por deslizamiento				
Solución				
Otros				
10. GEOLOGÍA				
SISMICIDAD				
Fisura en la superficie				
Terreno oscilante				
Potencial de liquefacción				
Sedimentación				
Oscilación del agua				

Articulo 35. Vigencia: La presente resolución entrará en vigencia un día después de su publicación en el diario oficial.

Artículo 36 casos no previstos: Serán resueltos por el Directorio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica._____

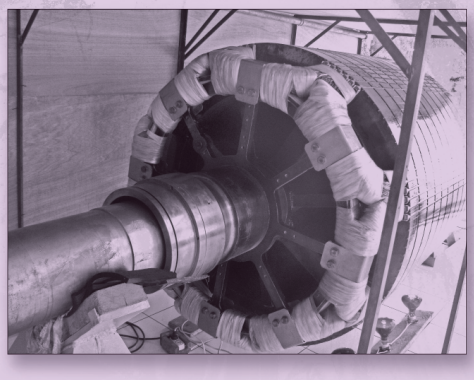
Dada en las oficinas de la CNEE a los 8 días del mes de septiembre de 1999.

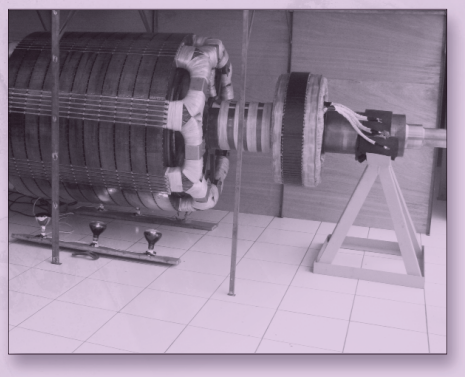
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
–CNEE–

NORMA TÉCNICA PARA LA CONEXIÓN, OPERACIÓN, CONTROL Y COMERCIALIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE –NTGDR– Y USUARIOS AUTOPRODUCTORES CON EXCEDENTES DE ENERGÍA

–NTGDR–

GUATEMALA, MARZO 2010





NTGDR

Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable –NTGDR– y Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía

Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable –NTGDR– y Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía 268
Título I Condiciones Generales y Definiciones 268
Capítulo I Acrónimos, Siglas y Definiciones 268
Capítulo II Generalidades 269
Título II Autorización y Conexión 270
Capítulo I Dictamen de Capacidad y Conexión 270
Capítulo II Equipo Eléctrico Necesario para la Conexión 272
Capítulo IV Conexión 273
Título III Operación y Control 274
Capítulo I Generalidades 274
Capítulo II Desconexiones 274
Capítulo III Calidad de Energía 275
Capítulo IV Mantenimiento e Inspecciones 275
Título IV Comercialización 275
Capítulo I Generalidades 275
Capítulo II Contratos 276
Capítulo III Peajes 276
Capítulo IV Autorización y Medición Neta de Energía Eléctrica de Usuarios con Excedentes de Energía en el Punto de Consumo 276
Título V Disposiciones Finales y Transitorias 277
Capítulo I Disposiciones Finales 277
Capítulo II Disposiciones Transitorias 277

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCIÓN CNEE No. 171-2008

Guatemala, 16 de septiembre de 2008

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO

Que de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras funciones, emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento, así como también emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en la mencionada Ley y su Reglamento.

CONSIDERANDO

Que el Reglamento da la Ley General de Electricidad, en su artículo 16 bis, establece que los Distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para permitir el funcionamiento del Generador Distribuido Renovable y que para el efecto, la Comisión emitirá las disposiciones generales y la normativa para regular las condiciones de conexión, operación, control y comercialización de la Generación Distribuida Renovable, de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Así mismo, el referido artículo dispone que la Comisión evalúe la pertinencia del alcance de los modificaciones y de las ampliaciones de las instalaciones de los Distribuidores para la conexión de los generadores distribuidos, así como su respectivo costo y los beneficios por la mejora en la calidad del servicio de distribución y por la reducción de pérdidas.

CONSIDERANDO:

Que en Guatemala existe el potencial de obtener energía eléctrica proveniente de fuentes renovables dispersas en todo el territorio nacional, por medio de plantas de generación de pequeña escala, conectadas al Sistema Eléctrico Nacional a través de sistemas o redes de distribución, lo que, adecuadamente reglamentado, puede atraer inversiones para contribuir a satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica del país, crear fuentes de desarrollo económico y cambiar la matriz energética de generación del Sistema Eléctrico Nacional para reducir la dependencia de la generación con combustibles fósiles.

CONSIDERANDO:

Que es necesario establecer y emitir las disposiciones generales para facilitar el acceso de fuentes energéticas renovables al Sistema Eléctrico Nacional, en relación a su tamaño, ubicación física, infraestructura eléctrica de las empresas de distribución, así como por el nivel de tensión al cual sea técnica y económicamente viable su conexión.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, leyes y normativa citadas y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

RESUELVE:

Emitir la siguiente:

NORMA TECNICA PARA LA CONEXION, OPERACIÓN, CONTROL Y COMERCIALIZACION DE LA GENERACION DISTRIBUIDA RENOVABLE –NTGDR– Y USUARIOS AUTOPRODUCTORES CON EXCEDENTES DE ENERGIA

TITULO I
CONDICIONES GENERALES Y DEFINICIONES

CAPÍTULO I
ACRÓNIMOS, SIGLAS Y DEFINICIONES

Artículo 1. Acrónimos y siglas. En esta Norma se utilizarán los siguientes acrónimos y siglas, así:

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
GDR	Generador Distribuido Renovable
NTDOID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
RLGE	Reglamento de la Ley General de Electricidad
LGE	Ley General de Electricidad

Artículo 2. Definiciones. Además de las contenidas en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y demás disposiciones legales aplicables, para los efectos de esta Norma se utilizarán las siguientes definiciones:

Comisión: Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, según se establece en la Ley General de Electricidad.

Costos de Conexión: Son los costos que debe cubrir un Generador Distribuido Renovable, relacionados con las obras e infraestructura eléctrica, inherentes al Punto de Conexión, necesarias para permitir la inyección de la energía eléctrica producida por dicho generador, en las instalaciones de distribución, de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y esta Norma.

Dictamen de Capacidad y Conexión: Es el informe elaborado por el Distribuidor que contiene los resultados de la evaluación de la solicitud del Interesado para conectarse a un Punto de Conexión, con el detalle de la información requerida en esta Norma.

Distribuidor: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.

Flujo Preponderante: Es el flujo natural de la energía eléctrica que fluye, en la mayoría del tiempo del Año Estacional, desde las unidades y plantas generadoras, a través de los Sistemas de Transmisión y de Distribución, hasta los consumidores conectados a dichos Sistemas.

Frecuencia Nominal: Es la frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional, con un valor de sesenta (60) Hertz.

Tecnologías con Recursos Renovables: Son aquellas que se utilizan para la generación de energía eléctrica, utilizando fuentes de energía, tales como:

a) Biomasa: energía derivada de cualquier tipo de materia orgánica y biodegradable, de origen vegetal o animal, que puede usarse directamente como combustible o ser convertida en otras fuentes energéticas antes de la combustión.
b) Eólica: energía producida por el viento.
c) Geotérmica: energía producida por medio del calor natural de la tierra, que puede extraerse del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.
d) Hidráulica: energía producida por el agua.
e) Solar: energía obtenida de la radiación solar.
f) Otras: las que determine posteriormente el Ministerio de Energía y Minas.

Generación Distribuida Renovable: Es la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual al que establece el RLGE.

Generador Distribuido Renovable: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que utiliza recursos energéticos renovables y participa en la actividad de Generación Distribuida Renovable. Estos serán considerados como Participantes del Mercado Mayorista.

Interesado: Es la persona, individual o jurídica, que realiza gestiones ante el Distribuidor para obtener la autorización de conexión a un Sistema de Distribución para inyectar energía eléctrica proveniente de un GDR.

Ley: Es la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala.

Punto de Conexión: Es el lugar del Sistema de Distribución de energía eléctrica en el que se conecta un GDR.

Sistemas de Distribución: Es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifique el RLGE.

Usuario Autoproductor con Excedentes de Energía: Es el Usuario del Sistema de Distribución que inyecta energía eléctrica ha dicho sistema, producida por generación con fuentes de energía renovable, ubicada dentro de sus instalaciones de consumo, y que no recibe remuneración por dichos excedentes.

CAPÍTULO II
GENERALIDADES

Artículo 3. Objeto. El objeto de esta Norma es establecer las disposiciones generales que deben cumplir los Generadores Distribuidos Renovables y los Distribuidores para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables.

Artículo 4. Aplicación. Las presente Norma es de aplicación obligatoria para Distribuidores y Generadores Distribuidos Renovable, dentro de la República de Guatemala.

Artículo 5. Obligaciones del Distribuidor. El Distribuidor está obligado a:

5.1 Remitir a la Comisión, la copia de la solicitud que el Interesado le entregue, con la información requerida en esta Norma, para la conexión a su Sistema de Distribución, con el debido registro de recepción.

5.2 Determinar la capacidad del Punto de Conexión y si fuera necesario, las ampliaciones o modificaciones que considera realizar en su Sistema de Distribución, con su respectivo costo.

5.3 Entregar la información técnica que requiera la Comisión o el Interesado, necesaria para el desarrollo del proyecto de generación, del adecuado diseño y de la evaluación de la conexión.

5.4 Permitir la conexión de los GDR a su Sistema de Distribución y si fuera necesario, efectuar las modificaciones o ampliaciones en sus instalaciones de distribución para permitir el correcto funcionamiento de los mismos. Los costos derivados de las ampliaciones o modificaciones estarán a cargo del GDR.

5.5 Cumplir lo que la Comisión establezca en la resolución de autorización, tanto para la debida conexión como para la operación de las instalaciones del GDR.

5.6 Cumplir con la normativa vigente en la República de Guatemala que permita la efectiva y segura conexión y operación de los GDR a su Sistema de Distribución.

5.7 Instalar los sistemas de protección y de desconexión que le correspondan, para protección de sus instalaciones, las de los GDR y las de terceros.

5.8 Dar a sus instalaciones el mantenimiento preventivo y correctivo necesario para que el GDR pueda inyectar energía a su Sistema de Distribución.

5.9 Llevar el control, registro y en caso necesario, coordinar la operación de los Generadores Distribuidos Renovables conectados a su Sistema de Distribución.

5.10 Disponer, de la información necesaria y de personal capacitado para atender a todo Interesado en conectar proyectos de Generación Distribuida Renovable a su Sistema de Distribución.

5.11 Elaborar y someter a consideración de la Comisión, para su aprobación, lo siguiente: a) formulario para la Solicitud de Dictamen de Capacidad y Conexión; b) formulario para que los Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía le informen sobre las instalaciones de Generación Distribuida Renovable dentro de sus instalaciones de consumo.

5.12 Entregar la información que la Comisión requiera, para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley, el RLGE y la presente Norma.

5.13 Cumplir otros requerimientos que le mande la Ley, el RLGE, esta Norma y la Comisión.

Artículo 6. Obligaciones del Interesado en participar como GDR. El Interesado en participar como GDR está obligado a:

6.1 Presentar ante el Distribuidor la solicitud de Dictamen de Capacidad y Conexión, utilizando el formulario autorizado adjuntando la información solicitada en el mismo.

6.2 Entregar la información técnica de sus instalaciones, solicitada por el Distribuidor o la Comisión, para la adecuada evaluación de la información del Interesado, relacionada con el proyecto que desea conectar.

6.3 Construir y cubrir los costos de la línea y equipamiento o instalaciones, necesarios para llegar al Punto de Conexión, incluyendo el último elemento de maniobras entre las instalaciones del GDR y las existentes del Distribuidor.

6.4 Cumplir las condiciones que la Comisión establezca en la resolución de autorización, tanto para la debida conexión como para la operación de sus instalaciones.

6.5 Cubrir los costos de las modificaciones o ampliaciones de las instalaciones de distribución, adyacentes al Punto de Conexión, y que la Comisión, considerando el Dictamen de Capacidad y Conexión del distribuidor, determine y autorice, después de la evaluación pertinente de dichos costos.

6.6 Instalar sistemas de protección y de desconexión para la seguridad de las personas y sus instalaciones, así como para evitar daños al Sistema de Distribución y de otros usuarios.

6.7 Cumplir con las tolerancias permitidas para los indicadores de calidad, establecidos en las NTSD vigentes, que le sean aplicables.

6.8 Entregar la información que la Comisión requiera, en la forma y tiempo que ésta disponga, para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley, el RLGE y la presente Norma.

6.9 Cumplir otros requerimientos que le mande la Ley, el RLGE, esta Norma y la Comisión.

Artículo 7. Normas aplicables. En todo lo que no esté expresamente indicado en esta Norma, prevalecen los requisitos y criterios vigentes de la normativa emitida y aprobada por la Comisión. En forma supletoria, se podrán utilizar normas internacionales, en lo que corresponda, siempre que sean aplicables dentro del contexto del espíritu de esta Norma y que no contradigan su contenido. Los Distribuidores no deberán imponer a los GDR condiciones técnicas para la conexión u operación, diferentes a las establecidas en la Ley, en el RLGE y en esta Norma o las aprobadas y emitidas por la Comisión.

Artículo 8. Confidencialidad de la información. Les está expresamente prohibido, tanto al Generador Distribuido Renovable como al Distribuidor, la utilización total o parcial de cualquier información intercambiada, para cualquier otro fin que no sea el cumplimiento estricto de esta Norma, del marco regulatorio vigente y de otras disposiciones legales que les sean aplicables.

TÍTULO II
AUTORIZACIÓN Y CONEXIÓN

CAPÍTULO I
DICTAMEN DE CAPACIDAD Y CONEXIÓN

Artículo 9. Del procedimiento para el Dictamen de Capacidad y Conexión. El procedimiento que debe seguir todo Interesado, en conectar Generación Distribuida Renovable a un Sistema de Distribución, para obtener el Dictamen de Capacidad y Conexión de parte del Distribuidor es el siguiente:

9.1 El Interesado presentará al Distribuidor la solicitud de Dictamen de Capacidad y Conexión, según el contenido indicado en el artículo 10 de esta Norma. El Distribuidor podrá requerir al Interesado ampliación o aclaración a la información presentada.

9.2 Dentro de los quince días siguientes de recibida la solicitud, el Distribuidor deberá proporcionar al Interesado la información técnica relacionada con el posible Punto de Conexión al que se desea conectar el GDR. Dentro de un plazo que no exceda de siete días después de haber cumplido lo anterior, el Distribuidor debe enviar a la Comisión una copia de esta información, junto con la copia de la solicitud del Interesado, con el debido registro de recepción.

9.3 El Distribuidor elaborará el Dictamen de Capacidad y Conexión definitivo y lo trasladará a la Comisión, conjuntamente con el expediente respectivo.

9.4 La Comisión procederá a revisar el Dictamen para la autorización de conexión del GDR y si es necesario, podrá requerir información adicional al Distribuidor o al Interesado, los que responderán, dentro del plazo que se les indique.

Artículo 10. De la solicitud del Dictamen de Capacidad y Conexión. La Solicitud del Dictamen de Capacidad y Conexión será entregada por el Interesado al Distribuidor, en el formulario correspondiente. Dicho formulario debe incluir la información siguiente:

10.1 Información general del proyecto, incluyendo nombre del proyecto y su dirección (comunidad, caserío, aldea o dirección catastral, municipio y departamento), nombre de la persona o entidad interesada (la que comparecerá por medio de su representante legal, acreditando su personería), dirección para recibir notificaciones, teléfono y correo electrónico.

10.2 Ubicación geográfica del proyecto en mapa cartográfico, a escala uno cincuenta mil (1:50,000) o la que defina con más precisión la ubicación del proyecto, incluyendo el lugar de la planta o central generadora, la trayectoria de la línea de Conexión y el Punto de Conexión sugerido, con toda la información que sea necesaria, incluyendo coordenadas Universal Transversal de Mercator –UTM- o geodésicas.

10.3 Datos generales del proyecto, entre otros: fuente de energía renovable, número de unidades generadoras, potencia máxima, en kilovatios (kW), voltaje de generación, en kilovoltios (kV), longitud y voltaje de la línea de conexión, en kilómetros (km) y en kilovoltios (kV), respectivamente, diagrama unifilar del proyecto, incluyendo dispositivos de protección previstos y cronograma de ejecución.

10.4 Información de parámetros eléctricos de los elementos de la central generadora, transformador, línea de conexión y otros que sean necesarios para que el Distribuidor y la Comisión puedan realizar los estudios eléctricos.

Artículo 11. Del Dictamen de Capacidad y Conexión y de los estudios eléctricos. El Dictamen de Capacidad y Conexión incluirá, sin ser limitativo, lo indicado a continuación:

11.1 Informe ejecutivo que resuma los resultados de los estudios, premisas, consideraciones, contingencias y escenarios asumidos y el impacto resultante de la obra propuesta por el Interesado sobre la infraestructura eléctrica asociada al Sistema de Distribución existente.

11.2 Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo del estudio.

11.3 Exposición detallada de los resultados del estudio realizado, según el tipo de instalación y escenarios considerados.

11.4 Informe detallado, de las ampliaciones o modificaciones que el Distribuidor justifique y considere necesarias realizar en las instalaciones de distribución, adyacentes al Punto de Conexión propuesto, para que la conexión del GDR cumpla los parámetros técnicos establecidos en las NTSD.

11.5 Informe detallado de los Costos de modificación o ampliación del Sistema de Distribución, adyacente al Punto de Conexión, el cual debe contener como mínimo el análisis del impacto de la conexión del Interesado y los siguientes componentes:

a. Costos estándares de inversión y conexión, asociados a las ampliaciones o modificaciones propuestas por el Distribuidor y tiempo de ejecución.

b. Ubicación geográfica del punto de conexión.
c. Diagrama unifilar del Punto de Conexión, con el detalle del material y equipo eléctrico asociado y su costo.

Artículo 12. Responsabilidad del Distribuidor. Dentro de los dos (2) meses siguientes a la fecha de recepción, por parte del Distribuidor, de la solicitud presentada por el Interesado, el Distribuidor elaborará el Dictamen de Capacidad y Conexión definitivo y lo enviará a la Comisión, impreso y en formato electrónico para su correspondiente análisis y resolución.

El Dictamen de Capacidad y Conexión positivo, elaborado de conformidad con lo establecido en el artículo 9 de esta Norma, constituye una aceptación por parte del Distribuidor para la conexión del proyecto de generación distribuida. Se tomará como dictamen positivo si dentro del plazo establecido el Distribuidor no se pronuncia con respecto a la solicitud presentada por el interesado correspondiente al Dictamen de Capacidad y Conexión.

Si el Dictamen de Capacidad y Conexión incluye requerimientos de ampliaciones o modificaciones del Sistema de Distribución, éstas deben ser debidamente justificadas por el Distribuidor y estar directamente relacionadas con la conexión del GDR. El Dictamen de Capacidad y Conexión no debe incluir ampliaciones o modificaciones que sean o formen parte del crecimiento natural del Distribuidor para prestar el Servicio de Distribución Final.

Artículo 13. Responsabilidad de la Comisión. La Comisión velará por el cumplimiento del debido proceso de evaluación de la solicitud de un Interesado por parte del Distribuidor. Además, analizará el Dictamen de Capacidad y Conexión definitivo, enviado por el Distribuidor, incluyendo el informe de los estudios eléctricos; evaluará la pertinencia de las modificaciones y de las ampliaciones del Sistema de Distribución, presentadas y debidamente justificadas por el Distribuidor, así como su respectivo costo y los beneficios por la mejora en la calidad del servicio, y de proceder, emitirá la resolución de autorización correspondiente, notificando al Interesado y al Distribuidor involucrado, que permita:

a) La conexión física en el Punto de Conexión; y
b) La operación del GDR en el Sistema Eléctrico Nacional.

Previo a la aprobación de la solicitud por parte de la Comisión, el Interesado deberá presentar a ésta la constancia de la aprobación de los estudios ambientales respectivos que pudieran corresponder, emitida por parte de la entidad ambiental competente.

La Distribuidora podrá emitir un Dictamen de Capacidad y Conexión negativo únicamente en el caso de falta de capacidad de la red de distribución que no pueda ser subsanable por medio de mejoras, en dicho caso el Interesado podrá solicitar a la Comisión la revisión de su caso, a efecto del análisis respectivo, debiendo entregar toda la documentación e información de descargo sobre lo expuesto por el Distribuidor. La Comisión evaluará el expediente correspondiente y resolverá en definitiva.

CAPÍTULO II
EQUIPO ELÉCTRICO NECESARIO PARA LA CONEXIÓN

Artículo 14. Requerimientos de conexión. El siguiente cuadro muestra los requerimientos generales que deben ser considerados en los proyectos de Generación Distribuida Renovable.

Tipo de conexión	Capacidad			
	Monofásico	Trifásico		
Características	< 50 kW	< 500 kW	500 kW – < 2000 kW	2000 kW – 5000 Kw
Dispositivos de interrupción (capacidad de interrumpir la máxima corriente de falla)	X	X	X	(4)
Dispositivo de desconexión de la interconexión (manual, con bloqueo, visible, accesible)	X	X	X	X
Dispositivo de desconexión del generador	X	X	X	X
Disparo por sobrevoltaje	X	X	X	X
Disparo por bajo voltaje	X	X	X	X
Disparo por sobre/baja frecuencia	X	X	X	X
Chequeo de sincronismo (A: Automático, M: Manual)	X-A/M (1)	X-A/M (1)	X-A (1)	X-A (1)
Disparo por sobre corriente a tierra		X- (2)	X- (2)	X- (2)
Disparo de potencia inversa		X- (3)	X- (3)	X- (3)
Si exporta, la función de la dirección de potencia puede ser usada para bloquear o retrasar el disparo por baja frecuencia			X	X
Disparo por telemetría/transferido				X
Regulador automático de voltaje				X- (1)

Notas:

(X) - Característica requerida (sin marca = no requerida).
(1) - Requerida para instalaciones con capacidad de autosuficiencia u operación aislada.
(2) - Puede ser requerido por el Distribuidor; selección basada en el sistema de aterrizamiento.
(3) - Requerida para verificar la no exportación al Sistema de Distribución, a menos que la capacidad del generador sea menor que la carga mínima que pueda tener como usuario.
(4) - El GDR con exportación al Sistema de Distribución tendrá ya sea dispositivos redundantes o los listados

Artículo 15. Generadores asíncronos. Se permitirá la conexión de generadores asíncronos, siempre y cuando dentro de su equipamiento, se incluya la compensación de potencia reactiva necesaria de acuerdo a lo establecido por los estudios eléctricos.

Artículo 16. Fuentes que NO generan energía eléctrica en corriente alterna: Para el caso de generadores cuyos parámetros eléctricos de generación no correspondan con ser de corriente alterna a la Frecuencia Nominal, el GDR deberá instalar equipos de conversión, tales como inversores, necesarios para que su centro de generación pueda conectarse sin ninguna complicación a un Sistema de Distribución. Las especificaciones técnicas de los equipos deben ser tales que cumplan con normas nacionales o internacionales, particularmente con la función que garantice quedar desconectados del Sistema de Distribución cuando detecte falla o falta de voltaje.

CAPÍTULO IV
CONEXIÓN

Artículo 17. Conexión. Con la aprobación de la solicitud de conexión, por parte de la Comisión, el Interesado y el Distribuidor involucrado podrán concretar la conexión.

Artículo 18. Construcción de línea y equipos de conexión. El suministro de materiales y equipos, así como la construcción de las instalaciones necesarias para llegar de las instalaciones del GDR hasta el Punto de Conexión, incluyendo el último elemento de maniobras entre las instalaciones del GDR y las existentes del Distribuidor, estarán a cargo del GDR, debiendo cumplirse con lo establecido en Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) y las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID), las cuales fueron emitidas por la CNEE.

Artículo 19. Pruebas de la puesta en servicio y evaluación. El GDR efectuará las pruebas de las instalaciones de generación que correspondan antes de la conexión con el Sistema de Distribución y le proveerá al Distribuidor un informe por escrito del cumplimiento de los requerimientos de esta Norma y otras normas aplicables, así como de las especificaciones de los equipos y materiales utilizados.

Si las instalaciones del GDR no cumplen con los requerimientos de esta Norma o con lo acordado en la resolución de conexión, el Distribuidor podrá negarse a la conexión del GDR mientras no se hagan las correcciones o adecuaciones que se hayan fundamentado debidamente, de lo cual deberá ser informada la Comisión.

Artículo 20. Fecha de conexión. Una vez realizadas las pruebas de puesta en servicio establecidas en el Artículo anterior y habiéndose determinado por parte del Distribuidor que no se provocarán situaciones de peligro ni se tendrán efectos negativos en sus instalaciones a las cuales se conecta el GDR, el Distribuidor y el Interesado informarán a la Comisión, con por lo menos cinco (5) días de anticipación, la fecha que de común acuerdo fijen para el inicio de la operación comercial.

Artículo 21. Maniobras de conexión. La conexión física de las instalaciones del GDR con el Sistema de Distribución sólo podrá efectuarse con coordinación y supervisión del Distribuidor.

TÍTULO III
OPERACIÓN Y CONTROL

CAPÍTULO I
GENERALIDADES

Artículo 22. Operación. El GDR es responsable de la operación de todas sus instalaciones. Sin embargo, en los casos previamente acordados con el Distribuidor, incluyendo los períodos de emergencia, o a requerimiento de la Comisión o del AMM, el Distribuidor podrá operar y realizar maniobras en las instalaciones de conexión, las cuales deberán ser demostradas, justificadas y requeridas explícitamente por el Distribuidor al GDR. Se considerarán como emergencias a todas aquellas situaciones de peligro o desastre que requieran una acción inmediata.

Una vez conectado, la operación normal del GDR será gobernada por un sistema de protección tal que únicamente pueda inyectar energía al Sistema de Distribución si éste tiene voltaje dentro de las tolerancias establecidas en las NTSD. Ante una falla en la red del Distribuidor, el GDR deberá desconectarse automáticamente y solo podrá sincronizarse nuevamente con el Sistema de Distribución, con la autorización del Distribuidor.

El GDR debe realizar pruebas en forma periódica para verificar el correcto funcionamiento de sus sistemas de protección, con intervalos máximos de un año o menos si así lo recomienda el fabricante. Es responsabilidad del GDR realizar estas pruebas y proporcionarle al Distribuidor una copia de los resultados obtenidos.

Cuando aplique, el GDR deberá disponer de los medios de comunicación de voz para la adecuada coordinación y operación de sus instalaciones con el Distribuidor y/o el AMM.

CAPÍTULO II
DESCONEXIONES

Artículo 23. Desconexión de las instalaciones del GDR. El Distribuidor podrá desconectar las instalaciones del GDR, previo aviso y con las justificaciones correspondientes, bajo las siguientes circunstancias:

a) Por mantenimientos programados en la red del distribuidor;
b) Por fallas a la red del Distribuidor provocadas por el GDR;
c) Por incumplimiento del GDR con lo establecido en esta Norma; y
d) A solicitud del GDR.

Para propósitos de mantenimiento de su red, el Distribuidor notificará o solicitará la desconexión al GDR con por lo menos cuarenta y ocho (48) horas de anticipación, exceptuándose los casos de emergencia operativa.

Todos los demás casos no incluidos en este artículo deberán ser resueltos por la Comisión.

Artículo 24. Dispositivos de desconexión. El GDR debe proveer, instalar y mantener los dispositivos para desconectarse de las instalaciones de distribución.

Los dispositivos de desconexión estarán provistos de un mecanismo de verificación visual para asegurar la posición de apertura o cierre, así como un mecanismo de bloqueo en la posición abierto.

CAPÍTULO III
CALIDAD DE ENERGÍA

Artículo 25. Control de la calidad de energía. El Distribuidor efectuará mediciones de calidad de producto en el Punto de Conexión, mediante una programación similar a la utilizada con los Grandes Usuarios, y le aplicará lo que corresponda de conformidad con las NTSD. De los resultados deberá informar a la Comisión.

En caso que se establezca que algún parámetro está fuera de los rangos permitidos en las NTSD, el Distribuidor deberá hacer los análisis correspondientes para determinar la fuente u origen del problema y si determina que la causa es por la operación de las instalaciones del GDR, lo hará de su conocimiento por escrito, recomendando las medidas a tomar para corregir el problema encontrado; en caso contrario, se entiende que el Distribuidor deberá tomar las acciones que correspondan para su solución. El Distribuidor deberá remitir a la Comisión copia del informe que se emita al respecto, a efecto de darle seguimiento hasta la solución del problema encontrado; si la Comisión determina que no se toman acciones para resolver dicho problema, aplicará las disposiciones sancionatorias correspondientes.

CAPÍTULO IV
MANTENIMIENTO E INSPECCIONES

Artículo 26. Mantenimiento. La existencia de un GDR no limitará al Distribuidor en la programación de los mantenimientos de sus instalaciones, los cuales se realizarán informando a los afectados conforme lo establecido en el artículo 108 del RLGE.

El Distribuidor coordinará los mantenimientos de su red, con el GDR para reducir el tiempo fuera de servicio de las instalaciones y afectar lo menos posible a los usuarios.

Tanto el Distribuidor como el GDR son responsables del mantenimiento de sus respectivas instalaciones.

Artículo 27. Registros de mantenimiento. El GDR llevará un registro preciso de los mantenimientos a sus instalaciones, los cuales se entregarán al Distribuidor y/o a la Comisión cuando le sean requeridos.

Artículo 28. Inspecciones. Para efectos de garantizar una adecuada operación de las instalaciones del Distribuidor o del GDR, previo a la conexión y puesta en servicio, el Distribuidor tiene el derecho de revisar las instalaciones del GDR, verificando el cumplimiento de los requerimientos de esta Norma. El GDR está obligado a efectuar inspecciones a sus instalaciones de conformidad con las buenas prácticas de ingeniería y lo dispuesto en esta Norma.

TÍTULO IV
COMERCIALIZACIÓN

CAPÍTULO I
GENERALIDADES

Artículo 29. Requerimientos de medición de energía eléctrica. El GDR debe cumplir, en lo que sea aplicable, con lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial número catorce (14) del AMM, con un tratamiento similar al que tiene un Gran Usuario en cuanto a los aspectos relacionados con la medición comercial. La Comisión resolverá las discrepancias que le sean planteadas con relación a la aplicación del presente artículo.

Artículo 30. Opciones de comercialización. El GDR podrá vender la energía eléctrica que genera a:

a) Distribuidores, de conformidad con lo que establece la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos.

b) En el Mercado Mayorista, en calidad de Participante Productor cumpliendo con el marco legal vigente y lo que establecen las Normas de Coordinación Comercial y Operativa que correspondan.

Estas opciones de comercialización no son excluyentes entre sí.

Para el caso de los Distribuidores, de acuerdo a lo establecido en el marco legal vigente. La Comisión elaborará los términos de referencia, para que las distribuidoras en estricto cumplimiento de los mismos, elaboren las bases de licitación que someterán a la aprobación de la Comisión para llevar a cabo los procesos de adquisición de un determinado bloque de potencia y energía de Generación Distribuida Renovable.

Artículo 31. Oferta Firme y Oferta Firme Eficiente. Para efectos de la participación de un GDR en el Mercado Mayorista o en procesos de licitación de un Distribuidor, su Oferta Firme y su Oferta Firme Eficiente serán calculadas por el AMM, de conformidad con las normas o procedimientos vigentes para este tipo y tamaño de generación.

CAPÍTULO II
CONTRATOS

Artículo 32. Contrato de suministro a Distribuidoras: Las distribuidoras que como resultado de una licitación pública hayan adjudicado totalmente o parcialmente la misma a un GDR, deben suscribir el contrato que corresponda de acuerdo a las bases de licitación aprobadas para el efecto por la Comisión.

Artículo 33. Contratos de venta de energía eléctrica en del Mercado Mayorista. Para la venta de energía eléctrica, dentro del Mercado Mayorista y bajo las condiciones del AMM, el GDR podrá celebrar contratos, dentro de las modalidades vigentes como Participante Productor. En principio, el GDR dispondrá de energía para comprometer bajo contrato, y potencia según lo establecido en la presente norma. La liquidación de los contratos se hará de acuerdo a lo que disponen las Normas de Coordinación Comercial y Operativa del AMM.

CAPÍTULO III
PEAJES

Artículo 34. Peajes. De conformidad con el artículo 70 de la Ley General de Electricidad, los GDR no pagarán Peaje en Función de Transportista al Distribuidor ni peaje por el uso del Sistema Secundario al que se encuentren conectados, debido a que deberá considerarse el uso de las instalaciones como realizadas en sentido contrario del Flujo Preponderante de la energía del Sistema de Distribución respectivo.

El GDR pagará el peaje correspondiente al sistema Principal de Transporte, únicamente para los casos en los que haya comprometido su producción bajo contrato y cuente con Potencia Firme, de conformidad con lo que al respecto establece el Artículo 65 de la LGE y la Norma de Coordinación Comercial No. 9.

CAPITULO IV
AUTORIZACIÓN Y MEDICIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE USUARIOS CON EXCEDENTES DE ENERGÍA EN EL PUNTO DE CONSUMO

Artículo 35. Autorización para Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía. En el caso de Usuarios Autoproductores que cuenten, dentro de sus instalaciones de consumo, con excedentes de energía renovable para inyectarla al Sistema de Distribución, pero que manifiesten expresamente que no desean participar como vendedores de energía eléctrica, deberán informar al Distribuidor involucrado de tal situación, por medio del formulario correspondiente. Cumpliendo este requisito podrán operar en esta modalidad. Estos Usuarios no requerirán de autorización alguna; sin embargo, deberán instalar los medios de protección, control y desconexión automática apropiados que garanticen que no podrán inyectar energía eléctrica al Sistema de Distribución ante fallas de éste o cuando el voltaje de la red de distribución se encuentre fuera de las tolerancias establecidas en las NTSD.

Artículo 36. Sistema de medición para Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía. El sistema de medición de energía eléctrica de las insta-

laciones de un Usuario Autoproductor con Excedentes de Energía, deberá tener la característica de medición, registro y lectura en forma bidireccional o de inyecciones y retiros de energía. En el caso de Usuarios regulados, el suministro e instalación del medidor respectivo lo cubrirá el Distribuidor; mientras que los Grandes Usuarios son responsables de su sistema de medición.

Artículo 37. Lectura y crédito por energía inyectada al Sistema de Distribución por parte de Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía ("Net metering"). Los Usuarios autoproductores con Excedentes de Energía no recibirán ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada al Sistema de Distribución. Para efectos de la facturación mensual del Usuario, el Distribuidor leerá cada mes los registros del medidor correspondiente; si la medición neta del mes corresponde a un consumo de energía, cobrará dicho consumo al Usuario, de conformidad con la tarifa que le corresponda; por el contrario, si la medición neta corresponde a una inyección de energía del Usuario hacia el Sistema de Distribución, el Distribuidor se la reconocerá como crédito de energía a favor del Usuario, con liquidación trimestral. No obstante, en el caso de inyección, el Distribuidor cobrará el Cargo Fijo y el Cargo por Potencia que le sean aplicables a cada Usuario, según la tarifa correspondiente.

TÍTULO V
DISPOSICIONES FINALES Y TRANSITORIAS

CAPÍTULO I
DISPOSICIONES FINALES

Artículo 38. Competencia de la Comisión. Será competencia de la Comisión en lo concerniente a esta Norma, sin que ello sea limitativo:

38.1 La fiscalización de su fiel cumplimiento;
38.2 La revisión, ampliación y actualización de esta Norma y la emisión de normas complementarias;
38.3 La Resolución de los casos de divergencia entre las partes o los no previstos en esta norma.

Artículo 39. Sanciones. De no cumplirse con lo estipulado en esta Norma, se procederá a aplicar las sanciones que correspondan, conforme lo que al respecto establecen la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

Artículo 40. Registro. Todos los GDR deben de inscribirse en el registro correspondiente en el Ministerio de Energía y Minas.

CAPÍTULO II
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1. Formularios. El Distribuidor, dentro de los primeros sesenta (60) días de vigencia de la presente norma, enviará a la Comisión, para su aprobación, todos los formularios indicados en la presente norma, así como aquellos, de carácter general o específicos, que el Distribuidor considere necesario aplicar para la conexión, operación, control y comercialización de los GDR.

Artículo 2. Vigencia. La presente Norma entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
–CNEE–

NTT

NORMA TÉCNICA PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

–NTT–

GUATEMALA, MARZO 2010

Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión –NTT–

Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión –NTT– 282
Título I Disposiciones Generales 282
Capítulo I Definiciones 282
Capítulo II Generalidades 282
Título II Plan de Expansión del Sistema de Transporte 283
Capítulo I Generalidades 283
Capítulo II Criterios, Procedimiento y Metodología a Considerar para la Elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 284
Título III Proceso de Ejecución de las Obras Consideradas en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte Determinadas como Parte del Sistema Principal 285
Capítulo I Licitación Abierta 285
Capítulo II Supervisión de las Obras, Estudios Ambientales, Servidumbres y Obligación de Ampliar 286
Título IV Disposiciones Transitorias y Finales 286

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-28-2009

Guatemala, 4 de febrero de 2009

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras funciones, emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento, así como también emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión, de acuerdo a lo dispuesto en la mencionada Ley y su Reglamento.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo establecido en los artículos 52 y 54 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir las normas técnicas relativas a la expansión del sistema de transporte.

CONSIDERANDO:

Que es necesario incentivar las inversiones en la actividad de transmisión, estableciendo mecanismos que permitan el desarrollo de nuevas obras, ya que con la elaboración del primer Plan de Expansión del Sistema de Transporte, se determinó que en Guatemala existe la necesidad de ampliar el Sistema de Transmisión, para aprovechar las fuentes de energía renovables dispersas en el territorio nacional y la ubicación de los diferentes puertos, que hagan posible una matriz energética más eficiente, que garantice el suministro de energía eléctrica a menor costo para el usuario, con una mayor independencia de los combustibles fósiles; también para cumplir con los criterios de seguridad, calidad y desempeño, que se optimizarán con la construcción de nuevas líneas y subestaciones, atenuando los efectos de fallas severas que ocasionan interrupciones en el servicio.

CONSIDERANDO:

Que es necesario establecer y emitir las disposiciones generales, así como los procedimientos y requisitos que en cada caso deben cumplir las personas individuales o jurídicas, nacionales o extranjeras, interesadas en ejecutar por cualquier modalidad obras pertenecientes al Plan de Expansión del Sistema Transporte, con el objeto de promover las inversiones necesarias para la ampliación del Sistema de Transmisión, y en cumplimiento de lo preceptuado por los artículos 52 y 54 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, es procedente que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emita la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, leyes y normativa citadas y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

RESUELVE:

Emitir la siguiente:

NORMA TÉCNICA PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN –NTT–

TÍTULO I
DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I
DEFINICIONES

Artículo 1. Definiciones y Acrónimos. Además de las contenidas en la Ley General de Electricidad, su Reglamento, Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y demás disposiciones legales aplicables, para los efectos de esta Norma se establecen las siguientes definiciones y acrónimos:

AMM: Es el Administrador del Mercado Mayorista.

Bases de Licitación: Son los documentos que contienen los lineamientos, requisitos, disposiciones generales y especificaciones técnicas, aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, que serán utilizados para desarrollar el proceso de Licitación Abierta.

Canon Anual: Es la remuneración única que percibirá el Transportista, durante el período de amortización que se determine en las Bases de Licitación.

Comisión: Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Contrato de Autorización de Ejecución de Obra: Es el instrumento legal suscrito por el Ministerio de Energía y Minas y el oferente adjudicado de un proceso de Licitación Abierta, que autoriza la construcción o el desarrollo de las Obras, en el cual se establecen las condiciones, plazos de construcción de la Obra, fianzas y garantías de cumplimiento y demás derechos y obligaciones que le corresponden a las partes, de acuerdo a lo que establecen las Bases de Licitación.

Licitación Abierta: Es el concurso mediante el cual se adjudica el Canon Anual y el desarrollo de una Obra de transmisión, según lo establecido en la presente Norma.

Ministerio: Es el Ministerio de Energía y Minas de la República de Guatemala.

Norma: Es la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión -NTT-.

Plan: Es el Plan de Expansión del Sistema de Transporte elaborado en cumplimiento a lo establecido en el artículo 54 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Obra: Se entiende por obra cualquier proyecto de expansión relacionado con el transporte y transformación de energía eléctrica, contenido en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

Órgano Técnico Especializado: Es la entidad facultada por el Ministerio para elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, de acuerdo a lo establecido en el artículo 54 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

SNI: Es el Sistema Nacional Interconectado.

CAPÍTULO II
GENERALIDADES

Artículo 2. Objeto. El objeto de esta Norma es establecer los criterios, procedimientos y la metodología para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte; los procedimientos que se deberán seguir para desarrollar las Obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte; y definir los requisitos y procedimientos que deberán cumplirse para obtener la o las autorizaciones necesarias para el desarrollo de las Obras.

Artículo 3. Aplicación. Las disposiciones de la presente Norma, se aplican a toda expansión o ampliación de instalaciones del Sistema Nacional Interconectado (SNI) que se realicen como resultado del Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

TÍTULO II
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

CAPÍTULO I
GENERALIDADES

Artículo 4. Lineamientos generales. Los lineamientos generales que el Órgano Técnico Especializado deberá seguir para la elaboración del Plan son los siguientes:

a. Cumplir con las políticas establecidas por el Ministerio.
b. Determinar las Obras de transmisión que deben ser desarrolladas para:
  i. Aumentar la capacidad de Transmisión, para viabilizar el desarrollo del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación correspondiente, en cuanto al crecimiento de la oferta de generación para satisfacer el crecimiento de la demanda al mínimo costo.
  ii. Que el SNI cumpla con los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos en la normativa vigente.
c. Minimizar el costo total actualizado de inversión y operación de las Obras y ampliaciones que se deban ejecutar, incluyendo las pérdidas en el Sistema de Transmisión.
d. Minimizar el costo operativo del SNI, durante el período de estudio.
e. Cualquier otro que en el futuro defina el Ministerio o la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

Artículo 5. Envío de información. Los Participantes del Mercado Mayorista, por medio del AMM, deberán remitir al Órgano Técnico Especializado las obras y ampliaciones al SNI que consideran deben ser desarrolladas en los próximos dos (2) años, teniendo la opción de incluir obras que consideren para un plazo mayor de dos (2) años.

Para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, el Órgano Técnico Especializado, con la asesoría del Administrador del Mercado Mayorista, deberá definir la información necesaria, forma de presentación y los estudios técnicos para modelar el comportamiento del Sistema de Transmisión existente y sus restricciones. Los estudios técnicos y la información necesaria deberán ser definidos antes del uno (1) de marzo del año al cual corresponda la elaboración del Plan.

Las obras y ampliaciones remitidas al Órgano Técnico Especializado deben contener como mínimo: el nombre de referencia de la obra o ampliación, fecha de puesta en operación, ubicación estimada, justificación, descripción técnica y económica de la obra o ampliación y cualquier otra información que se considere necesaria. La información deberá ser entregada al Órgano Técnico Especializado antes del uno (1) de mayo del año al cual corresponda la elaboración del Plan.

Artículo 6. Plazos. El Plan de Expansión del Sistema de Transporte se elaborará cada dos (2) años, tomando como referencia el Plan del bienio anterior, y deberá cubrir un horizonte como mínimo de diez (10) años. El Plan será elaborado antes del treinta (30) de septiembre del año que corresponda, y su resultado será presentado a la Comisión y al Administrador del Mercado Mayorista durante la primera semana de octubre del año al cual corresponda la elaboración del Plan; entidades que podrán formular sus observaciones dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; pudiendo el Órgano Técnico Especializado, dentro de los siguientes quince (15) días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos especializados.

Una vez concluido el proceso de elaboración del Plan, el Órgano Técnico Especializado lo remitirá al Ministerio para su revisión y aprobación. El Plan deberá ser publi-

cado por el Ministerio de Energía y Minas, en la primera quincena de enero del año siguiente que corresponda.

CAPÍTULO II
CRITERIOS, PROCEDIMIENTO Y METODOLOGÍA A CONSIDERAR PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Artículo 7. Procedimiento. Para cumplir con los lineamientos generales, establecidos en esta Norma, se deberá realizar lo siguiente:

a. Utilizar la información existente en la base de datos oficial del Sistema Nacional Interconectado, esta base de datos será actualizada con datos que los Participantes del Mercado Mayorista deberán suministrar al AMM.
b. Aplicar la tasa de actualización que determine la Comisión y se encuentre vigente al inicio de la elaboración del Plan.
c. Definir un conjunto de escenarios de expansión, basándose en combinaciones probables de evolución de las variables y criterios siguientes:
  i. Estrategias de expansión de la generación y transmisión.
  ii. Proyecciones de la demanda.
  iii. Tecnologías a considerarse para la expansión.
  iv. Costos de inversión de las obras.
  v. Nuevas instalaciones de generación y de transmisión.
  vi. Otras variables que el Órgano Técnico Especializado considere necesarias.
d. Se simulará el funcionamiento del SNI, con sus interconexiones internacionales, para cada uno de los escenarios previstos, operando sobre la estrategia de expansión seleccionada, con un modelo de simulación operativa.
e. Se analizará el funcionamiento en estado estable y dinámico del SNI con modelos de análisis de sistemas de potencia, definiendo:
  i. La capacidad operativa de las obras y las ampliaciones del Sistema de Transmisión.
  ii. La cantidad de compensación de potencia reactiva necesaria, para cada escenario de expansión.
f. Se plantearán contingencias simples y dobles en el Sistema de Transmisión en los estudios de estado estable y dinámico. Se determinará en cada caso el costo de la energía no suministrada en las situaciones de contingencia simple y doble, y se la comparará con el costo de mantener el servicio, en caso de ocurrir cada contingencia.
g. Se realizarán estudios de riesgo, tanto técnicos como económicos. Los estudios de riesgo técnicos deberán determinar el valor esperado de la energía no suministrada en el país. Los estudios de riesgo económicos deberán determinar el rango de incertidumbre de la tasa interna de retorno de cada expansión seleccionada.
h. Se calcularán los indicadores de evaluación económica de las expansiones de transmisión: tasa interna de retorno y valor presente neto.

Con base al procedimiento descrito anteriormente, el Órgano Técnico Especializado preparará un listado de las obras y ampliaciones del Sistema de Transmisión que resulten seleccionadas en base a los indicadores de evaluación antes descritos. A fin de elaborar dicho listado se tomará en cuenta lo siguiente:

a. Incluir obras que minimicen el costo total del sistema de transporte, tanto de inversión como de operación.
b. Identificar las obras que incentiven el desarrollo de los proyectos de generación, especialmente aquellos que faciliten la utilización de recursos renovables.
c. Considerar las interconexiones internacionales existentes y futuras.
d. Otras que a criterio del Órgano Técnico Especializado sean necesarias para cumplir con las políticas del Ministerio y los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio.

Artículo 8. Determinación de las Obras que formarán parte del Sistema Principal. Dentro de los siguientes dos (2) meses de publicado el Plan de Expansión del Sistema de Transporte por el Ministerio, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica determinará las Obras y ampliaciones que formarán parte del Sistema Principal mediante el procedimiento aprobado por la Comisión, vigente a la fecha de publicación del Plan, y tomando en cuenta los criterios estable-

cidos en el artículo 54Bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Las Obras y ampliaciones que sean determinadas como parte del Sistema Principal deberán ser ejecutadas de acuerdo a lo que establece esta Norma y el artículo 54 Bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

TÍTULO III
PROCESO DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS CONSIDERADAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DETERMINADAS COMO PARTE DEL SISTEMA PRINCIPAL

CAPÍTULO I
LICITACIÓN ABIERTA

Artículo 9. Procedimiento. Las Obras que la Comisión determine como parte del Sistema Principal, serán desarrolladas por convocatoria del Ministerio mediante Licitación Abierta.

La Comisión, dentro de los siguientes tres (3) meses de haberse definido las Obras de ejecución obligatoria por medio de licitación, elaborará las Bases de Licitación para que se lleve a cabo la Licitación Abierta y las remitirá al Ministerio para su aprobación. El Ministerio tendrá un (1) mes para la aprobación final de las Bases de Licitación y un período de seis (6) meses para llevar a cabo la licitación.

El Ministerio, de acuerdo a las Bases de Licitación, seleccionará la oferta que presente el menor valor de Canon Anual, para el período de amortización fijado, y la enviará a la Comisión.

La Comisión, previo a la adjudicación final, determinará sobre la procedencia o improcedencia en cuanto al valor de Canon Anual que se pretenda trasladar a tarifas, de acuerdo a los lineamientos establecidos en las Bases de Licitación.

Si la Comisión declara procedente el Canon Anual seleccionado, el Ministerio podrá adjudicar la licitación. La adjudicación conlleva el otorgamiento de la autorización como Transportista en caso sea necesario, debiendo el adjudicado cumplir con todos los requisitos de Ley.

El adjudicado y el Ministerio, dentro de los treinta (30) días siguientes a la adjudicación, deberán suscribir mediante escritura pública el Contrato de Autorización de Ejecución de la Obra, el cual deberá contener los conceptos generales determinados en las Bases de Licitación para su elaboración.

Si la Comisión declara improcedente el Canon Anual seleccionado, el Ministerio, con base en lo que determine la Comisión, deberá declarar desierta la licitación, por no convenir a los intereses del país.

Articulo 10. Bases de Licitación. Las Bases de Licitación deberán contener como mínimo lo siguiente:

a. Condiciones que deben reunir los oferentes
b. Definiciones
c. Objeto
d. Cronograma
e. Descripción del proceso de licitación
f. Procedimiento para la adquisición de las Bases de Licitación, aclaraciones, adendas y notificaciones
g. Instrucciones para los oferentes
h. Contenido de la propuesta técnica
i. Contenido de la oferta económica
j. Garantía de sostenimiento de la propuesta
k. Presentación de las propuestas y proceso de adjudicación
l. Formatos de presentación de documentos
m. Términos de referencia para la contratación del servicio de adquisición y constitución de servidumbres
n. Términos de referencia para la contratación del servicio de supervisión de las Obras
o. Minuta del Contrato de Autorización de Ejecución de la Obra, que incluirá las fianzas y garantías que el adjudicado deberá presentar, previo a la firma del contrato
p. Especificaciones técnicas de las Obras

Articulo 11. Contrato de Autorización de Ejecución de Obras. La autorización de ejecución de la Obra quedará firme a través de la suscripción del Contrato de Autorización para la Ejecución de la Obra, contenido en las Bases de Licitación. En el mismo quedarán establecidas las obligaciones que asume el autorizado, las garantías, los procedimientos para rescindir, ampliar o extender la autorización, la duración de la autorización, los derechos y obligaciones de las partes, las condiciones, plazos de inicio y terminación de las Obras, las servidumbres que deban imponerse, utilización de bienes de dominio público, las sanciones, las causas de terminación del contrato, una cláusula de rescisión del mismo para cuando el Transportista exceda el límite de penalizaciones previsto en el Reglamento, y demás disposiciones contenidas en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, que sean aplicables.

Artículo 12. Remuneración. La remuneración de las Obras tendrá dos períodos:

a. **Período de Amortización**: El pago que se reconocerá será el Canon Anual resultado del proceso de licitación, el cual el Transportista recibirá como única remuneración; éste será pagado a prorrata de la Potencia Firme y se dividirá en doce (12) cuotas iguales a ser pagadas en forma mensual durante el período que se defina en las Bases de Licitación. Este período empezará el día en que la obra entre en operación comercial.
b. **Período de Operación**: Será el período posterior al de amortización, en el cual el Transportista recibirá exclusivamente el peaje fijado por la Comisión, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

CAPÍTULO II
SUPERVISIÓN DE LAS OBRAS, ESTUDIOS AMBIENTALES, SERVIDUMBRES Y OBLIGACIÓN DE AMPLIAR

Artículo 13. Supervisión de las Obras. La Comisión podrá realizar un concurso público para la contratación de la supervisión de las Obras desarrolladas mediante Licitación Abierta. La Comisión elaborará los términos de referencia para la contratación de la supervisión, en la cual se establecerán todos los procedimientos necesarios que deberán cumplir tanto el ejecutor de la obra como el supervisor. El costo de la supervisión será por cuenta del adjudicado y será incluido dentro del Canon Anual reconocido.

Artículo 14. Estudio de Impacto Ambiental. Los ejecutores de Obras dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica serán los únicos responsables por la aprobación del estudio de impacto ambiental requerido de acuerdo a la normativa vigente.

Artículo 15. Servidumbres. La Comisión podrá realizar un concurso público para la contratación del estudio para la valuación de la constitución de las servidumbres de las Obras del Plan.

El reconocimiento del pago de las servidumbres, que sean necesarias constituir para la ejecución de Obras resultantes del Plan, se hará de acuerdo a lo que establezcan las Bases de Licitación.

Articulo 16. Obligación de ampliar. Las Obras definidas dentro del Plan, que constituyan una ampliación a las instalaciones existentes de un Transportista, y que sea necesario iniciar su construcción en los próximos dos (2) años siguientes a la publicación del Plan, se considerará que son requeridas para el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, por lo que el Transportista involucrado tendrá la obligación de efectuar las ampliaciones, constituyéndose en propietario de las nuevas instalaciones.

TÍTULO IV
DISPOSICIONES TRANSITORIAS Y FINALES

Articulo 17. Transitorio. En cumplimiento de lo establecido en el Artículo 29 de las Disposiciones Transitorias del Acuerdo Gubernativo 68-2007, el proceso de Licitación Abierta para ejecutar el Primer Plan de Expansión del Transporte será realizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que para el efecto deberá:

a. Resolver para cada uno de los casos, las solicitudes para el desarrollo de las Obras consideradas en el primer Plan de Expansión del Sistema de Transporte y determinadas como parte del Sistema Principal, que fueron presentadas por los interesados a la Comisión antes de la vigencia de la presente Norma. La Comisión emitirá una resolución, en la cual se pronunciará sobre la procedencia de la solicitud; de ser procedente, se indicarán los procedimientos y mecanismos para el desarrollo de las Obras.

b. Elaborar y aprobar las Bases de Licitación para llevar a cabo la Licitación Abierta de las Obras del primer Plan de Expansión del Sistema de Transporte, que fueron determinadas como parte del Sistema Principal.

c. Convocar el proceso de Licitación Abierta en un plazo máximo de tres (3) meses después de la vigencia de esta Norma. Una vez finalizado el proceso de licitación, deberá resolver sobre la procedencia o improcedencia del valor del Canon Anual que se pretenda trasladar a tarifas, remitiendo el resultado del proceso de licitación al Ministerio, para la adjudicación y suscripción del Contrato de Autorización de Ejecución de Obra.

Articulo 18. Vigencia. La presente Norma entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

Esta publicación fue impresa en los talleres gráficos de Serviprensa, S. A. en el mes de marzo de 2010. La edición consta de 1,000 ejemplares en papel bond beige 80 gramos.

Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

4ta. Avenida 15-70, Zona 10
Edificio Paladium, Nivel 12
PBX: 2321 8000 FAX: 2321 8002
www.cnee.gob.gt