

RESOLUCION 70 DE 1998

(Mayo 28 de 1998)

Diario Oficial No. 43.318 de junio 10 de 1998

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

<Resumen de Notas de Vigencia>

NOTAS DE VIGENCIA:

8. *Modificada por la Resolución 24 de 2005, publicada en el Diario Oficial No. 45.904 de 10 de mayo de 2005, "Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica"*

6. *Modificada por la Resolución CREG-101 de 2001, publicada en el Diario Oficial No. 44.520, de 15 de agosto de 2001, "por medio de la cual se aclaran las normas técnicas aplicables al Alumbrado Público establecidas en el capítulo 8 del Anexo General de la Resolución [CREG-070](#) de 1998"*

5. *Modificada por la Resolución CREG-96 de 2000, publicada en el Diario Oficial No. 44.263, del 19 de diciembre de 2000" Por la cual se dictan normas relacionadas con el Período de Transición de que trata el Reglamento de distribución de Energía Eléctrica y se complementan algunas disposiciones de esas resoluciones".*

4. *Modificada por la Resolución CREG - 089 de 1999, "Por la cual se dictan normas relacionadas con el Período de Transición de que trata el Reglamento de distribución de Energía Eléctrica (Resolución CREG-070 de 1998 y 025 de 1999), y se complementan algunas disposiciones de esas resoluciones", publicada en el Diario Oficial No. 43.835, del 30 de diciembre de 1999.*

3. *Modificada por la Resolución CREG - 025 de 1999, " Por la cual se establecen los Indicadores de Calidad DES y FES para el año 1 del Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resolución CREG-070 de 1998), y se modifican algunas normas de esa misma resolución."*

2. *La Resolución 132 de 1998, "Por la cual se modifica el plazo para la presentación de los planes de reestructuración exigidos a varias empresas del sector eléctrico y el plazo para la evaluación de dichos planes por parte de la CREG en su artículo [3](#) establece que modifica la presente Resolución "... en cuanto a los plazos previstos para la presentación y evaluación de los planes de reestructuración de las empresas a que se refiere esta resolución".*

1. *Modificada por la Resolución CREG - 117 de 1998, "Por la cual se modifica el numeral 5.5.1 y se aclara el numeral 4.4.2.3 de la resolución CREG-070 de 1998*

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial

las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y

los decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con el Artículo [23](#), Literal i, de la Ley 143 de 1994, corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional;

Que la Comisión elaboró un proyecto de Reglamento de Distribución, el cual fue discutido ampliamente con las empresas y entidades del sector eléctrico colombiano;

Que el Consejo Nacional de Operación, en virtud de lo dispuesto en el referido Literal i del Artículo [23](#) de la Ley 143 de 1994, emitió concepto sobre el Reglamento que se adopta mediante la presente resolución;

Que el Artículo [28](#) de la Ley 142 de 1994, determina que todas las empresas tienen el derecho a construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos;

Que las comisiones de regulación pueden exigir que haya posibilidad de interconexión y de homologación técnica de las redes, cuando sea indispensable para proteger a los usuarios, para garantizar la calidad del servicio o para promover la competencia;

Que la Ley 428 de 1998 establece formas de actuar de manera conjunta por parte de los usuarios, así como a las empresas, las cuales se hace útil y necesario incluir en el texto del presente reglamento;

Que el Artículo [86](#) de la Ley 142 de 1994, determina que el régimen tarifario en los servicios públicos está compuesto por reglas relativas a las prácticas tarifarias restrictivas de la libre competencia, y que implican abuso de posición dominante, así como por los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, valores y, en general, todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas;

Que el Artículo [87](#) de la Ley 142 de 1994 y el Artículo [6](#) de la Ley 143 de 1994, determinan el principio de neutralidad en la tarifa, y de la empresa frente a los usuarios;

Que de acuerdo con el Artículo [18](#) de la Ley 143 de 1994, le corresponde a la UPME elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo;

Que de acuerdo al último inciso del Artículo [73](#) de la Ley 142 de 1994, la CREG puede solicitar toda la información que requiera, y es obligación de los agentes suministrarla en la forma y en el momento que la misma lo decida;

Que el Artículo [134](#) de la Ley 142 de 1994 establece que cualquier persona capaz de contratar que habite o utilice de modo permanente un inmueble, a cualquier título, tendrá derecho a recibir los servicios públicos domiciliarios al hacerse parte de un contrato de servicios públicos;

Que el Artículo [133](#) de la Ley 142 de 1994 determina aquellas conductas sobre las cuales se presume que existe posición dominante de la empresa frente al usuario;

Que el Artículo [137](#) de la misma Ley, establece las reparaciones a que tiene derecho el suscriptor o usuario, cuando se presente una falla en la prestación del servicio;

Que como mecanismo para evitar la posición dominante de la empresa frente al usuario, en lo que tiene que ver con una prestación ineficiente del servicio público y el derecho del usuario a reclamar por los perjuicios causados, la Comisión considera necesario crear mecanismos con base en las figuras jurídicas existentes, que garanticen el derecho de los usuarios;

Que de acuerdo con el Artículo [1714](#) del Código Civil la compensación se sucede cuando dos personas son deudoras una de otra;

Que de acuerdo con el Artículo [1715](#) del Código Civil, la compensación opera por el solo ministerio de la ley y aún sin conocimiento de los deudores;

Que de acuerdo con el Artículo [136](#) de la Ley 142 de 1994, es obligación de la empresa la prestación continua y de buena calidad del servicio público;

Que las empresas en la actualidad requieren de un proceso de transición, de manera que se adapten a los criterios de calidad, y confiabilidad a los que hace referencia el presente Reglamento;

Que el Artículo [26](#) de la Ley 142 de 1994, determina que las personas que prestan los servicios públicos estarán sujetos a las normas generales sobre la planeación urbana, la circulación y el tránsito, el uso del espacio público, y la seguridad y tranquilidad ciudadanas;

Que la expedición de la presente Resolución no implica ni expresa ni tácitamente la derogatoria o modificación de la Resolución CREG 225 de 1998;

Que es competencia del Ministerio de Minas y Energía, señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las empresas de servicios públicos del sector, cuando la comisión respectiva haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia;

Que se hace necesario la expedición de normas que establezcan la responsabilidades y derechos tanto de las empresas de distribución de energía eléctrica, así como de los usuarios;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión del 28 de mayo de 1998 estudió y adoptó el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica;

RESUELVE:

ARTICULO 1o. Adoptar el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica contenido en el Anexo General de la presente Resolución, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

ARTICULO 2o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Santa Fe de Bogotá, D.C., el día

ORLANDO CABRALES MARTÍNEZ

Ministro de Minas y Energía

Presidente

JORGE PINTO NOLLA

Director Ejecutivo

REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ANEXO GENERAL

CONTENIDO

TRODUCCIÓN

DEFINICIONES

PRINCIPIOS Y ÁMBITO DE APLICACIÓN DEL REGLAMENTO

2.1 PRINCIPIOS Y ALCANCE DEL REGLAMENTO

2.2 ÁMBITO DE APLICACIÓN DEL REGLAMENTO

PLAN DE EXPANSIÓN

3.1 OBJETIVO

3.2 RESPONSABILIDAD POR LA EXPANSIÓN DE LOS STR'S Y/O SDL'S

3.3 CRITERIOS PARA DESARROLLAR LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS OR'S.

3.4 PROCEDIMIENTOS Y METODOLOGÍAS

CONDICIONES DE CONEXIÓN

4.1 OBJETIVO

4.2 CRITERIOS TÉCNICOS DE DISEÑO

4.3 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO

4.4 PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN DE CARGAS

4.5 PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN

OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DE
DISTRIBUCIÓN LOCAL

5.1 OBJETIVO

5.2 PLANEAMIENTO OPERATIVO

5.3 SUPERVISIÓN OPERATIVA

5.4 MANEJO OPERATIVO DE CARGA

5.5 INFORMACIÓN OPERACIONAL

CALIDAD DEL SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DE
DISTRIBUCIÓN LOCAL

6.1 OBJETIVO

6.2 CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

6.3 CALIDAD DEL SERVICIO PRESTADO

6.4 REGISTRO DE INTERRUPCIONES

6.5 VIGILANCIA DE LA CALIDAD

MEDIDA

7.1 OBJETIVO

7.2 FRONTERAS COMERCIALES

7.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

7.4 ACCESO A LOS EQUIPOS DE MEDIDA

7.5 REGISTRO, PRUEBAS Y SELLADO DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

7.6 REVISIONES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

ALUMBRADO PÚBLICO

8.1 OBJETIVO

8.2 NORMAS APLICABLES

PROPIEDAD DE ACTIVOS DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DISTRIBUCIÓN LOCAL

9.1 PROPIEDAD DE ACTIVOS DE LOS STR Y/O SDL

9.2 NUEVOS OR'is

9.3 DERECHO A LA PROPIEDAD DE ACTIVOS DE UN STR Y/O SDL

9.4 VENTA DE ACTIVOS

. MODIFICACIONES Y ACTUALIZACIONES DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y SOLUCIÓN CONTROVERSIAS

10.1 OBJETIVO

10.2 ACTUALIZACIÓN DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN

10.3 SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS Y SITUACIONES NO PREVISTAS

ANEXOS:

-1 SISTEMA DE INFORMACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

-2 NORMAS OPERATIVAS PARA CONSIGNACIÓN DE CIRCUITOS

INTRODUCCIÓN

El presente Reglamento de Distribución regula la actividad de Transmisión Regional y/o Distribución Local de Energía Eléctrica, con base en los principios relacionados con la eficiencia, calidad y neutralidad, en cumplimiento del Artículo [23](#) de la Ley 143 de 1994.

De esta manera, aquí se definen y hacen operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica, se establecen procedimientos para la planeación, operación y expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR'is) y los Sistemas de Distribución Local (SDL'is), y se definen normas para el diseño y ejecución del plan de inversiones y conexiones al sistema, entre otros. Adicionalmente, se definen y establecen criterios y procedimientos para la medición de los consumos, para la prestación del servicio de Alumbrado Público y para las remuneraciones asociadas con la propiedad de activos.

Cuando quiera que en la presente Resolución se haga referencia a la palabra Reglamento, o Resolución, se entenderá que se refiere a la misma palabra.

Esta Resolución hace parte integral del Reglamento de Operación y complementa el Código de Redes, en lo pertinente a la actividad de Transmisión Regional y/o Distribución Local.

1. DEFINICIONES.

Para los efectos del presente Reglamento se aplicarán las definiciones consagradas en las Leyes 142 y 143 de 1994, en sus disposiciones reglamentarias, y en especial las siguientes:

Activos de Conexión. Son aquellos activos que se requieren para que un Generador, un Usuario u otro Transmisor, se conecte físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, a un Sistema de Transmisión Regional, o a un Sistema de Distribución Local.

Acometida. Derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios y, en general, en las Unidades Inmobiliarias Cerradas de que trata la Ley 428 de 1998, la acometida llega hasta el registro de corte general.

Agentes del Sistema Interconectado Nacional (Agentes). Personas que realizan por lo menos una actividad del sector eléctrico (generación, transmisión, distribución, comercialización).

ANSI. American National Standards Institute.

ASME. American Society of Mechanical Engineers.

ASTM. American Society for Testing and Materials.

Autogenerador. Persona que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.

Carga o Capacidad Instalada. Es la carga instalada o capacidad nominal que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico.

Centro de Control. Se entiende como Centro de Control, el Centro Nacional de Despacho (CND), un Centro Regional de Despacho (CRD) o un Centro Local de Distribución (CLD), según el caso.

Centro Nacional de Despacho (CND). Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

El Centro también está encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Centro Regional de Despacho (CRD). Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobra de esas instalaciones con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional.

CIE. Commission International d' Eclairage.

Circuito. Para propósitos de este Reglamento se define circuito a la red o tramo de red eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador de distribución o de otra red y suministra energía eléctrica a un área geográfica específica. Cuando un Circuito tenga varias secciones o tramos, para los efectos de este Reglamento, cada sección o tramo se considerará como un Circuito.

Clase de Precisión. Características metrológicas del grupo de instrumentos y transformadores de medida que satisfacen requisitos metrológicos destinados a mantener los errores y variaciones permitidas, dentro de los límites especificados.

Código de Redes. Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el Sistema de Transmisión Nacional, de acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994.

Cogeneración. Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte del proceso productivo cuya actividad principal no es la producción de energía eléctrica, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y cuya utilización se efectúa en procesos industriales o comerciales.

Cogenerador. Persona que produce energía utilizando un proceso de cogeneración, y puede o no, ser el propietario del sistema de cogeneración.

Comercialización de Energía Eléctrica. Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los Usuarios finales.

Comercializador. Persona cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

Consejo Nacional de Operación (CNO). Es el organismo encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación y velar por su cumplimiento.

Consignación de Equipos. Es el procedimiento mediante el cual se autoriza el retiro de operación de un equipo, una instalación o parte de ella para mantenimiento.

Consignación Nacional. Es el nombre que se da al mantenimiento de los equipos del SIN, cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SIN, o cuando limitan la atención de la demanda.

Distribuidor Local (DL). Persona que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Distribución Local, o que ha constituido una empresa cuyo objeto incluye el desarrollo de dichas actividades; y la operará directamente o por interpuesta persona (Operador).

Equipo de Medida. En relación con un punto de conexión lo conforman todos los transformadores de medida, medidores y el cableado necesario para ese punto de conexión.

Eventos No Programados. Son aquellos que ocurren súbitamente y causan un efecto operacional en el Sistema del OR y pueden o no causar efectos en la operación del SIN.

Eventos Programados. Son aquellos eventos planeados por el OR que causan un efecto operacional en el Sistema del OR y pueden o no causar efectos en la operación del SIN.

Frontera Comercial. Se define como frontera comercial entre el OR, o el Comercializador y el Usuario los puntos de conexión del equipo de medida, a partir del cual este último se responsabiliza por los consumos, y riesgos operativos inherentes a su Red Interna.

Generador. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central o unidad generadora conectada al SIN.

ICEA. International Community Electrical Association

ICONTEC. Instituto Colombiano de Normas Técnicas.

IEC. International Electrotechnical Commission

IEEE. Institute of Electrical and Electronics Engineers.

Instalaciones Internas o Red Interna. Es el conjunto de redes, accesorios y equipos que integran el sistema de suministro de energía eléctrica al inmueble a partir del medidor. Para edificios de propiedad horizontal o condominios, y en general, para Unidades Inmobiliarias Cerradas, es aquel sistema de suministro de energía eléctrica al inmueble a partir del registro de corte general cuando lo hubiere.

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

Mercado Mayorista. Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

NEMA. National Electric Manufacturers Association.

NESC. National Electric Safety Code.

Niveles de Tensión. Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

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

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

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

Nivel I: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV

NTC. Norma Técnica Colombiana.

Operador de Red de STR's y/o SDL's (OR). Es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR's y/o SDL's aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

Planta Menor. Es toda planta y/o unidad de generación con capacidad efectiva inferior a 20 MW. Se excluyen de esta definición los Autogeneradores o Cogeneradores.

Punto de Conexión. Es el punto de conexión eléctrico en el cual el equipo de un usuario está conectado a un STR y/o SDL para propósito de transferir energía eléctrica entre las partes.

Punto de Medición. Es el punto de conexión eléctrico del circuito primario del transformador de corriente que está asociado al punto de conexión, o los bornes del medidor, en el caso del nivel de tensión I.

Red de Uso General. Redes Públicas que no forman parte de Acometidas o de Instalaciones Internas.

Red Pública. Aquella que utilizan dos o más personas naturales o jurídicas, independientemente de la propiedad de la red.

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

Servicio de Alumbrado Público. Es el servicio público consistente en la iluminación de las vías públicas, parques públicos, y demás espacios de libre circulación que no se encuentren a cargo de ninguna persona natural o jurídica de derecho privado o público, diferente del municipio, con el objeto de proporcionar la visibilidad adecuada para el normal desarrollo de las actividades tanto vehiculares como peatonales. También se incluyen los sistemas de semaforización y relojes electrónicos instalados por el Municipio. Por vías públicas se entienden los senderos y caminos peatonales y vehiculares, calles y avenidas de tránsito comunitario o general.

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

Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión nacional, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los Usuarios.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; Conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

SSPD. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Transmisor Nacional (TN). Persona que opera y transporta energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades.

Transmisor Regional (TR). Persona que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Transmisión Regional o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades.

Unidades Inmobiliarias Cerradas. De acuerdo con la Ley 428 de 1998, son conjuntos de edificios, casas y demás construcciones integradas arquitectónica y funcionalmente, que comparten elementos estructurales y constructivos, áreas comunes de circulación, recreación, reunión, instalaciones técnicas, zonas verdes y de disfrute visual; cuyos propietarios participan proporcionalmente en el pago de las expensas comunes, tales como los servicios públicos comunitarios, vigilancia, mantenimiento y mejoras. El acceso a tales conjuntos inmobiliarios se encuentra restringido por un cerramiento y controles de ingreso.

Unidad Generadora. Puede ser un Generador, Planta Menor, Autogenerador o Cogenerador.

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética.

Usuario. Persona que utilice o pretenda utilizar, o esté conectado o pretenda conectarse a un STR o SDL.

2. PRINCIPIOS Y ÁMBITO DE APLICACIÓN DEL REGLAMENTO

2.1 PRINCIPIOS Y ALCANCE DEL REGLAMENTO.

El Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica se desarrolla con base en los principios de eficiencia, calidad y neutralidad de la prestación del servicio de Energía Eléctrica establecidos por las Leyes 142 y 143 de 1994. En cumplimiento de tales principios, la presente Resolución establece criterios para la planeación, expansión y operación de los STR's y/o SDL's y determina los procedimientos que definen las relaciones entre los diferentes Usuarios de tales Sistemas y sus correspondientes operadores.

Dicha reglamentación se orienta a:

- Establecer criterios y procedimientos para la planeación, la expansión, la operación y el mantenimiento de los STR's y/o SDL's, de acuerdo con los diferentes niveles de tensión existentes en el país.
- Establecer los principios y procedimientos que definen las relaciones entre los diferentes Usuarios de los STR's y/o SDL's y sus correspondientes operadores.
- Definir criterios para el planeamiento y operación eficiente de los STR's y/o SDL's que faciliten la competencia en la Generación y Comercialización de electricidad.
- Establecer criterios para el diseño y ejecución del plan de inversiones de los OR's, con el fin de garantizar la confiabilidad, seguridad y economía de los STR's y/o SDL's.
- Establecer criterios y procedimientos para la ejecución y operación de las conexiones de los Usuarios de los STR's y/o SDL's.
- Establecer los criterios de calidad de la potencia y del servicio suministrado por los diferentes OR's, con el propósito de dar garantías mínimas en estos aspectos a los Usuarios conectados al STR y/o SDL del OR respectivo.
- Definir criterios generales relacionados con la medición de los consumos de energía eléctrica.
- Establecer las características técnicas de la prestación del servicio de Alumbrado Público.
- Definir criterios y remuneraciones para la propiedad de activos.

Además, este Reglamento contiene otras disposiciones para la coordinación operativa, así como los procedimientos para hacer las modificaciones que se deriven de la experiencia y aplicación de estas mismas reglas.

2.2 ÁMBITO DE APLICACIÓN DEL REGLAMENTO.

El Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica se aplica a:

- Operadores de Red (OR's) en los STR's y/o SDL's.
- Comercializadores y Usuarios de los STR's y/o SDL's.
- Generadores, Plantas Menores, Cogeneradores y Autogeneradores conectados directamente a los STR's y/o SDL's.
- Responsables del servicio de Alumbrado Público.

El presente Reglamento se entiende que se aplica, cuando quiera que en las resoluciones expedidas por la CREG se refiera a "Código de Distribución". De la misma manera, en el presente Reglamento se aplicarán los principios de carácter constitucional, especialmente aquellos que se determinan en el artículo 365 y sucesivos de la Constitución Nacional, así como la disposiciones legales establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y demás normas que las reglamenten, modifiquen o sustituyan.

Las normas técnicas nacionales o en su defecto las internacionales que regulan los aspectos contenidos en esta Resolución, primarán sobre las normas internas de las empresas y serán de obligatorio cumplimiento como norma mínima. En caso que las normas específicas expuestas en este Reglamento cambien, se utilizarán aquellas que las modifiquen, sustituyan o complementen.

3. PLAN DE EXPANSIÓN

3.1 OBJETIVO.

Los objetivos básicos de este capítulo son los siguientes:

- Fijar los criterios para asegurar la expansión y los niveles de cobertura de los STRís y/o SDLís.
- Establecer las obligaciones de los Operadores de Red (ORís), en lo relacionado con la expansión eficiente, económica y confiable de los STRís y/o SDLís.
- Precisar el alcance de las competencias de la Nación y las demás entidades territoriales, para celebrar contratos de concesión, en aquellos eventos en los cuales el OR no esté obligado a ejecutar la expansión de la red y la ampliación de la cobertura.
- Definir los procedimientos para el intercambio de información entre los ORís y entre estos y los Usuarios.

3.2 RESPONSABILIDAD POR LA EXPANSIÓN DE LOS STRÍS /O SDLÍS.

3.2.1 NIVELES DE COBERTURA Y PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS STRÍS Y/O SDLÍS

De acuerdo con el Artículo 67.2 de la Ley 142 de 1994, le compete al Ministerio de Minas y Energía elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público de energía eléctrica, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse.

De igual manera, con base en el numeral f del Artículo 3 de la Ley 143 de 1994, le corresponde al Estado alcanzar una cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio.

En desarrollo del Artículo 18 de la Ley 143 y teniendo en cuenta lo establecido en el Literal c del Artículo 16 de la misma Ley, le corresponde a la UPME elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

En el caso de los STRís y/o SDLís, el Plan de Expansión definido por la UPME deberá incorporar como criterio los niveles de cobertura previstos en el Plan Nacional de Desarrollo.

3.2.2 RESPONSABILIDAD DEL OR EN LA PLANEACIÓN DE SU SISTEMA

El OR es responsable de elaborar el Plan de Expansión del Sistema que opera, de acuerdo con el Plan Estratégico, el Plan de Acción y el Plan Financiero de que trata la Resolución CREG 005 de 1996.

El Plan de Expansión del OR deberá incluir todos los proyectos que requiera su Sistema, considerando solicitudes efectuadas por terceros y que sean viables en el contexto de su Plan Financiero.

3.2.3 RESPONSABILIDAD POR LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS INCLUIDOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL OR

El OR es el responsable por la ejecución del Plan de Expansión de la red que opera, definido de acuerdo con lo establecido en el numeral anterior, en relación con la construcción de nuevas líneas, subestaciones y equipos que tengan carácter de uso general.

Si el OR incumple con la ejecución de un proyecto previsto en su Plan de Inversión (Ver Artículo [2o](#) de la Resolución CREG 005 de 1996), el proyecto correspondiente podrá ser desarrollado por el Usuario interesado o por un tercero, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 9 de la presente Resolución.

3.2.4 RESPONSABILIDAD POR LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS INCLUIDOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE LOS STRiS Y/O SDLiS, PERO NO INCLUIDOS EN LOS PLANES DE EXPANSIÓN DE LOS ORiS

En caso de que los Planes de Expansión de los ORiS, no satisfagan los niveles de cobertura definidos por la UPME para los distintos STRiS y/o SDLiS, pero exista algún tercero dispuesto a asumir la prestación de este servicio, éste podrá ejecutar las obras correspondientes que serán remuneradas de conformidad con lo dispuesto en el Capítulo 9 de la presente Resolución.

Del mismo modo, en caso de que los Planes de Expansión de los ORiS, no satisfagan los niveles de cobertura definidos por la UPME para los distintos STRiS y/o SDLiS y sólo en aquellos eventos en los cuales como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, no exista algún tercero dispuesto a asumir la prestación de este servicio, se dará cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo [56](#) de la Ley 143 de 1994, relacionado con contratos de concesión.

Así mismo y de acuerdo con el Artículo [57](#) de esta Ley, las competencias para otorgar los contratos de concesión mencionados serán las siguientes:

- En el caso de redes de transmisión entre regiones (STRiS), le corresponde al Departamento.

- En el caso de redes de distribución de electricidad (SDLiS), le corresponde al Municipio.

La CREG en resolución aparte, precisará el alcance de las competencias señaladas.

3.3 CRITERIOS PARA DESARROLLAR LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS ORiS.

En cumplimiento de los principios establecidos en el presente Reglamento de Distribución, la planeación debe ser desarrollada con base en los siguientes criterios:

- Atención de la Demanda. La planeación de la expansión deberá estar soportada en proyecciones de demanda cuya estimación se efectuará utilizando modelos técnico-económicos disponibles para tal efecto.
- Adaptabilidad. Los Planes de Expansión deberán incorporar los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.
- Flexibilidad del Plan de Expansión. El Plan de Expansión de un OR, en su ejecución, puede experimentar modificaciones. El OR podrá incluir obras no previstas y excluir aquellas que por la dinámica de la demanda, puedan ser pospuestas o eliminadas del Plan inicialmente aprobado por la UPME.
- Viabilidad Ambiental. Los Planes de Expansión deben cumplir con la normatividad ambiental vigente.
- Normas y Permisos. Las obras de expansión requeridas deben cumplir con las normas pertinentes previstas por las autoridades competentes y obtener los permisos correspondientes.
- Eficiencia Económica. Los Planes de Expansión e inversiones deberán considerar la minimización de costos.
- Calidad y Continuidad en el Suministro. Los planes de inversión deberán asegurar los indicadores de calidad que reglamenta la presente Resolución y garantizar la continuidad del servicio mediante proyectos de suplencia, ampliación, automatización de la operación, modernización e inventario de repuestos, entre otros.
- Coordinación con el SIN. Teniendo en cuenta que la operación y expansión de los STR's y/o SDL's deben ser coordinadas con el resto del Sistema Interconectado Nacional, el OR deberá planear su Sistema considerando los planes de expansión en transmisión y generación elaborados anualmente por la UPME.

Para el cumplimiento de los criterios definidos, el OR deberá mantener información técnica actualizada sobre el Sistema que opera. Los elementos requeridos como información básica se relacionan en los numerales 1.1 y 1.2 del Anexo RD-1 de la presente Resolución.

3.4 PROCEDIMIENTOS Y METODOLOGÍAS.

3.4.1 HORIZONTES DE PLANEACIÓN

Cada OR debe utilizar los siguientes horizontes de planeación, en los cuales se establece la información requerida y el alcance para realizar las proyecciones de demanda y el Plan de Expansión correspondiente:

- Corto plazo: un (1) año.

Es un período de carácter operativo, durante el cual el OR simula la operación y el funcionamiento de su Sistema y además realiza el ajuste de las alternativas de expansión planteadas.

- Mediano plazo: cinco (5) años.

Es un período de carácter decisorio, donde el OR determina las obras necesarias para atender la expansión y crecimiento de la demanda en este lapso.

- Largo plazo: diez (10) años.

Es un período de carácter estratégico, en el cual el OR determina en forma global la expansión de su Sistema, según las tendencias de crecimiento de la demanda de sus Usuarios.

3.4.2 IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Para definir el Plan de Expansión, el OR deberá considerar varias alternativas siguiendo lineamientos técnicos y económicos que le permitan jerarquizarlas dentro del proceso de selección.

La selección del Plan deberá estar basada en evaluaciones técnicas, económicas y financiera. La alternativa seleccionada deberá ser la de mínimo costo, incluyendo inversiones, costos de operación y mantenimiento y pérdidas, y deberá ser la alternativa que cumpla con la calidad del servicio definida para el Sistema.

3.4.3 INVENTARIOS Y COSTOS.

El OR debe mantener actualizado los inventarios de los activos de su Sistema. Así mismo, deberá mantener un registro actualizado de los costos unitarios de sus inversiones.

Toda esta información deberá estar disponible para ser suministrada a la CREG cuando ésta lo requiera. Así mismo, la CREG podrá solicitar información adicional.

Los OR's deberán llevar un registro claro y preciso del trazado de las Redes de sus Sistemas, utilizando preferiblemente planos digitalizados.

3.4.4 DIVULGACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

Los Usuarios tienen derecho a conocer los Planes de Expansión de los Sistemas de los OR's. Para tal efecto el OR deberá tener disponible esta información para quien la requiera.

4. CONDICIONES DE CONEXIÓN.

4.1 OBJETIVO.

Los objetivos básicos del presente capítulo son los siguientes:

- Proporcionar un conjunto de requisitos técnicos mínimos y de procedimientos para la planeación, diseño, construcción y puesta en servicio de las conexiones a la red, aplicable tanto a Usuarios existentes como futuros.

- Garantizar que las normas básicas para conexión a un STR y/o SDL sean las mismas para todos los Usuarios dentro del área de servicio del respectivo OR y para todos los OR's del país.
- Asegurar que todos los OR's y los Usuarios cumplan con las obligaciones, según lo dispuesto en este Reglamento y demás normas complementarias.
- Establecer las obligaciones del OR y de los Usuarios, para ejecutar los estudios necesarios con relación a las modificaciones y refuerzos requeridos para una nueva conexión, para modificar una existente y para suscribir contratos de conexión.

4.2 CRITERIOS TÉCNICOS DE DISEÑO.

Las normas técnicas exigidas por los OR's a sus Usuarios, no podrán contravenir las normas técnicas nacionales vigentes o en su defecto las normas técnicas internacionales. Así mismo, los OR's no podrán discriminar o exceptuar a ningún Usuario en el cumplimiento de dichas normas.

A continuación se fijan los principios y las normas que deben ser aplicados en el diseño de los STR's y/o SDL's por parte de los OR's y Usuarios, para su óptimo funcionamiento.

4.2.1 OBRAS DE INFRAESTRUCTURA

El diseño de las obras civiles de infraestructura se deberá realizar bajo los criterios y las normas establecidas por las autoridades competentes.

4.2.2 DISTORSIÓN DE LAS ONDAS

Para limitar los efectos de las distorsiones en la forma de las ondas de tensión y de corriente de los STR's y/o SDL's, el contenido de armónicos de los equipos de los Usuarios conectadas en los niveles de tensión I, II, III y IV deberán cumplir con lo establecido en la Norma IEEE 519/92 o aquella que la modifique o sustituya.

Las normas técnicas nacionales o en su defecto las internacionales que regulan esta materia, primarán sobre las normas internas de las empresas y serán de obligatorio cumplimiento como norma mínima.

4.2.3 NIVELES DE CORRIENTE DE FALLA

La capacidad de corriente de falla nominal de los equipos que se vayan a conectar a un STR's y/o SDL's, deberá ser superior al nivel máximo de corriente de falla calculado en el punto de conexión.

Para cumplir estos cometidos, el OR y/o el Usuario según el caso, deberán intercambiar información sobre la proyección de los aumentos de los niveles de corriente de falla y sobre la relación X/R en los puntos de conexión al respectivo Sistema.

4.2.4 COMPENSACIÓN DE CONSUMOS DE ENERGÍA REACTIVA

Cuando las características del equipo que conectará un Usuario lo amerite, éste deberá suministrar al OR la información pertinente. Debido a que la conexión de bancos de condensadores y reactores conectados en los niveles de tensión II, III y IV puede afectar la

operación del STR y/o SDL, estas conexiones deberán ser aprobadas por los OR's, a quienes se deberán suministrar las características técnicas de las inductancias y capacitancias que se conectarán. Cuando el OR lo requiera, se le deberá también suministrar las características técnicas de la inductancia y la capacitancia de las redes del Usuario.

La información solicitada tiene por objeto:

- Verificar que el equipo de control y maniobra del Sistema del OR esté dimensionado en forma adecuada.

- Comprobar que el funcionamiento del STR y/o SDL que opera el OR no se afectará.

El factor de potencia de la carga conectada por el Usuario, no deberá ser inferior al establecido en la Resolución CREG 108 de 1997 o las normas que la modifiquen o sustituyan.

4.3 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO.

4.3.1 ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS, REDES AÉREAS Y SUBTERRÁNEAS

Las especificaciones de materiales y herrajes para las redes aéreas y subterráneas deberán cumplir con las normas técnicas nacionales expedidas por las autoridades competentes. Estas últimas serán las únicas facultadas para efectuar las homologaciones a que hubiere lugar.

Las especificaciones de diseño de las redes deberán cumplir con las normas que hayan adoptado los OR's, siempre y cuando no contravengan lo dispuesto en este Reglamento, sean de conocimiento público y su aplicación no sea discriminatoria.

Las especificaciones de diseño, fabricación, prueba e instalación de equipos para los STR's y/o SDL's, incluyendo los requisitos de calidad, deberán cumplir con las partes aplicables de una cualquiera de las normas técnicas nacionales o en su defecto de las internacionales que regulan esta materia.

El equipo a ser instalado en el STR y/o SDL debe ser el apropiado para que opere dentro de la frecuencia y el rango de tensión establecidos para el SIN, así como para soportar las corrientes de falla en el punto de conexión. Adicionalmente, el dispositivo de protección deberá tener la capacidad de conducir e interrumpir la corriente de falla. Los OR's están en la obligación de suministrar los detalles técnicos del Sistema al cual se hará la conexión.

4.3.2 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de los STR's y/o SDL's deberá ser diseñada siguiendo la metodología de cálculo de la Norma IEEE 80 y la Guía IEEE C6292.4 o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

El valor de la resistencia de la puesta a tierra del STR y/o SDL, deberá ser establecido claramente por el OR de acuerdo con las características resistivas del terreno, de los tiempos de despeje de falla adoptados, y de los voltajes de contacto y de paso, los cuales no deben ser superiores a los valores indicados por el NESC y cada sistema de un Usuario deberá adaptarse a esta exigencia. Las especificaciones de los equipos asociados

deberán ser aptas para soportar las tensiones y corrientes resultantes como consecuencia del método y valor de la resistencia de la puesta a tierra utilizados por el OR y el Usuario.

En el diseño de las puestas a tierra se deben evitar que se generen corrientes circulantes.

4.3.3 PROTECCIONES

El Usuario en su conexión deberá disponer de esquemas de protecciones compatibles con las características de su carga que garantice la confiabilidad, seguridad, selectividad y rapidez de desconexión necesarias para mantener la estabilidad del Sistema. El Usuario deberá instalar los equipos requeridos de estado sólido, de tecnología análoga o digital que cumplan con la Norma IEC 255.

Para garantizar una adecuada coordinación y selectividad en la operación de las protecciones del STR y/o SDL que opera el OR, los sistemas de protección y los tiempos de operación de las protecciones del Usuario, deberán ser acordadas con el OR durante el proceso de aprobación de diseños y para la puesta en servicio y conexión, y pueden ser revisados periódicamente por el OR, con la participación del Usuario.

Para el diseño de la conexión al STR y/o SDL, el Usuario deberá tener en cuenta las características técnicas de las protecciones que el OR tiene en su Sistema, para las operaciones de conmutación secuencial o para la reconexión automática.

Cuando las características de la carga de un Usuario que se conectará al STR y/o SDL requiera equipos de protección de respaldo, el OR exigirá la instalación de los mismos. Dichos equipos deberán cumplir con las normas aplicables a las protecciones principales.

El Usuario no podrá instalar equipos para limitar la corriente de falla en el punto de frontera o en las instalaciones del mismo, a menos que sea autorizado por el OR. En caso de autorización, el Usuario deberá garantizar la operación satisfactoria de los equipos de protección de su Sistema.

4.3.4 DIMENSIONAMIENTO DEL DISEÑO

El OR no podrá exigir especificaciones mayores a las requeridas para la conexión del Usuario.

En caso que el OR prevea que los Activos de Conexión del Usuario se puedan convertir en Redes de Uso General, deberá reconocer al Usuario los sobrecostos en que éste incurra por el sobredimensionamiento de sus Activos de Conexión.

4.4 PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN DE CARGAS.

Esta sección establece los procedimientos que deberán seguir el Usuario y el OR para la aprobación de conexiones nuevas o modificaciones de las existentes.

4.4.1 SOLICITUD DE FACTIBILIDAD DEL SERVICIO Y PUNTOS DE CONEXIÓN

El OR está en la obligación de ofrecer al Usuario un punto de conexión factible a su Sistema cuando éste lo solicite y garantizará el libre acceso a la red. Para tal efecto, el Usuario deberá informar sobre la localización del inmueble, la potencia máxima requerida y el tipo de carga.

El OR tendrá un plazo máximo de siete (7) días hábiles para certificar la factibilidad del punto de conexión, con el fin de que el Usuario proceda a realizar el diseño de su instalación.

El OR podrá especificar un nivel de tensión de conexión diferente al solicitado por el Usuario por razones técnicas debidamente sustentadas.

4.4.2 SOLICITUD DE CONEXIÓN

Los procedimientos para la aprobación de una solicitud de conexión por parte del OR, se diferencian según el tipo de conexión: cargas que no implican la expansión de la red del STR y/o SDL, y cargas que implican la expansión de dichos sistemas.

4.4.2.1 Cargas que no implican Expansión

Cuando la conexión de un inmueble o una Unidad Inmobiliaria Cerrada sólo requiera de la construcción de la Acometida y/o Activo de Conexión, el procedimiento a seguir será:

NIVEL I: El Usuario deberá presentar los planos eléctricos del inmueble y de la Acometida hasta el punto de conexión definido en la etapa de factibilidad y las características de la demanda. Si la solicitud está relacionada con la modificación de una conexión existente, el Usuario deberá presentar los planos eléctricos de la conexión existente y los nuevos planos con la modificación requerida.

NIVEL II, III y IV: Para solicitar una conexión nueva o la modificación de una existente, el Usuario deberá presentar la información pertinente dependiendo de la complejidad de la conexión (Ver Anexo RD-1; numeral 1.3).

4.4.2.2 Cargas que implican Expansión

Cuando la conexión de un inmueble o una Unidad Inmobiliaria Cerrada requiera, además de la construcción de la Acometida, la construcción de Redes de Uso General, el OR será responsable por el diseño de tales redes. La información a suministrar por parte del Usuario es la descrita en el numeral 4.4.2.1.

4.4.2.3 Otros requisitos para solicitar la Conexión

<Numeral aclarado por el artículo [2o.](#) de la Resolución 117 de 1998. El nuevo texto es el siguiente:>

NIVELES I y II: Los proyectos deberán ser realizados y firmados por un ingeniero o un técnico electricista con matrícula profesional vigente, teniendo en cuenta lo que disponen las normas que regulan esas profesiones.

NIVELES III y IV: Los proyectos deberán ser realizados y firmados por un ingeniero electricista, que deberá tener matrícula profesional vigente, sin perjuicio de las actividades que pueden realizar los Técnicos Electricistas, de acuerdo con las normas que regulan tales profesiones.

En la solicitud que presente ante el OR, el Usuario deberá anexar copia de las licencias, permisos y requisitos legales aplicables al tipo de conexión que sean exigidos por las autoridades competentes.

<Notas de vigencia>

- Numeral modificado por el artículo 2o. de la Resolución 117 de 1998, expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

<Legislación anterior>

Texto original de la Resolución 70 de 1998:

4.4.2.3 Otros requisitos para solicitar la Conexión

NIVELES I y II: Los proyectos deberán ser realizados y firmados por un ingeniero con matrícula profesional vigente o un técnico electricista.

NIVELES III y IV: Los proyectos deberán ser realizados y firmados por un ingeniero electricista, que deberá tener matrícula profesional vigente.

En la solicitud que presente ante el OR, el Usuario deberá anexar copia de las licencias, permisos y requisitos legales aplicables al tipo de conexión que sean exigidos por las autoridades competentes.

4.4.3 PLAZOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA APROBACIÓN O IMPROBACIÓN DE LAS SOLICITUDES DE CONEXIÓN POR PARTE DEL OR.

El OR tendrá los siguientes plazos máximos para dar respuesta aprobando o improbando las solicitudes de conexión de cargas:

Para Nivel I: Siete (7) días hábiles

Para Nivel II: Quince (15) días hábiles

Para Nivel III: Quince (15) días hábiles

Para Nivel IV: Veinte (20) días hábiles

En algunos casos, para conexiones en los niveles de tensión II, III o IV, el plazo para aprobar o improbar la conexión podrá ser mayor al aquí establecido, cuando el OR necesite efectuar estudios que requieran de un plazo mayor. En este caso, el OR informará al Usuario de la necesidad de efectuar tales estudios y el plazo que tomará la aprobación o improbación de la solicitud de conexión, sin que este plazo pueda exceder de tres (3) meses.

La aprobación del proyecto por parte del OR no exonera de responsabilidad al diseñador por errores u omisiones que afecten el STR y/o SDL en el cual opera el OR.

El OR no podrá negar el acceso al servicio. En el evento de que la confiabilidad y calidad requeridas por el Usuario sean superiores a los estándares establecidos en este Reglamento y para mejorarlas se requieran obras de infraestructura para reforzar el STR y/o SDL que opera el OR, el pago de los costos que resulten serán asumidos por el Usuario.

La solicitud y planos aprobados para la conexión deberán tener una vigencia mínima de un (1) año.

4.4.4 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS DE CONEXIÓN

Las obras de infraestructura requeridas por el Usuario deberán ser realizadas bajo su responsabilidad. No obstante, previo acuerdo entre el Usuario y el OR, éste último podrá ejecutar las obras de conexión. En este caso se establecerán los cargos a que hubiere lugar y el cronograma de ejecución del proyecto mediante un contrato de conexión.

Las instalaciones internas son responsabilidad de los Usuarios y deberán cumplir las condiciones técnicas que aseguren que las mismas no afecten la seguridad del STR y/o SDL, ni de otros Usuarios.

Las Redes de Uso General que se requieran para la conexión del Usuario son responsabilidad del OR. No obstante, en el caso en que el OR presente limitaciones de tipo financiero que le impidan la ejecución de las obras con la oportunidad requerida por el Usuario, tales obras podrán ser realizadas por el Usuario; en este caso, se aplicará lo dispuesto en el Capítulo 9 del presente Reglamento.

En el caso de nuevas Redes de Uso General realizadas por el Usuario, éste deberá presentar ante el OR un instrumento financiero que garantice el cumplimiento de las normas técnicas establecidas en este Reglamento, por un monto igual al veinte por ciento (20%) de las obras y por un período de cinco (5) años a partir de la puesta en servicio de los activos correspondientes.

4.4.5 CONTRATO DE CONEXIÓN

De acuerdo con las disposiciones establecidas en el numeral 4.4.4, cuando el OR asuma la ejecución de las obras de conexión de un Usuario, o cuando se requieran Redes de Uso General para la conexión de un Usuario, antes de la iniciación de las obras, deberá suscribir un contrato de conexión con el Usuario, el cual se regirá en lo que aplique por lo dispuesto en la Resolución CREG 025 de 1995 y demás normas que la modifiquen o sustituyan.

El contrato de conexión remunerará los Activos de Conexión involucrados.

4.4.6 PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN

Previo a la puesta en servicio de una conexión, el OR deberá verificar que la Acometida y, en general, todos los equipos que hacen parte de la conexión del Usuario, cumplan con las normas técnicas exigibles. Así mismo, deberá verificar que la operación de los equipos de los Usuarios no deteriorarán la calidad de la potencia suministrada a los demás Usuarios.

El Usuario deberá coordinar con el OR la realización de las pruebas y maniobras que se requieran para la puesta en servicio de la conexión.

El OR podrá exigir previa sustentación, el cumplimiento de un procedimiento de homologación y/o los protocolos de pruebas de los diferentes equipos a instalar por un nuevo Usuario, o por la ampliación de la capacidad de un Usuario existente.

Entre la fecha de la expedición de los protocolos de pruebas de los diferentes equipos y la fecha de puesta en servicio de la conexión no podrá haber transcurrido más de cuatro (4) meses.

El OR deberá aprobar el equipo de prueba en cuanto a características técnicas, tipo y precisión. Los equipos para pruebas siempre deberán estar patronados con una fecha no superior a un (1) año.

Previo a la puesta en servicio de la conexión, el Usuario, en los casos en que haya más de un Comercializador ofreciendo servicios en ese mercado, informará al OR, sobre el nombre del Comercializador que ha seleccionado para que le suministre el servicio.

4.5 PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN.

En el caso de Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores o Cogeneradores que proyecten conectarse directamente a un STR y/o SDL, el procedimiento para la conexión se rige en lo que aplique a lo dispuesto en las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 030 de 1996 y demás normas que las modifiquen o sustituyan.

4.5.1 PROCEDIMIENTO PARA LAS SOLICITUDES DE CONEXIÓN

Todo Generador, Planta Menor, Autogenerador o Cogenerador que pretenda conectarse directamente a un STR y/o SDL, o modificar una conexión existente, deberá presentar ante el OR la información relacionada en el numeral 1.4 del Anexo RD-1 de la presente Resolución.

4.5.2 OTROS REQUISITOS PARA SOLICITAR LA APROBACIÓN DE UNA CONEXIÓN

Los proyectos deberán ser realizados por un ingeniero electricista con matrícula profesional vigente o una firma de ingeniería especializada en el tema.

En la solicitud que presente ante el OR, el Generador, Planta Menor, Autogenerador o Cogenerador deberá anexar copia de las licencias, permisos y requisitos legales aplicables al tipo de conexión que sean exigidos por las autoridades competentes.

4.5.3 PLAZOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA APROBACIÓN O IMPROBACIÓN DE LAS SOLICITUDES DE CONEXIÓN POR PARTE DEL OR

El OR tendrá un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días hábiles para aprobar o improbar una solicitud de conexión o la modificación de una conexión existente.

El procedimiento a seguir será igual al establecido en el numeral 4.4.3 de la presente Resolución.

4.5.4 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS DE CONEXIÓN

Se aplica lo establecido en el numeral 4.4.4 de la presente Resolución.

4.5.5 CONTRATO DE CONEXIÓN

Los contratos de conexión se registrarán en lo que aplique por lo dispuesto en las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 030 de 1996, y demás normas que las modifiquen o sustituyan.

4.5.6 PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN

4.5.6.1 Pruebas

Para las pruebas de puesta en servicio de una estación generadora se aplicarán las siguientes normas: a) ANSI-IEEE 492, para hidrogenadores, b) IEC-41, para turbinas hidráulicas, c) ASME PTC 23, para turbinas a gas, d) ASME para equipos mecánicos, e) API para instrumentación y f) ASTM para tuberías y materiales.

El OR exigirá al propietario de la conexión y/o la Unidad Generadora un programa de pruebas para la puesta en servicio, a fin de someterlo a su aprobación, de modo que estas puedan ser coordinadas con el STR y/o SDL o con el Sistema de Transmisión Nacional si es del caso.

El plan de pruebas deberá incluir como mínimo: equipo a probar, fecha prevista para la prueba, pruebas a realizar, normas que rigen la prueba, tipo de prueba, procedimiento, formato, equipos e instrumentos de prueba y criterios de aceptación de la prueba.

El OR deberá aprobar el equipo de prueba en cuanto a características técnicas, tipo y precisión. Los equipos para pruebas siempre deberán estar patronados con una fecha no superior a un (1) año.

Las pruebas, cuando sea del caso, deberán coordinarse con el Centro de Control respectivo.

Una vez efectuadas las pruebas sobre las Unidades Generadoras y su acción sobre los equipos de conexión de la unidad con el STR y/o SDL, el Generador, Planta Menor, Autogenerador y Cogenerador deberá enviar al OR, un reporte con los protocolos de las pruebas efectuadas a los equipos definidos durante el proceso de conexión y los resultados obtenidos en ellas, debidamente certificados por un ingeniero especialista con matrícula profesional vigente.

Durante la vida útil del proyecto, el OR con la debida sustentación podrá solicitar que se ejecuten pruebas en los equipos de los Usuarios.

4.5.6.2 Coordinación de Protecciones

Tanto los Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores o Cogeneradores como el OR están en la obligación de cumplir con las siguientes disposiciones, las cuales deberán ser consideradas durante la puesta en servicio y en la fase de operación:

El esquema de protecciones eléctricas asociado a las Unidades Generadoras conectadas directamente al STR y/o SDL, debe coordinarse con las protecciones del STR y/o SDL en la siguiente forma:

a) Las Protecciones de las Unidades de Generación conectadas directamente al STR y/o SDL, deben cumplir con los tiempos de despeje fijados para fallas en el respectivo Sistema.

b) El ajuste de la(s) protección(es) eléctricas o los valores de operación no deben ser cambiados sin la autorización expresa del OR.

c) Para la protección de la Unidad Generadora, será necesario coordinar cualquier política de recierre especificada por el OR.

d) Las protecciones eléctricas de una Unidad Generadora, deberán actuar cuando se presente sobrecargas de secuencia negativa.

e) La protecciones eléctricas de las Unidades Generadoras deberán estar ajustadas para situaciones de deslastre automático de carga por baja frecuencia y/o baja tensión.

f) Toda Unidad Generadora deberá poseer un equipo de protección que la desconecte de la red del OR, en el momento en que se produzca una apertura por maniobra automática o manual del interruptor del circuito del STR y/o SDL.

g) La Unidad Generadora deberá contar con un sistema de detección de tensión a fin de no permitir el cierre del interruptor de interconexión cuando el circuito del OR esté desenergizado.

Los estudios y la coordinación de las protecciones eléctricas son responsabilidad del propietario de la Unidad Generadora que se conecte.

4.5.6.3 Requisitos para la Operación y Puesta en Servicio

Todas las Unidades Generadoras deben cumplir con las siguientes disposiciones:

a) La puesta en servicio de una Unidad Generadora no debe producir sobrecargas en los elementos de la red.

b) El operador de la Unidad Generadora será exclusivamente responsable por la sincronización de su Unidad o subestación de potencia en el momento de su entrada en operación. En todo caso cualquier sincronización deberá coordinarse con el Centro de Control respectivo.

c) Una Unidad de Generación debe operar dentro del rango de frecuencia del SIN y no debe deformar las ondas de tensión y corriente del STR y/o SDL.

d) El control de voltaje de la Unidad Generadora se hará en coordinación con el respectivo Centro de Control.

e) El proceso de entrada en operación de una Unidad Generadora deberá coordinarse con el Centro de Control correspondiente.

5. OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O

DISTRIBUCIÓN LOCAL.

5.1 OBJETIVO.

Proporcionar las regulaciones necesarias para asegurar el funcionamiento seguro, confiable y económico del SIN en general y de los STRs y/o SDLs en particular. Tales

regulaciones incluyen el planeamiento operativo y la adecuada coordinación entre los diferentes Agentes.

5.2 PLANEAMIENTO OPERATIVO.

Para buscar la operación segura, confiable y económica del Sistema Interconectado Nacional, los OR's deben suministrar al Centro de Control respectivo la información prevista en el Código de Redes, de acuerdo con los horizontes de planeamiento operativo allí estipulados. Para tal fin, los OR's deben acogerse a los procedimientos que les sean aplicables y que estén contenidos en el Código de Redes.

Las Plantas Menores no despachadas centralmente, los Cogeneradores y los Autogeneradores deben suministrar al OR o al Centro de Control respectivo la información prevista en el Código de Redes en lo que aplique.

5.3 SUPERVISIÓN OPERATIVA.

Los OR's están obligados a cumplir con las instrucciones operativas que emita el Centro de Control respectivo o el CND. Igualmente, están obligados a cumplir con la supervisión operativa en tiempo real que defina el CND y acatar aquellas pruebas que sea necesario realizar en su Sistema, ya sea que estas pruebas estén reglamentadas o que sean definidas por el Consejo Nacional de Operación.

Para garantizar lo anterior, los OR's permitirán que en sus equipos y predios se instalen los elementos necesarios para la supervisión, control y medida por parte de los respectivos Centros de Control.

Para asegurar que el STR y/o SDL sea operado en forma segura, confiable y económica, y cumpla con los estándares de calidad establecidos en la presente Resolución, los OR's podrán efectuar pruebas con el fin de supervisar tanto las cargas como las Unidades de Generación conectadas a sus Sistemas.

Los procedimientos para probar y supervisar, así como los estándares de Calidad se detallan en los capítulos 4 y 6 de este Reglamento.

5.4 MANEJO OPERATIVO DE CARGA.

5.4.1 EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN

En condiciones normales de Operación el OR debe coordinar con el Centro de Control respectivo las maniobras en los equipos de su STR y/o SDL.

Las maniobras y los procedimientos que deberá aplicar el OR son los contemplados en los numerales 5.3 y 6.4 del Código de Operación (Código de Redes) y las demás normas que la modifiquen o complementen.

Los mantenimientos programados que requieran consignación de equipos se consideran dentro de las Condiciones Normales de Operación. Las normas operativas que deberán aplicar los OR's están establecidas en el Anexo RD-2 de la presente Resolución.

5.4.2. EN CONDICIONES DE CONTINGENCIA

Cuando se presente un evento que afecte total o parcialmente el SIN, el OR deberá coordinar con el Centro de Control respectivo las maniobras correspondientes.

En estos casos, los procedimientos para la desconexión automática de carga son los previstos en el numeral 2.2.4 del Código de Redes y demás normas que la modifiquen o complementen.

Cuando las etapas de desconexión automática se agoten o existan problemas de baja tensión que comprometan la estabilidad del sistema de potencia, los OR's deberán efectuar, por instrucciones del Centro de Control respectivo, desconexiones manuales de carga, mediante esquemas que cada OR haya predeterminado de común acuerdo con los Comercializadores que operen utilizando sus redes.

La coordinación de restablecimiento del servicio se ajusta a lo dispuesto en el numeral 5.4 del Código de Redes y demás normas que la modifiquen o complementen.

5.4.3 EN CONDICIONES DE RACIONAMIENTO

Ante situaciones de racionamiento de emergencia o programado, el OR se regirá en un todo por las disposiciones establecidas en el Estatuto de Racionamiento.

Así mismo, el OR deberá cumplir con la regulación que la CREG establezca en materia de Cortes de Suministro en el Mercado Mayorista de Electricidad.

5.5 INFORMACIÓN OPERACIONAL.

La operación óptima del Sistema Interconectado Nacional requiere el intercambio de información entre los Agentes y los Centros de Control respectivos, tanto sobre los Eventos que se presenten en los diferentes Sistemas y puedan afectar la operación integrada de los recursos del SIN, como la información que se requiera para la coordinación operativa en Condiciones Normales de Operación. Así mismo, los Agentes deberán informar a los Usuarios que puedan verse afectados por la ocurrencia de dichos Eventos.

5.5.1 INFORMACIÓN SOBRE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS - MANUAL DE OPERACIÓN

<Numeral modificado por el artículo [1o.](#) de la Resolución 117 de 1998. El nuevo texto es el siguiente:> El Consejo Nacional de Operación, en un plazo no superior a siete (7) meses a partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución, determinará un Manual de Operación Tipo para que se aplique en todas las empresas. Dicho Manual deberá contener, como mínimo, los procedimientos operativos detallados en materia de: coordinación, supervisión y control del Sistema del OR, ejecución de maniobras, mantenimientos, seguridad industrial y demás prácticas que garanticen el óptimo desempeño de los STR's y/o SDL's.

Con independencia del plazo fijado para el CNO, los OR's tendrán un plazo máximo de diez (10) meses contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución para expedir el Manual de Operación de su Sistema, el cual será de conocimiento público.

Las normas técnicas nacionales o en su defecto las internacionales que regulan los aspectos a incluir en el Manual de Operación, primarán sobre las normas internas de las empresas y serán de obligatorio cumplimiento como norma mínima.

En todo caso, los procedimientos allí establecidos deberán estar acordes con las exigencias operativas del Código de Redes y de la presente Resolución.

<Notas de vigencia>

- Numeral modificado por el artículo 1o. de la Resolución 117 de 1998, expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

<Legislación anterior>

Texto original de la Resolución 70 de 1998:

5.5.1 INFORMACIÓN SOBRE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS - MANUAL DE OPERACIÓN. El Consejo Nacional de Operación, en un plazo no superior a tres (3) meses a partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución, determinará un Manual de Operación Tipo para que se aplique en todas las empresas. Dicho Manual deberá contener, como mínimo, los procedimientos operativos detallados en materia de: coordinación, supervisión y control del Sistema del OR, ejecución de maniobras, mantenimientos, seguridad industrial y demás prácticas que garanticen el óptimo desempeño de los STR's y/o SDL's.

Con independencia del plazo fijado para el CNO, los OR's tendrán un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución para expedir el Manual de Operación de su Sistema, el cual será de conocimiento público.

Las normas técnicas nacionales o en su defecto las internacionales que regulan los aspectos a incluir en el Manual de Operación, primarán sobre las normas internas de las empresas y serán de obligatorio cumplimiento como norma mínima.

En todo caso, los procedimientos allí establecidos deberán estar acordes con las exigencias operativas del Código de Redes y de la presente Resolución.

5.5.2 SISTEMA DE INFORMACIÓN TOPOLÓGICO

Los OR's deberán mantener un Sistema de Información Topológico con la configuración detallada de su red, el cual debe permanecer actualizado. Preferiblemente el Sistema de Información Topológico deberá desarrollarse con tecnología digital.

5.5.3 INFORMACIÓN SOBRE OCURRENCIA DE EVENTOS

5.5.3.1 Reportes de Eventos No Programados

El OR deberá efectuar reportes ante la ocurrencia de Eventos No Programados. El reporte debe contener como mínimo:

- Descripción del Evento

- Secuencia del Evento (horas, minutos, segundos y milisegundos).

- Demanda no Atendida

- Análisis de Protecciones

- Análisis del Evento

Condiciones de Prefalla

Análisis Eléctrico

- Conclusiones y Recomendaciones

Para Eventos en los niveles de tensión II, III o IV, como mínimo, el OR deberá remitir copia del reporte del Evento en un plazo no mayor a seis (6) horas al Centro de Control correspondiente.

5.5.3.2 Reporte de Eventos Programados

Cuando un Evento Programado afecte a los Usuarios de un STR y/o SDL, el OR deberá informarlo por un medio de comunicación masivo con cuarenta y ocho (48) horas de anticipación a la ocurrencia del Evento, indicando la hora del inicio y la duración.

En todo caso, cuando los Eventos Programados afecten las cargas industriales, el tiempo de notificación no podrá ser inferior a setenta y dos (72) horas.

5.5.3.3 Estadísticas de Eventos

Los reportes de los Eventos deberán ser almacenados en forma magnética durante un periodo no inferior a tres (3) años. La base de datos correspondiente deberá estar disponible en el momento que lo soliciten las autoridades competentes.

El OR deberá, antes de finalizar el primer trimestre de cada año, efectuar informes y diagnósticos anuales sobre su desempeño operativo. Estos diagnósticos e informes serán agregados por los Centros de Control respectivos y presentados al CND, quien publicará un informe anual sobre esta materia.

6. CALIDAD DEL SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DISTRIBUCIÓN LOCAL.

6.1 OBJETIVO.

Los objetivos básicos son:

- Establecer criterios de calidad de la potencia y del servicio suministrado por los diferentes OR's, con el propósito de dar garantías mínimas en estos aspectos a los Usuarios conectados al STR y/o SDL.

- Definir indicadores mínimos de calidad del servicio que prestan los OR's.

- Establecer criterios de responsabilidad y compensación por la calidad del servicio prestado por los OR's.

El OR es el responsable por la calidad de la potencia y del servicio suministrado a los Usuarios conectados a su Sistema. De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 5o. de la Resolución CREG 108 de 1997: "Cuando la actividad de comercialización de electricidad o de gas por red de ductos, sea realizada por una empresa diferente de la que desarrolla la actividad de distribución, el contrato de servicios públicos será ofrecido por la empresa comercializadora. A su vez, las obligaciones que adquiriera esta empresa con sus suscriptores o usuarios, en lo relacionado con la actividad de distribución, deberán estar respaldadas por parte de la empresa comercializadora, mediante contrato con la respectiva empresa distribuidora".

Todo Comercializador deberá discriminar en la factura por el servicio el nombre, dirección y teléfono del OR que atiende a sus respectivos Usuarios, con el fin de que el Usuario pueda efectuar las reclamaciones relacionadas con el servicio que presta el OR.

El término Calidad de la Potencia Suministrada se refiere a las perturbaciones y variaciones de estado estacionario de la tensión y corriente suministrada por el OR. El término Calidad del Servicio Prestado se refiere a los criterios de confiabilidad del servicio.

6.2 CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA.

La calidad de la potencia entregada por un OR, se relaciona con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente.

6.2.1 ESTÁNDARES DE CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA <Numeral 6.2.1 modificado por el artículo 2 de la Resolución 24 de 2005. El nuevo texto es el siguiente:> Los siguientes fenómenos calificadores miden la Calidad de la Potencia (CPE) suministrada por un OR:

6.2.1.1 Desviaciones de la Frecuencia y magnitud de la Tensión estacionaria

La frecuencia nominal del SIN y su rango de variación de operación son las establecidas en el Código de Operación incluido en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan). La responsabilidad por el control de la frecuencia corresponde al Centro Nacional de Despacho, CND, y a los generadores.

Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto. En el caso de sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500kV, no podrán ser superiores al 105%, durante un periodo superior a un minuto.

6.2.1.2 Distorsión Armónica de la Onda de Tensión

Es la distorsión periódica de las ondas de voltaje, modelable como el contenido adicional de ondas senoidales cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia de suministro, acompañando la componente fundamental (componente cuya frecuencia es igual a la de suministro). Este fenómeno es el resultado de cargas no lineales en el STN, STR y/o SDL.

Tanto los transportadores del Sistema de Transmisión Nacional, STN, como los Operadores de Red - OR-, deberán cumplir las exigencias establecidas en la siguiente tabla, basada en el Estándar IEEE 519 -[1992]:

TABLA 1

Límites máximos de Distorsión Total de Voltaje

Tensión del Sistema THDV Máximo (%)

Niveles de tensión 1,2 y 3 5.0

Nivel de Tensión 4 2.5

STN 1.5

Nota: Los niveles de tensión de la Tabla 1, corresponden a los definidos por la Resolución CREG [082](#) de 2002 o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen.

<Notas de Vigencia>

- Numeral 6.2.1 modificado por el artículo [2](#) de la Resolución 24 de 2005, publicada en el Diario Oficial No. 45.904 de 10 de mayo de 2005.

- Numeral modificado por el artículo [1](#) de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000

<Legislación Anterior>

Texto modificado por la Resolución 96 de 2000:

6.2.1. Los siguientes indicadores miden la calidad de la potencia suministrada por un OR:

6.2.1.1 Frecuencia y Tensión La frecuencia nominal del SIN y su rango de variación de operación son las establecidas en el Código de Operación incluido en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y aquellas que la modifiquen, complementen ó sustituyan). Los Operadores de Red no son agentes responsables por el control de la frecuencia en el SIN.

Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz y sus variaciones permisibles, son las establecidas en la norma NTC 1340, o aquella que la modifique o sustituya.

6.2.1.2 Contenido de Armónicos de las Ondas de Tensión y Corriente

Son el contenido de ondas con frecuencias que son múltiplos de la frecuencia normal de suministro (60 Hz) y son el resultado de cargas no lineales en el STR y/o SDL. Tanto el OR como los Usuarios conectados a su red podrán seguir las recomendaciones establecidas en la guía IEEE 519 - [1992] o la que la modifique o sustituya.

6.2.1.3 "Flicker"

Mide las variaciones de tensión causadas fundamentalmente por cargas tales como hornos de arco, acerías y otros equipos de gran consumo, que usualmente se traducen en la distorsión de la onda de tensión. En lo referente a este estándar, tanto el OR como los Usuarios conectados a su sistema podrán seguir las recomendaciones establecidas en la guía IEEE-519 [1992] o la que la modifique o sustituya.

6.2.1.4 Factor de Potencia

El factor de potencia mínimo permisible es el establecido en el Artículo [25](#) de la Resolución CREG 108 de 1997 o posteriores que la modifiquen o sustituyan.

6.2.1.5 Transitorios Electromagnéticos Rápidos y Fluctuaciones de Tensión

Es todo fenómeno que origine distorsiones transitorias de las ondas de tensión y corriente respecto a su forma y frecuencia permisibles.

Cuando se detecten fenómenos electromagnéticos que perjudiquen a Usuarios conectados a un STR y/o SDL, el OR conjuntamente con el Usuario afectado deberán buscar la causa del fenómeno y solucionarlo siguiendo las disposiciones contenidas en el numeral 6.2.2 de esta Resolución. Sin embargo, cuando el problema causado por un Usuario sea grave e involucre a otro(s) usuario(s), el OR deberá desconectar el equipo causante del problema o en su defecto al Usuario respectivo, inmediatamente se identifique que el problema está en sus instalaciones.

Para el análisis de este tipo de fenómenos se podrán seguir las recomendaciones de la guía IEEE-1159 [1995] o la que la modifique o sustituya.

Texto original de la Resolución CREG-70 de 1998:

6.2.1 ESTÁNDARES DE CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

Los siguientes indicadores miden la calidad de la potencia suministrada por un OR:

6.2.1.1 Frecuencia y Tensión

La frecuencia nominal del SIN es 60 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.8 y 60.2 Hz en condiciones normales de operación. El OR y los Usuarios deben tener en cuenta que en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento, la frecuencia puede oscilar entre 57.5 y 63.0 Hz por un período de tiempo de quince (15) segundos, en concordancia con lo establecido en los numerales 2.2.5 y 5.1 del Código de Operación incluido en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995).

Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz y sus variaciones permisibles, son las establecidas en la norma NTC 1340, o aquella que la modifique o sustituya.

6.2.1.2 Contenido de Armónicos de las Ondas de Tensión y Corriente

Son el contenido de ondas con frecuencias que son múltiplos de la frecuencia normal de suministro (60 Hz) y son el resultado de cargas no lineales en el STR y/o SDL. Tanto el OR como los Usuarios conectados a su red deberán cumplir con la norma IEEE 519 - [1992] o la que la modifique o sustituya.

6.2.1.3 "Flicker"

Mide las variaciones de tensión causadas fundamentalmente por cargas tales como hornos de arco, acerías y otros equipos de gran consumo, que usualmente se traducen en la distorsión de la onda de tensión. El OR deberá garantizar que sus Usuarios cumplan con la norma IEEE-519 [1992] o la que la modifique o sustituya.

6.2.1.4 Factor de Potencia

El factor de potencia mínimo permisible es el establecido en el Artículo [25](#) de la Resolución CREG 108 de 1997 o posteriores que la modifiquen o sustituyan.

6.2.1.5 Transitorios Electromagnéticos Rápidos y Fluctuaciones de Tensión

Es todo fenómeno que origine distorsiones transitorias de las ondas de tensión y corriente respecto a su forma y frecuencia permisibles.

Cuando se detecten fenómenos electromagnéticos que perjudiquen a Usuarios conectados a un STR y/o SDL, el OR conjuntamente con el Usuario afectado deberán buscar la causa del fenómeno y solucionarlo en un plazo no mayor a treinta (30) días hábiles. Cuando el problema causado por un Usuario sea grave e involucre a varios Usuarios, el OR deberá desconectarlo inmediatamente se identifique que el problema está en sus instalaciones.

La norma IEEE-1159 [1995] fija las pautas para el análisis de este tipo de fenómenos.

6.2.2 PLAZOS PARA CORREGIR LAS DEFICIENCIAS EN LA CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA <Numeral modificado por el artículo [2](#) de la Resolución 24 de 2005. El nuevo texto es el siguiente:> El OR tendrá un plazo máximo de treinta (30) días hábiles para corregir las deficiencias en la Calidad de la Potencia Suministrada de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.1 de la presente resolución.

Cuando las deficiencias se deban a la carga de un Usuario conectado al STR y/o SDL, el OR, como responsable de la Calidad de la Potencia, le dará un plazo de treinta (30) días hábiles al Usuario para la solución del problema. En este caso, si transcurrido el plazo fijado no se ha efectuado la corrección pertinente, el OR deberá desconectar al Usuario respectivo, informando a la SSPD con dos (2) días hábiles de anticipación al corte.

Para efectos de determinar la fuente de las distorsiones o fluctuaciones, el OR podrá instalar los equipos que considere necesarios en la red o en las Fronteras y/o equipos de medición del usuario, para registrar variables como corrientes y tensiones, y podrá exigir el diseño de medidas remediales que técnicamente sigan las normas y buenas prácticas de ingeniería.

<Notas de Vigencia>

- Numeral 6.2.2 modificado por el artículo [2](#) de la Resolución 24 de 2005, publicada en el Diario Oficial No. 45.904 de 10 de mayo de 2005.

- Numeral modificado por el artículo [1](#) de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000

<Legislación Anterior>

Texto original de la Resolución 70 de 1998:

6.2.2 El OR tendrá un plazo máximo de treinta (30) días hábiles para corregir las deficiencias en la Calidad de la Potencia Suministrada de acuerdo con lo establecido en los numerales 6.2.1.1 al 6.2.1.5 de la presente Resolución.

Cuando las deficiencias se deban a la carga de un Usuario conectado al STR y/o SDL, el OR, como responsable de la Calidad de la Potencia, una vez identifique al Usuario responsable deberá establecer conjuntamente con éste último, un plazo máximo razonable para la corrección de la deficiencia. Si transcurrido el plazo fijado no se ha efectuado la corrección pertinente, el OR deberá desconectar el equipo causante de la deficiencia o en su defecto al Usuario respectivo, informando a la SSPD con dos (2) días hábiles de anticipación al corte.

En todo caso, los plazos mencionados no exoneran al prestador del respectivo Servicio de su responsabilidad por los perjuicios que se causen a Usuarios conectados a su STR y/o SDL. Cuando el OR deba indemnizar a un Usuario de conformidad con lo dispuesto en el numeral 6.2.3, y dicho perjuicio tenga como origen una deficiencia en la Calidad de la Potencia Suministrada causada por la carga de un Usuario conectado al respectivo STR y/o SDL, el OR podrá repetir contra éste último, de acuerdo con las normas generales sobre responsabilidad civil.

Texto original de la Resolución CREG-70 de 1998:

6.2.2 PLAZOS PARA CORREGIR LAS DEFICIENCIAS EN LA CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

El OR tendrá un plazo máximo de treinta (30) días hábiles para corregir las deficiencias en la Calidad de la Potencia Suministrada de acuerdo con lo establecido en los numerales 6.2.1.1 al 6.2.1.5 de la presente Resolución.

Cuando las deficiencias se deban a la carga de un Usuario conectado al STR y/o SDL, el OR, como responsable de la Calidad de la Potencia, le dará un plazo de treinta (30) días hábiles al Usuario para la solución del problema. En este caso, si transcurrido el plazo fijado no se ha efectuado la corrección pertinente, el OR debe desconectar al Usuario respectivo, informando a la SSPD con dos (2) días hábiles de anticipación al corte.

6.2.3 INSTRUMENTOS FINANCIEROS PARA GARANTIA DE CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

<Numeral modificado por el artículo [1](#) de la Resolución CREG-096 de 2000, el nuevo texto es el siguiente:>

El OR deberá constituir un instrumento financiero que ampare a los Usuarios conectados a su Sistema en los Niveles de Tensión II, III y IV, por daños y perjuicios que se causen por el incumplimiento de los estándares de la calidad de la potencia suministrada. El cubrimiento de tal instrumento será determinado de conformidad con lo establecido en el Artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994.

Dicho instrumento deberá estar vigente antes de finalizar los seis (6) primeros meses de la entrada en vigencia de la presente Resolución. El valor o fondo del instrumento deberá ser igual, como mínimo, al cinco por ciento (5%) de los ingresos del OR del año inmediatamente anterior. Para nuevos OR's este valor será igual al cinco por ciento (5%) de los ingresos proyectados para el año respectivo.

La anterior disposición no exonera de la responsabilidad que tengan, de acuerdo con las normas vigentes, los OR's por los daños y perjuicios que le puedan causar a los Usuarios no amparados por este instrumento financiero.

Sin perjuicio de lo anterior, cuando quiera que un Usuario se vea perjudicado por una acción u omisión del OR, podrá interponer el reclamo ante la empresa, la cual deberá responder dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su recibo, como lo ordena el Artículo [158](#) de la Ley 142 de 1994. Si pasado ese término el OR no ha dado respuesta a la reclamación del Usuario, se aplicará lo dispuesto en el citado Artículo [158](#) de la Ley 142 de 1994, y demás normas concordantes, en virtud del cual, salvo que se demuestre que el Usuario auspició la demora, se entenderá que la reclamación ha sido resuelta en forma favorable a él.

En caso que el OR responda negativamente a la reclamación del Usuario, deberá adjuntar las pruebas que demuestren que los perjuicios reclamados por el Usuario no se debieron al incumplimiento de los estándares de calidad de la potencia suministrada. Frente a la respuesta negativa del OR, el Usuario podrá ejercer las acciones que le otorga la Ley.

Cuando el OR reconozca el perjuicio causado al Usuario ó si el OR no da respuesta al Usuario dentro del término antes señalado, la compensación al Usuario en cualquiera de los dos casos deberá hacerse efectiva dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a la fecha de presentación del reclamo ante la empresa, y cubrirá, como mínimo, la reparación del equipo y/o aparatos afectados. Alternativamente, la compensación podrá consistir en el reemplazo, en condiciones similares, del equipo y/o aparatos afectados, en cuyo caso la compensación así entendida deberá realizarse en un término no superior a veinticinco (25) días hábiles contados a partir de la presentación del reclamo ante la empresa.

<Notas de vigencia>

- Numeral modificado por el artículo [1](#) de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000

<Legislación anterior>

Texto original de la Resolución CREG-70 de 1998:

6.2.3 INSTRUMENTOS FINANCIEROS PARA GARANTIA DE CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

El OR deberá constituir un instrumento financiero que ampare a los Usuarios conectados a su Sistema en los Niveles de Tensión II, III y IV, por daños y perjuicios que se causen por el incumplimiento de los estándares de la calidad de la potencia suministrada. El cubrimiento de tal instrumento será determinado de conformidad con lo establecido en el Artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994.

Dicho instrumento deberá estar vigente antes de finalizar los seis (6) primeros meses de la entrada en vigencia de la presente Resolución. El valor o fondo del instrumento deberá ser igual, como mínimo, al cinco por ciento (5%) de los ingresos del OR del año inmediatamente anterior. Para nuevos OR's este valor será igual al cinco por ciento (5%) de los ingresos proyectados para el año respectivo.

La anterior disposición no exonera de responsabilidad a los OR's por los daños y perjuicios que le puedan causar a los Usuarios no amparados por este instrumento financiero.

Sin perjuicio de lo anterior, cuando quiera que un Usuario se vea perjudicado por una acción u omisión del OR, deberá interponer el reclamo ante la empresa, quién deberá responder dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su recibo. El OR podrá asumir de manera directa la indemnización a que haya lugar, cuando considere que existen fundamentos suficientes, o remitir el reclamo a la entidad financiera que estuviere garantizando los daños y perjuicios, de la manera como se determina en el presente artículo.

6.2.4 INFORMACIÓN SOBRE LA CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

Todo OR debe contar con equipos que permitan monitorear los estándares de Calidad de la Potencia Suministrada. Así mismo, deberá mantener disponible en medio magnético la información que permita verificar el cumplimiento de dichos estándares.

6.3 CALIDAD DEL SERVICIO PRESTADO.

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

6.3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES DEL SERVICIO DE ENERGÍA

6.3.1.1 De acuerdo con la Duración de la Interrupción

<Numeral modificado por el artículo [2](#) de la Resolución CREG-096 de 2000, el nuevo texto es el siguiente:>

Teniendo en cuenta la duración de las interrupciones, éstas se clasifican así:

- Instantáneas: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es inferior o igual a un (1) minuto.

- Transitorias: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es superior a un (1) minuto y menor o igual a cinco (5) minutos.

- Temporales: Son aquellas suspensiones del servicio de energía cuya duración es mayor a cinco (5) minutos.

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

- Interrupciones por racionamiento de emergencia o programadas del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros Eventos en Generación y en el STN, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND de acuerdo con la regulación de la CREG. El CND mantendrá disponible para los ORís la información relacionada con los Eventos citados anteriormente, con el fin de que los ORís los excluyan del cálculo de los indicadores.

- Interrupciones debidas a las indisponibilidades permitidas de los Activos de Conexión al STN, de conformidad con la regulación vigente.

- Interrupciones con duración igual o inferior a tres (3) minutos. A partir del inicio del Año 3 del Período de Transición no se tendrán en cuenta las interrupciones con duración igual o inferior a un (1) minuto.

- Interrupciones por seguridad ciudadana y solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.

- Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos.

- Eventos Programados de activos pertenecientes al nivel de tensión 4, debidas a trabajos de expansión.

- Indisponibilidades originadas en Eventos de fuerza mayor. El OR afectado por el Evento de fuerza mayor, deberá declarar oficialmente ante la SSPD la ocurrencia del mismo y será responsable por tal declaración. Así mismo, si se prevé que el Evento tendrá una duración superior a los tres (3) días a partir de su ocurrencia, el OR tendrá que informar a los Usuarios antes de transcurridos dos (2) días de la ocurrencia del evento, mediante publicación en un diario que circule en la zona afectada, o en su defecto, en otro medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada.

- Durante el Período de Transición establecido en el numeral 6.3.3, las interrupciones que se presenten como consecuencia de la aplicación de un programa de limitación de suministro, de conformidad con las disposiciones regulatorias vigentes, siempre y cuando la respectiva empresa se encuentre intervenida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, así: para las empresas que se encuentren intervenidas al 31 de diciembre de 2000, se excluirán estas interrupciones únicamente durante un plazo máximo de doce (12) meses a partir de la mencionada fecha; y para las intervenciones que se realicen con posterioridad al 31 de diciembre de 2000, se excluirán estas interrupciones únicamente durante un plazo máximo de doce (12) meses siguientes a la fecha en que se realice la intervención. Lo anterior, sin perjuicio del derecho de los Usuarios de reclamar ante el OR la indemnización de daños y perjuicios, de acuerdo con lo establecido en el Artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994.

<Notas de vigencia>

- Numeral modificado por el artículo [2](#) de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000

- Numeral modificado por el artículo [1](#) de la Resolución CREG-089 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43.835, del 30 de diciembre de 1999.

<Legislación anterior>

Texto modificado por la Resolución CREG-89 de 1999:

6.3.1.1 De acuerdo con la Duración de la Interrupción Teniendo en cuenta la duración de las interrupciones, éstas se clasifican así:

- *Instantáneas:* Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es inferior o igual a un (1) minuto.

- *Transitorias:* Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es superior a un (1) minuto y menor o igual a cinco (5) minutos.

- *Temporales:* Son aquellas suspensiones del servicio de energía cuya duración es mayor a cinco (5) minutos.

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

- *Interrupciones por racionamiento de emergencia o programadas del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros Eventos en Generación y en el STN, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND de acuerdo con la reglamentación de la CREG. El CND mantendrá disponible para los OR la información relacionada con los Eventos citados anteriormente, con el fin de que los OR los excluyan del cálculo de los indicadores.*

- *Interrupciones debidas a las indisponibilidades permitidas de los Activos de Conexión al STN de conformidad con la reglamentación de la CREG vigente.*

- *Interrupciones con duración igual o inferior a tres (3) minutos.*

- *Interrupciones por seguridad ciudadana y solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.*

- *Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos.*

- *Eventos Programados de activos pertenecientes al nivel de tensión 4, debidas a trabajos de expansión.*

- *Indisponibilidades originadas en Eventos de fuerza mayor. El OR afectado por el Evento de fuerza mayor, deberá declarar oficialmente ante la SSPD la ocurrencia del mismo y será responsable por tal declaración. Así mismo, si se*

prevé que el Evento tendrá una duración superior a los tres (3) días a partir de su ocurrencia, el OR tendrá que informar a los Usuarios antes de transcurridos dos (2) días de la ocurrencia del evento, mediante publicación en un diario que circule en la zona afectada, o en su defecto, en otro medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada.

Texto original de la Resolución 70 de 1998:

6.3.1.1 De acuerdo con la Duración de la Interrupción

Teniendo en cuenta la duración de las interrupciones, éstas se clasifican así:

- Instantáneas: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es inferior o igual a un (1) minuto.

- Transitorias: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es superior a un (1) minuto y menor o igual a cinco (5) minutos.

- Temporales: Son aquellas suspensiones del servicio de energía cuya duración es mayor a cinco (5) minutos.

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

- Interrupciones Instantáneas.

- Interrupciones por racionamiento de emergencia o programadas del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros Eventos en Generación y en el STN, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND.

- Interrupciones por seguridad ciudadana y solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.

- Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos

- 6.3.1.2 De acuerdo con el Origen

Teniendo en cuenta el origen de las interrupciones éstas se clasifican así:

- No Programadas: Son aquellas interrupciones que obedecen a Eventos No Programados.

- Programadas: Son aquellas interrupciones que obedecen a Eventos Programados.

Para el cálculo de los indicadores que se definen más adelante se tendrán en cuenta las Interrupciones aquí enunciadas.

6.3.2 INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO PRESTADO

Los indicadores de Calidad del Servicio Prestado, así como los Valores a Compensar establecidos en el numeral 6.3.4 de este Reglamento, se calcularán mensualmente. Los Indicadores son los siguientes:

6.3.2.1 Indicadores para el Período de Transición

<Numeral modificado por el artículo [2](#) de la Resolución CREG- 089 de 1999. El nuevo texto es el siguiente:>

Durante el Período de Transición establecido en el numeral 6.3.3, la Calidad del Servicio Prestado se medirá al nivel de Circuito con base en los siguientes Indicadores:

a) Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES)

a.1) Año 1 del Período de Transición

Es el tiempo total, medido sobre los últimos doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido en un Circuito. Los OR deben calcular el Indicador DESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

donde:

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

i: Interrupción i-ésima.

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

NTI: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el Circuito durante los últimos doce (12) meses.

Los Usuarios tendrán derecho a reclamar por los indicadores DES reales que ellos *puedan contabilizar. En caso de controversia entre el OR y los Usuarios, la carga de la prueba será a cargo del OR.*

a.2) Años 2 y 3 del Período de Transición

<Literal modificado por el artículo [3](#) de la Resolución CREG-096 de 2000, el nuevo texto es el siguiente:>

Es el tiempo total en que el servicio es interrumpido en un Circuito. Los ORís deben calcular el Indicador DESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

donde:

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

i: Interrupción i-ésima.

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

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

Los Usuarios tendrán derecho a reclamar por los indicadores DES reales que ellos puedan contabilizar. En caso de controversia entre el OR y los Usuarios, la carga de la prueba en contrario, será a cargo del OR.

<Notas de vigencia>

- *Literal a2 modificado por el artículo 3 de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000*

<Legislación anterior>

Texto modificado por la Resolución CREG- 89 de 1999:

a.2) Años 2 y 3 del Período de Transición

Es el tiempo total, medido en cada uno de los trimestres de un año calendario, en que el servicio es interrumpido en un circuito. Los OR deben calcular el Indicador DESc trimestralmente para cada circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

donde:

DESc: Sumatoria del Tiempo en horas de las interrupciones del servicio en un Circuito, durante los últimos tres (3) mes.

i: Interrupción i-ésima.

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

NTI: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el Circuito durante los últimos tres (3) meses.

Los Usuarios tendrán derecho a reclamar por los indicadores DES reales que ellos puedan contabilizar. En caso de controversia entre el OR y los Usuarios, la carga de la prueba será a cargo del OR.

b) Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES)

b.1) Año 1 del Período de Transición

Mide la confiabilidad de un STR y/o SDL como el número de interrupciones que presenta un Circuito durante los últimos doce (12) meses. Los OR deben calcular el Indicador FESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

donde:

FESc: Sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un circuito, durante los últimos doce (12) meses.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

Los Usuarios tendrán derecho a reclamar por los indicadores FES reales que ellos puedan contabilizar. En caso de controversia entre el OR y los Usuarios, la carga de la prueba será a cargo del OR.

b.2) Años 2 y 3 del Período de Transición

<Literal modificado por el artículo [3](#) de la Resolución CREG-096 de 2000, el nuevo texto es el siguiente:>

Mide la confiabilidad de un STR y/o SDL como el número de interrupciones que presenta un Circuito. Los OR's deben calcular el Indicador FESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$FESc = NTI$

donde:

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

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

Los Usuarios tendrán derecho a reclamar por los indicadores FES reales que ellos puedan contabilizar. En caso de controversia entre el OR y los Usuarios, la carga de la prueba en contrario, será a cargo del OR.

<Notas de vigencia>

- Literal b2 modificado por el artículo [3](#) de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000

<Legislación anterior>

Texto modificado por la Resolución CREG-89 de 1999:

b.2) Años 2 y 3 del Período de Transición

Mide la confiabilidad de un STR y/o SDL como el número de interrupciones que presenta un Circuito en cada uno de los trimestres de un año calendario. Los OR deben calcular el Indicador FESc trimestralmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$FESc = NTI$

donde:

FESc: Sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un Circuito, durante los últimos tres (3) meses.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

Los Usuarios tendrán derecho a reclamar por los indicadores FES reales que ellos puedan contabilizar. En caso de controversia entre el OR y los Usuarios, la carga de la prueba será a cargo del OR.

c) Indicadores de Seguimiento de la Calidad del Servicio Prestado

Los OR, para efectos estadísticos y de diagnóstico, realizarán un seguimiento de Calidad Media del Servicio Prestado por nivel de tensión, para los años 2 y 3 del Período de Transición, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

donde:

DES_n: Tiempo promedio por Usuario, en horas, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante el último mes.

FES_n: Frecuencia promedio por Usuario, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante el último mes.

i: Interrupción i-ésima.

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

NT: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el nivel de tensión n, durante el último mes.

U_a(i): Número Total de Usuarios afectados por la Interrupción i-ésima en el nivel de tensión n.

U_n(i): Número Total de Usuarios en el nivel de tensión n, en el momento de la Interrupción i-ésima.

d) Indicadores DESc y FESc por defecto

<Literal modificado por el artículo [3](#) de la Resolución CREG-096 de 2000, el nuevo texto es el siguiente:>

Cuando el OR no calcule los indicadores establecidos en los literales a) y b) de este numeral, cuando el OR no realice los reportes de información relacionados con la Calidad del Servicio Prestado, en los formatos, términos y medios establecidos en esta Resolución ó cuando el Comercializador no publique en la factura de los Usuarios la información establecida en esta Resolución (bien sea por la no entrega del OR de la información, o por que el Comercializador no realiza la publicación), los indicadores DESc y FESc se calcularán mensualmente ó trimestralmente por defecto teniendo en cuenta las siguientes expresiones:

Año 1 del Período de Transición:

- El tiempo en horas de interrupción de cada Circuito para cada mes del año 1999 será igual a la doceava parte de la meta establecida en el numeral 6.3.3.1. multiplicada por un factor de 1.6.

- El tiempo en horas de interrupción de cada Circuito para cada mes del año 2000 será igual a la doceava parte de la meta establecida en el numeral 6.3.3.1. multiplicada por un factor de 3.2.

- El número de interrupciones de cada Circuito para cada mes del año 1999 será igual a la doceava parte de la meta establecida en el numeral 6.3.3.1. multiplicada por un factor de 1.6.

- El número de interrupciones de cada Circuito para cada mes del año 2000 será igual a la doceava parte de la meta establecida en el numeral 6.3.3.1. multiplicada por un factor de 3.2.

Años 2 y 3 del Período de Transición:

- Para cada trimestre (1 de enero - 31 de marzo, 1 de abril - 30 de junio, 1 de julio - 30 de septiembre y 1 de octubre - 31 de diciembre), se asumirá el indicador DESc por grupo, según la clasificación presentada en el numeral 6.3.3.1 de esta Resolución, así: Grupo 1: 24 horas, Grupo 2: 48 horas, Grupo 3: 78 horas y Grupo 4: 135 horas. Para cada mes del trimestre respectivo se asumirá el indicador DESc igual a un tercio de los valores establecidos.

- Para cada trimestre (1 de enero - 31 de marzo, 1 de abril - 30 de junio, 1 de julio - 30 de septiembre y 1 de octubre - 31 de diciembre), se asumirá el indicador FESc por grupo, según la clasificación presentada en el numeral 6.3.3.1 de esta Resolución, así: Grupo 1: 48 interrupciones, Grupo 2: 81 interrupciones, Grupo 3: 120 interrupciones y Grupo 4: 159 interrupciones. Para cada mes del trimestre respectivo se asumirá el indicador FESc igual a un tercio de los valores establecidos.

La aplicación de los indicadores por defecto no exoneran a las empresas, de las sanciones que deba aplicar la SSPD por el incumplimiento en la determinación de los indicadores DESc y FESc, en el reporte de información y/o en las publicaciones en las facturas de los Usuarios, de conformidad con las características y plazos establecidos en esta Resolución.

A partir de los reportes que envíen los Operadores de Red a los Comercializadores con copia a la SSPD y a la CREG, ésta última verificará, en el estudio para determinar los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local de la siguiente vigencia tarifaria, la consistencia de la información con los inventarios que los OR's presenten ante la CREG para efectos de determinar los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.

Los Usuarios tendrán derecho a reclamar por los indicadores DES y FES reales que ellos puedan contabilizar. En caso de controversia entre el OR y los Usuarios, la carga de la prueba en contrario, será a cargo del OR.

<Notas de vigencia>

- Literal d) del Numeral 6.3.2.1 modificado por el artículo [3](#) de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000

- Numeral 6.3.2.1 modificado por el artículo [2](#) de la Resolución CREG-089 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43.835, del 30 de diciembre de 1999.

- Numeral 6.3.2.1 modificado por el artículo [1](#) de la Resolución CREG-025 de 1999,

<Legislación anterior>

Texto modificado por la Resolución CREG-89 de 1999:

d) Indicadores DESc y FESc por defecto

Cuando el OR no calcule los indicadores establecidos en los literales a) y b) de este numeral o cuando el OR no realice los reportes establecidos en este Reglamento relacionados con la Calidad del Servicio Prestado, los indicadores DESc y FESc se calcularán mensualmente por defecto teniendo en cuenta las siguientes expresiones:

- El tiempo en horas de interrupción de cada Circuito para cada mes del año 1999 será igual a la doceava parte de la meta establecida en el numeral 6.3.3.1. multiplicada por un factor de 1.6.

- El tiempo en horas de interrupción de cada Circuito para cada mes del año 2000 será igual a la doceava parte de la meta establecida en el numeral 6.3.3.1. multiplicada por un factor de 3.2.

- El número de interrupciones de cada Circuito para cada mes del año 1999 será igual a la doceava parte de la meta establecida en el numeral 6.3.3.1. multiplicada por un factor de 1.6.

- El número de interrupciones de cada Circuito para cada mes del año 2000 será igual a la doceava parte de la meta establecida en el numeral 6.3.3.1. multiplicada por un factor de 3.2.

Los Indicadores por defecto para los años 2 y 3 del Período de Transición serán definidos por la CREG antes de julio 31 del año 2000.

La CREG verificará en el estudio para determinar los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local de la siguiente vigencia, la consistencia de la información contenida en el reporte de Circuitos que realicen los OR con los inventarios que los OR presenten ante la CREG para efectos de determinar los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local de la siguiente vigencia.

La aplicación de los indicadores por defecto no exoneran a los OR de sanciones que deba aplicar la SSPD por el incumplimiento en su determinación.

Los Usuarios tendrán derecho a reclamar por los indicadores DES y FES reales que ellos puedan contabilizar. En caso de controversia entre el OR y los Usuarios, la carga de la prueba será a cargo del OR.

Texto modificado por la Resolución 25 de 1999:

<Consultar Resolución CREG-25, artículo [1](#)>

Texto original de la Resolución 70 de 1998

6.3.2.1 Indicadores para el Período de Transición

Durante el período de transición establecido en el numeral 6.3.3, la Calidad del Servicio Prestado se medirá a nivel de Circuito con base en los siguientes Indicadores:

a) Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES)

Es el tiempo total, medido sobre los últimos doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido en un Circuito. Los OR's deben calcular el Indicador DESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

donde:

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

i: Interrupción i-ésima.

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

NTI: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el Circuito durante los últimos doce (12) meses.

b) Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES)

Mide la confiabilidad de un STR y/o SDL como el número de interrupciones que presenta un Circuito durante los últimos doce (12) meses. Los OR's deben calcular el Indicador FESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FESc=NTI$$

donde:

FESc: Sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un Circuito, durante los últimos doce (12) meses.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

c) Indicadores de Seguimiento de la Calidad del Servicio Prestado

Los ORís, para efectos estadísticos y de diagnóstico, realizarán un seguimiento de Calidad Media del Servicio Prestado por nivel de tensión, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

donde:

DES_n: Tiempo promedio por Usuario, en horas, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión *n*, durante los últimos doce (12) meses.

FES_n: Frecuencia promedio por Usuario, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión *n*, durante los últimos doce (12) meses.

i: Interrupción *i*-ésima.

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

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

Ua(i): Número Total de Usuarios afectados por la Interrupción *i*-ésima en el nivel de tensión *n*.

Un(i): Número Total de Usuarios en el nivel de tensión *n*, en el momento de la Interrupción *i*-ésima.

6.3.2.2 Indicadores Período Siguiete a la Transición

<Numeral modificado por el artículo [4](#) de la Resolución CREG-096 de 2000, el nuevo texto es el siguiente:>

La CREG antes del 31 de diciembre del año 2001 establecerá el esquema de medición respectivo.

<Notas de vigencia>

- Numeral 6.3.2.2 modificado por el artículo [4](#) de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000

<Legislación anterior>

Texto original de la Resolución CREG-70 de 1998:

6.3.2.2 Indicadores Definitivos

Una vez finalizado el período de transición establecido en el numeral 6.3.3, la Calidad del Servicio Prestado se medirá a nivel de Usuario individual con base en los siguientes Indicadores:

a) Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio

DES_j= Duración acumulada en horas, de las interrupciones durante los últimos doce (12) meses para el Usuario *j*.

b) Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio

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

6.3.3 VALORES MÁXIMOS ADMISIBLES DE LOS INDICADORES Y PERÍODO DE TRANSICIÓN

<Numeral modificado y adicionado por el artículo 3 de la Resolución CREG- 089 de 1999. El nuevo texto es el siguiente:>

Los Valores Máximos Admisibles para los indicadores DESc y FESc son los siguientes:

6.3.3.1. Año 1 del Período de Transición

<Numeral adicionado por el artículo 3 de la Resolución CREG- 089 de 1999. El texto es el siguiente:>

AÑO 1

DESc	FESc
GRUPO 1	30 60
GRUPO 2	60 100
GRUPO 3	96 150
GRUPO 4	168 200

Año 1: Período comprendido entre el 1o. de enero y el 31 de Diciembre del año 2000.

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

(2) Para efectos de definir los grupos establecidos en este numeral, estos se determinan con base en las siguientes reglas :

- Grupo 1, Circuitos ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

- Grupo 2, Circuitos ubicados en cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

- Grupo 3, Circuitos ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

- Grupo 4, Circuitos ubicados en suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

(3) La ubicación física de la subestación determina el Grupo al cual pertenecen los Circuitos correspondientes a alimentadores primarios, que se encuentran conectados a la misma. Para transformadores de distribución, el Grupo a que pertenecen estos Circuitos estará determinado por la ubicación física del transformador de distribución.

(4) Las metas de indicadores DESc y FESc para el año 1, no aplican a los municipios que se vieron afectados por el terremoto del 25 de enero de 1999, de conformidad con los Decretos 195 y 223 de 1999.

6.3.3.2. Años 2 y 3 del Período de Transición

<Numeral modificado por el artículo [5](#) de la Resolución CREG-096 de 2000, el nuevo texto es el siguiente:>

Para efectos de calcular los indicadores DESc y FESc, únicamente será necesario el registro, mediante equipos adecuados de medida, a nivel de alimentador primario en la respectiva subestación. Los indicadores DESc y FESc para transformadores de distribución se podrán calcular como la suma de los tiempos en horas de interrupción y el número de interrupciones, determinados con base en los reportes de novedades que afecten los mismos, más los indicadores DESc y FESc del alimentador primario al cual está conectado el respectivo transformador.

Los Valores Máximos Admisibles anuales, para los indicadores de calidad del servicio, son:

GRUPO (1)	AÑO 2 (2)		AÑO 3 (3)	
	DES (horas)	FES	DES (horas)	FES
1	19	38	11	26
2	29	58	19	44
3	39	68	29	51
4	61	84	39	58

(1) Tipo de Circuito:

Se sigue la misma clasificación presentada en el numeral 6.3.3.1. de la presente Resolución.

(2) Año 2 Período de Transición:

Indicador DES, en Horas - Año, y FES, en Interrupciones - Año, para el Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2001.

(3) Año 3 Período de Transición:

Indicador DES, en Horas - Años, y FES, en Interrupciones - Trimestre, para el Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2002.

(4) Las metas de indicadores DESc y FESc para el año 2, no aplican a los municipios que se vieron afectados por el terremoto del 25 de enero de 1999, de conformidad con los Decretos 195 y 223 de 1999.

Los Valores Máximos Admisibles para los indicadores DESc y FESc establecidos en este numeral, aplican a la totalidad de los Circuitos de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Sistemas de Distribución Local de los OR's existentes y futuros.

A más tardar el 26 de diciembre de 2000, los Operadores de Red deberán informar a la CREG y a la SSPD, mediante comunicación escrita suscrita por el Representante Legal, los Valores Máximos Admisibles de los Indicadores de Calidad por Grupo, para cada uno de los Trimestres de los Años 2 y 3 del Período de Transición (1 de enero - 31 de marzo, 1 de abril - 30 de junio, 1 de julio - 30 de septiembre y 1 de octubre - 31 de diciembre). Estos Valores Máximos Trimestrales serán únicos por empresa, cada DESc trimestral deberá estar en horas, cada FESc trimestral deberá estar en número entero y las suma de los Valores trimestrales de cada año no podrán superar los Valores Máximos Admisibles Anuales establecidos en este numeral. Si vencido el plazo mencionado, un Operador de Red no reporta los Valores Máximos Admisibles Trimestrales ó reporta Valores que no cumplan con las condiciones aquí establecidas, se asumirán para su sistema, para los años 2 y 3 del Período de Transición, Valores Máximos Admisibles Trimestrales iguales a la cuarta parte de los Valores Anuales fijados por la CREG.

Los Valores Máximos Admisibles que se definan para cada trimestre de acuerdo con lo aquí establecido deberán ser publicados por el OR, con anterioridad al trimestre respectivo, en un diario ó medio de comunicación de amplia circulación en la zona donde él opera, previa aprobación por parte de la Dirección Ejecutiva de la CREG, la cual se emitirá a más tardar el día 27 de diciembre de 2000.

<Notas de vigencia>

- Numeral 6.3.3.2 modificado por el artículo 5 de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000

Numeral 6.3.3.2 adicionado por el artículo 3 de la Resolución CREG-089 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43.835, del 30 de diciembre de 1999.

<Legislación anterior>

Texto adicionado por la Resolución CREG-89 de 1999:

6.3.3.2. Años 2 y 3 del Período de Transición

A PARTIR DE:

INDICADOR CIRCUITO AÑO 2() AÑO 3 (*)*

DESc Urbano y Rural DESc2 12 Horas

FESc Urbano y Rural FESc2 18 Veces

() Teniendo en cuenta las disposiciones del numeral 6.3.2.1, para los años 2 y 3 del Período de Transición, las metas presentadas deberán dividirse por 4, para efectos de verificar el cumplimiento de los valores máximos admisibles para los indicadores DES y FES.*

Año 2: Período comprendido entre el 1o. de enero y el 31 de Diciembre del año 2001.

Año 3: Período comprendido entre el 1o. de enero y el 31 de Diciembre del año 2002.

Los valores DESc2 y FESc2 por Circuito serán definidos por la CREG de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 6.3.5. de esta resolución.

6.3.3.3. Período siguiente a la Transición

<Numeral modificado por el artículo [6](#) de la Resolución CREG-096 de 2000, el nuevo texto es el siguiente:>

Antes de diciembre 31 del año 2001, la CREG, en forma conjunta con el esquema de remuneración de la actividad de remuneración de la actividad de Transporte en los STR y SDL (tal como está establecido en el Artículo [8](#), Parágrafo 3, de la Resolución CREG 099 de 1997), establecerá el esquema de calidad de los Sistemas de Transmisión Regional y de los Sistemas de Distribución Local, aplicable al período tarifario posterior al 31 de diciembre del año 2002.

No obstante lo anterior, tanto para el Período de Transición como para el Período Definitivo, los Usuarios individuales tienen derecho a solicitar al OR límites de calidad inferiores a los aquí establecidos, siempre y cuando asuman los mayores costos eficientes que conlleve esa reducción. En este caso, el OR está en la obligación de ofrecer el nivel de calidad solicitado por el Usuario siempre y cuando sea técnicamente factible.

<Notas de vigencia>

- Numeral 6.3.3.3 modificado por el artículo [6](#) de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000

- Números 6.3.3 modificado y adicionado por el artículo [3](#) de la Resolución CREG-089 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43.835, del 30 de diciembre de 1999.

- Numeral 6.3.3. modificado y adicionado por el artículo [2](#) de la Resolución CREG-025 de 1999,

<Legislación anterior>

Texto modificado por la Resolución CREG-89 de 1999:

6.3.3.3. Período Definitivo

A más tardar un (1) año antes de que finalice el Período de Transición, la CREG establecerá los Valores Máximos Admisibles para los Indicadores DES y FES a nivel de Usuario individual, que regirán para los cinco (5) años siguientes al Período de Transición. Adicionalmente, la CREG podrá modificar parcial o totalmente el esquema definido para el Período Definitivo, tales como los Indicadores, los Valores Máximos Admisibles y la metodología de estimación de las compensaciones, entre otras.

No obstante lo anterior, tanto para el Período de Transición como para el Período Definitivo, los Usuarios individuales tienen derecho a solicitar al OR límites de calidad inferiores a los aquí establecidos, siempre y cuando asuman los mayores costos eficientes que conlleve esa reducción. En este caso, el OR está en la obligación de ofrecer el nivel de calidad solicitado por el Usuario siempre y cuando sea técnicamente factible.

Texto modificado por la Resolución 25 de 1999:

6.3.3 VALORES MÁXIMOS ADMISIBLES DE LOS INDICADORES Y PERÍODO DE TRANSICIÓN

Los Valores Máximos Admisibles para los indicadores DESc y FESc son los siguientes:

6.3.3.1. Año 1 del Período de Transición

AÑO 1

DESc FESc

GRUPO 1 30 60

GRUPO 2 60 100

GRUPO 3 96 150

GRUPO 4 168 200

Año 1: Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2000.

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

(2) Para efectos de definir los Grupos establecidos en este numeral, estos se determinan con base en las siguientes reglas:

- GRUPO 1, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- GRUPO 2, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- GRUPO 3, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- GRUPO 4, Circuitos ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

(3) La ubicación física de la subestación determina el Grupo al cual pertenecen los Circuitos correspondientes a alimentadores primarios, que se encuentran conectados a la misma. Para transformadores de distribución, el Grupo a que pertenecen estos Circuitos estará determinado por la ubicación física del transformador de distribución.

(4) Las metas de indicadores DESc y FESc para el año 1, no aplican a los municipios que se vieron afectados por el terremoto del 25 de enero de 1999, de conformidad con los Decretos 195 y 223 de 1999.

6.3.3.2. Años 2 y 3 del Período de Transición

A PARTIR DE:

INDICADOR CIRCUITO AÑO 2 AÑO 3

des Urbano y Rural DESc2 12 Horas

fESE Urbano y Rural FESc2 18 Veces

Año 2: Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2001.

Año 3: Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2002.

Los valores DESc2 y FESc2 por Circuito serán definidos por la CREG de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 6.3.5. de esta Resolución.

6.3.3.3. Período Definitivo

A más tardar un (1) año antes de que finalice el Período de Transición, la CREG establecerá los Valores Máximos Admisibles para los Indicadores DES y FES a nivel de Usuario individual, que regirán para los cinco (5) años siguientes al Período de Transición. Adicionalmente, la CREG podrá modificar parcial o totalmente el esquema de los Indicadores, los Valores Máximos Admisibles y la metodología de estimación de las compensaciones.

No obstante lo anterior, tanto para el Período de Transición como para el Período Definitivo, los Usuarios individuales tienen derecho a solicitar al OR límites inferiores a los aquí establecidos, siempre y cuando asuman los mayores costos que conlleve esa reducción.

Texto original de la Resolución 70 de 1998:

6.3.3 VALORES MÁXIMOS ADMISIBLES DE LOS INDICADORES Y PERÍODO DE TRANSICIÓN

Los Valores Máximos Admisibles para los indicadores DESc y FESc durante el Período de Transición de tres (3) años son los siguientes:

A PARTIR DE:

INDICADOR CIRCUITO AÑO 1 AÑO 2 AÑO 3

DESc Urbano y Rural DESc1 DESc2 12 Horas

FESc Urbano y Rural FESc1 FESc2 18 Veces

Año 1: Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2000.

Año 2: Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2001.

Año 3: Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2002.

Los valores DESc1, DESc2, FESc1 y FESc2 por Circuito, serán definidos por la CREG de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 6.3.5.

A más tardar un (1) año antes de que finalice el Período de Transición, la CREG establecerá los Valores Máximos Admisibles para los Indicadores DES y FES a nivel de Usuario individual, que regirán para los cinco (5) años siguientes al Período de Transición. Adicionalmente, la CREG podrá modificar parcial o totalmente el esquema de los Indicadores, los Valores Máximos Admisibles y la metodología de estimación de las compensaciones.

No obstante lo anterior, los Usuarios individuales tienen derecho a solicitar al OR límites inferiores a los aquí establecidos, siempre y cuando asuman los mayores costos que conlleve esa reducción.

6.3.4 INCUMPLIMIENTO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO PRESTADO

De acuerdo con lo establecido en el Artículo [136](#) de la Ley 142 de 1994, existe falla en la prestación del servicio cuando se incumpla cualquiera de los Indicadores DES y FES. En este caso, dará lugar a la aplicación del Artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994 mientras se estén incumpliendo los Valores Máximos Admisibles.

6.3.4.1 Período de Transición

<Numeral modificado por el artículo [4](#) de la Resolución CREG-089 de 1999. El nuevo texto es el siguiente:>

a) Año 1 del Período de Transición

El valor a compensar a los Usuarios afectados durante el año 1 del Período de Transición se determinará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Si $[(DESc-HCDc) - VMDESc] \leq 0$, entonces $VCDc = 0$

Si no, $VCDc = [(DESc-HCDc) - VMDESc] \times CR \times DPc$

donde:

VCDc: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador DES del circuito c.

DESc: Indicador DES registrado para el Circuito c.

HCDc: Horas efectivamente compensadas en el año 1 del Período de Transición por incumplimiento del Indicador DES en el Circuito c, durante los últimos doce (12) meses.

VMDESc: Valor Máximo Admisible para el Indicador DES de acuerdo con lo dispuesto en el Numeral 6.3.3.1. de esta resolución.

CR: Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento (Definido por la UPME) actualizado al mes respectivo. Para el primer año del Período de Transición será igual a la componente correspondiente al costo de racionamiento para el estrato cuatro (4) del sector residencial, utilizada por la UPME en el cálculo del Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento.

DPc: Demanda del Circuito c. Corresponde a la mayor Demanda Promedio Mensual en kW que se presentó en los últimos seis (6) meses. Para transformadores de distribución, mientras no se tenga medida, la Demanda será igual a la capacidad nominal (kW) del transformador. Si el OR cuenta con el vínculo Usuario-Transformador de distribución, la Demanda se podrá determinar con base en la medida de energía facturada a los respectivos Usuarios.

Se entenderá como Demanda Promedio Mensual en kW como el cociente entre la energía medida en el Circuito c en el mes respectivo y el número total de horas del mismo mes.

Si $(FESc-HCFc) - VMFESc \leq 0$, entonces $VCFc = 0$

Si no, $VCFc = [(FESc-HCFc) - VMFESc] \times [DESc/FESc] \times CR \times DPc$

donde:

VCFc: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador FES del Circuito c.

FESc: Indicador FES registrado para el Circuito c.

HCFc: Frecuencia de interrupciones efectivamente compensadas en el año 1 del Período de Transición por incumplimiento del Indicador FES en el Circuito c, durante los últimos doce (12) meses.

VMFESc: Valor Máximo Admisible para el Indicador FES de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 6.3.3.1. de esta resolución.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

Cuando para un mismo Circuito c, se incumplan de manera simultánea los Indicadores DESc y FESc, el OR compensará los dos (2) valores resultantes.

Para efectos de reconocer esta compensación por Circuito, el OR informará mensualmente a los Comercializadores que atienden a los Usuarios conectados al respectivo Circuito, el valor a compensar, detallando los Usuarios afectados y los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas anteriormente. El Comercializador respectivo reconocerá tales valores a cada uno de los Usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, en proporción a la energía consumida por los Usuarios en los últimos seis (6) meses, en la siguiente factura que se emita por el servicio, como un menor valor a pagar por parte de los respectivos Usuarios. El Comercializador descontará los valores compensados a los Usuarios del siguiente pago que tenga que hacerle al OR por el uso de su Sistema.

Aquellas empresas que no hayan identificado los Usuarios conectados al respectivo Circuito, inmediatamente se excedan los Valores Máximos Admisibles establecidos en el numeral 6.3.3.1. de esta resolución, deberán informar a la SSPD y a los Comercializadores los Circuitos que excedieron los Valores Máximos Admisibles y sus Indicadores DES y FES. A partir de ese momento el OR tendrá un plazo máximo de un (1) mes para informarles a los Comercializadores que atienden a los Usuarios conectados al respectivo Circuito, el valor a compensar, detallando los Usuarios afectados y los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas anteriormente.

Los OR deberán constituir un patrimonio autónomo en una sociedad fiduciaria debidamente registrada y autorizada por la Superintendencia Bancaria, en la cual depositarán mensualmente los recursos correspondientes a las compensaciones, siempre y cuando no exista identificación plena de los Usuarios conectados a un determinado Circuito.

La sociedad fiduciaria deberá separar contablemente los recursos por Circuito. De la misma manera deberá realizar inversiones de corto plazo fácilmente liquidables con los dineros recaudados, y enviará copia del respectivo reporte al OR y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Los costos de administración de los recursos provendrán directamente de los mismos, por lo que el OR no tendrá que asumir costos adicionales. Los rendimientos financieros serán de los Usuarios del respectivo Circuito.

Sin embargo, una vez se cumpla el plazo máximo de un (1) mes con que cuenta el OR para informarles a los Comercializadores lo aquí establecido, el OR pagará intereses moratorios por cada mes adicional a la máxima tasa moratoria, sobre los recursos depositados en el Patrimonio Autónomo.

Una vez exista una identificación plena de los Usuarios conectados a un determinado Circuito, para disponer de los recursos del patrimonio autónomo, el Comercializador respectivo reconocerá tales valores a cada uno de los Usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, en proporción a la energía consumida por los Usuarios en los últimos seis (6) meses, en la siguiente factura que se emita por el servicio, como un menor valor a pagar por parte de los respectivos Usuarios. Una vez entregadas las facturas a los Usuarios afectados, los Comercializadores deberán dirigir una comunicación suscrita por el Revisor Fiscal y el Representante Legal, la cual tendrá el alcance del artículo 43 de la ley 222 de 1996, en la cual determinen el monto total compensado a los Usuarios afectados por Circuito. El OR y los organismos de control y vigilancia podrán solicitar los documentos que respalden la solicitud, los cuales deberán estar a disposición. La Sociedad Fiduciaria girará los recursos correspondientes a los Comercializadores una vez se surta el trámite aquí previsto.

Los valores compensados a los Usuarios, los Indicadores de Calidad calculados y los Valores Máximos Admisibles, a nivel de Circuito o de Usuario según el caso, deberán ser discriminados por el Comercializador en la factura por el servicio.

Cada OR deberá enviar trimestralmente a la SSPD una relación de los valores compensados a los Comercializadores por este concepto, detallando en forma mensual los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas en este Numeral. Así mismo, los Comercializadores deberán enviar trimestralmente a la SSPD, estableciendo en forma mensual, una relación de los valores aplicados en las facturas de sus Usuarios.

Los informes a presentar que aquí se mencionan, deben considerar como mínimo, lo establecido en el numeral 1.5 del anexo RD-1.

Cuando quiera que el OR incumpla con las obligaciones aquí descritas, y por lo tanto se configure un incumplimiento de la ley y de la regulación expedida por la CREG, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios deberá sancionar a la empresa de acuerdo con lo establecido en el artículo [81](#) de la Ley 142 de 1994, para lo cual deberá tener en cuenta la necesidad que tienen los Usuarios de recibir un servicio en las condiciones y de acuerdo con los parámetros de calidad a los que se refiere esta resolución.

Las sanciones que imponga la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios no serán obstáculo para que los Usuarios interpongan las acciones legales pertinentes para restando, entre otros, los temas esbozados en el literal a) de este Numeral.

b) Años 2 y 3 del Período de Transición <Literal modificado por el artículo [7](#) de la Resolución CREG-096 de 2000, el nuevo texto es el siguiente:>

Para efectos de hacer efectivas las compensaciones por la calidad del servicio, durante los años 2 y 3 del Período de Transición, se procederá así:

b.1. Dentro de los quince (15) primeros días calendario de cada mes el OR informará a cada uno de los Comercializadores que atienden Usuarios conectados a su STR y/o SDL, con copia a la SSPD y a la CREG, el listado de Usuarios del Comercializador indicando para cada uno de ellos:

- Número de Identificación del Usuario - NIU. El Operador de Red deberá asignar éste Número de Identificación, a cada uno de los Usuarios conectados a su sistema, independientemente del Comercializador que los atienda.
- Código del Circuito al que pertenece el Usuario, este código lo determina el OR y no podrá ser modificado sin previa autorización de la SSPD
- Número del Grupo del Circuito al que pertenece el Usuario
- Nivel de Tensión del Circuito al que pertenece el Usuario
- Indicadores DES y FES del Circuito al que pertenece el Usuario correspondientes al mes inmediatamente anterior, y las interrupciones no consideradas en el cálculo de los mismos de conformidad con lo establecido en el numeral 6.3.1.1. de esta Resolución.

La Dirección Ejecutiva de la CREG determinará periódicamente, mediante circular, el formato y medios autorizados para el reporte de esta información; sin embargo, el formato que inicialmente defina la Dirección Ejecutiva podrá modificarse posteriormente.

Sí cumplidos los quince (15) primeros días calendario de cada mes, el OR no ha reportado la información de calidad del mes anterior, siguiendo los formatos y medios aprobados por la Dirección Ejecutiva de la CREG, el Comercializador dará aplicación a los Indicadores por Defecto establecidos en el literal d, numeral 6.3.2.1, de esta Resolución. Igualmente, cuando el OR no reporte el Número del Grupo del Circuito al que pertenece el Usuario, se aplicarán al respectivo Circuito los Indicadores DESc y FESc por Defecto del Grupo 4, de conformidad con lo establecido en el literal d, numeral 6.3.2.1, de esta Resolución.

Si un Comercializador, diferente al Comercializador integrado verticalmente con el respectivo OR, ha registrado las interrupciones que experimentaron sus Usuarios y, después de descontar de estas interrupciones las que no se tienen en cuenta en el cálculo de los Indicadores de conformidad con el numeral 6.3.1.1. de esta Resolución reportadas por el OR, los indicadores DES y FES resultantes son superiores a los reportados por el Operador de Red, el Comercializador efectuará las compensaciones a sus Usuarios a partir de los indicadores DES y FES reportados por el OR y solicitará a éste la aclaración de las diferencias.

A partir del recibo de la comunicación del Comercializador, el OR cuenta con un plazo máximo para responder de quince (15) días hábiles. Si vencido este plazo el OR no responde, ó no soporta debidamente las diferencias ó si el OR responde debidamente sustentada la solicitud dentro del plazo señalado y existiesen valores a favor de los Usuarios; el Comercializador realizará los ajustes necesarios en la siguiente factura que emita al Usuario. A los pagos realizados con posterioridad a la solicitud deberán adicionarse los intereses correspondientes a la tasa bancaria corriente, certificada mensualmente por la Superintendencia Bancaria, sobre el valor de dicho pago.

Análogamente, si un Usuario reporta al Comercializador las interrupciones que percibió, y el Comercializador, después de descontar de dichas interrupciones las "Interrupciones no Consideradas" (numeral 6.3.1.1. de esta Resolución) reportadas por el OR, verifica que los indicadores DES y FES resultantes son superiores a los reportados por el Operador de Red, el Comercializador efectuará las compensaciones al Usuario a partir de los indicadores DES y FES reportados por el OR e informará al Usuario tal situación, quien, de

conformidad con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, tendrá el derecho a presentar la reclamación respectiva al Comercializador.

Si la Reclamación se resuelve favorablemente al Usuario, el Comercializador realizará los ajustes necesarios en la siguiente factura que emita a éste. A los pagos realizados con posterioridad a la solicitud deberán adicionarse los intereses correspondientes a la tasa bancaria corriente, certificada mensualmente por la Superintendencia Bancaria, sobre el valor de dicho pago.

b.2. En la siguiente factura que emita el Comercializador a cada uno de sus Usuarios, con posterioridad al veinticincoavo (25) día calendario de cada mes, deberá hacer efectivas las compensaciones y presentar la siguiente información:

- Nombre, código y número de Grupo del Circuito al cual se encuentra conectado el Usuario

- Indicador DESc (Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio) y FESc (Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio), del Circuito al cual se encuentra conectado el Usuario. Considerando que los indicadores de calidad se evalúan trimestralmente así: 1 de enero - 31 de marzo, 1 de abril - 30 de junio, 1 de julio - 30 de septiembre y 1 de octubre - 31 de diciembre, los indicadores que se publiquen en la factura deberán corresponder al acumulado hasta el mes respectivo dentro del trimestre al que éste pertenece.

- Valor Máximo Admisible de los indicadores de Calidad del Servicio para el trimestre al que pertenece el mes que se reporta de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 6.3.3.2. de esta Resolución.

- Valor a compensar al Usuario resultante de aplicar las disposiciones del literal b3. Complementariamente se deberá informar el valor de las variables CI y DPc utilizadas en el cálculo de la compensación.

- Nombre, Dirección y teléfono del Operador de Red del sistema al que se conecta el Usuario.

b3. El Comercializador para cada uno de sus Usuarios, dentro de los veinticinco (25) primeros días calendario del mes siguiente a la finalización de cada uno de los trimestres sobre los cuales se evalúan los indicadores de calidad del servicio, calculará el valor a compensar a cada uno de sus Usuarios de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Para el indicador DES:

Si $[DESc - VMDESc] \leq 0$, entonces $VCDc = 0$

Si no, $VCDc = [DESc - VMDESc] \times CI \times DPc$

donde:

VCDc: Valor a Compensar al Usuario por el Incumplimiento del Indicador DES en el Circuito c, al cual se encuentra conectado

DESc: Indicador DES del Circuito c reportado al Comercializador por el OR.

Cuando el OR no reporte la información de calidad al Comercializador, en los formatos, términos y medios establecidos en esta Resolución o cuando el Comercializador no reporte en la factura la información de calidad, el Indicador DESc será igual al Indicador por Defecto respectivo, de conformidad con este numeral y el literal d, numeral 6.3.2.1 de esta Resolución.

VMDESc: Valor Máximo Admisible para el Indicador DES fijado por la CREG.

Cuando el OR no informe el Grupo del Circuito al cual pertenece el Usuario, el Comercializador asumirá como Valor Máximo Admisible el correspondiente al Grupo uno (1).

CI: Costo Estimado de la Energía no Servida; el cual, es igual a 265.2 \$/kWh, \$ Colombianos del 30 de noviembre de 1997. Este valor se deberá actualizar al mes en el cual se efectúa la compensación utilizando el Índice de Precios al Consumidor nacional reportado por el DANE.

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

Para el indicador FES:

Si $[FESc - VMFESc] \leq 0$, entonces $VCFc = 0$

Si no, $VCFc = [FESc - VMFESc] \times [DESc/FESc] \times CI \times DPc$

donde:

VCFc: Valor a Compensar al Usuario por el Incumplimiento del Indicador FES en el Circuito c, al cual se encuentra conectado ario

FESc: Indicador FES del Circuito c, reportado al Comercializador por el OR.

Cuando el OR no reporte la información de calidad al Comercializador, en los formatos, términos y medios establecidos en esta Resolución o cuando el Comercializador no reporte en la factura la información de calidad, el Indicador FESc será igual al Indicador por Defecto respectivo, de conformidad con este numeral y el literal d, numeral 6.3.2.1 de esta Resolución.

VMFESc: Valor Máximo Admisible para el Indicador FES fijado por la CREG

Cuando el OR no informe el Grupo del Circuito al cual pertenece el Usuario, el Comercializador asumirá como Valor Máximo Admisible el correspondiente al Grupo uno (1).

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

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

El Comercializador hará efectivas las compensaciones, siguiendo las disposiciones contenidas en esta Resolución, como un menor valor a pagar por parte de los usuarios respectivos.

b.4. En cada pago por concepto de Cargos por Uso de STR y/o SDL que realice el Comercializador al OR, descontará los valores efectivamente compensados durante el período sobre el cual se están liquidando dichos cargos. En caso que los indicadores DESc y FESc sobre el cual se evaluaron las compensaciones incluyan interrupciones correspondientes a la aplicación de un programa de limitación de suministro al Comercializador, ó por la aplicación de los indicadores DESc y FESc por defecto debido al no reporte de la información de calidad en la factura, este no podrá descontar del pago por concepto de Cargos por Uso las compensaciones asociadas a dichas interrupciones.

Como soporte del valor a descontar, el Comercializador deberá informar al OR, con copia a la SSPD y a la CREG, los Usuarios que efectivamente recibieron compensación, detallando en cada caso lo siguiente:

- Nombre y Número de Identificación del Usuario (según Codificación del OR)
- Código del Circuito al cual se encuentra conectado el Usuario
- Valores Máximos Admisibles para los Indicadores DES y FES utilizados en el cálculo de las compensaciones respectivas
- Indicador DESc y FESc utilizado en el cálculo de la compensación (realizando la aclaración respectiva en el caso que se hayan aplicado los indicadores por defecto)
- Valor de la variable CI utilizada en el cálculo de la compensación al Usuario
- Valor de la variable DPc utilizada en el cálculo de la compensación al Usuario
- Valor total de la compensación efectivamente realizada al Usuario. En caso que los indicadores DESc y FESc incluyan interrupciones correspondientes a la aplicación de un programa de limitación de suministro al Comercializador, ó a la aplicación de los indicadores DESc y FESc por defecto debido al no reporte de la información de calidad en la factura, este deberá discriminar el valor de compensación que percibió el Usuario debido a esta situación

La Dirección Ejecutiva de la CREG determinará periódicamente, mediante circular, el formato y medios autorizados para el reporte de esta información; sin embargo, el formato que inicialmente defina la Dirección Ejecutiva podrá modificarse posteriormente mediante circular.

Cuando quiera que el OR o el Comercializador incumpla con las obligaciones aquí descritas, y se configure un incumplimiento de la Ley y de la regulación expedida por la CREG, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios sancionará a la empresa de acuerdo con lo establecido en el Artículo [81](#) de la Ley 142 de 1994, para lo cual tendrá en cuenta además, la necesidad que tienen los Usuarios de recibir un servicio en las condiciones y de acuerdo con los parámetros de calidad a los que se refiere esta Resolución.

Las sanciones que imponga la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios no serán obstáculo para que los Usuarios interpongan las acciones legales pertinentes para restablecer los perjuicios causados por el incumplimiento y no cubiertos por la compensación. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios inspeccionará y vigilará periódicamente a los OR's para verificar la consistencia de la información que reporte el OR.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá publicar en diarios de amplia circulación local o nacional, según el caso, los OR's y la información que no hubieren reportado de la manera como se determina en esta Resolución.

La compensación anterior no limita el derecho de los Usuarios de reclamar ante el OR la indemnización de daños y perjuicios, no cubiertos por la compensación, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994.

Si en un año determinado, los valores compensados por el OR superan el veinte por ciento (20%) de sus ingresos por Cargos por Uso correspondientes al año inmediatamente anterior, la SSPD lo tendrá como una causal de intervención, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley 142 de 1994 y demás normas aplicables. Cuando la SSPD tome posesión del OR por estos efectos, se suspenden las compensaciones de calidad por el término máximo de un (1) año, sin perjuicio del derecho de los Usuarios de reclamar ante el OR la indemnización de daños y perjuicios, de acuerdo con lo establecido en el Artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994.

<Notas de vigencia>

- *Literal b) modificado por el artículo [7](#) de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000*

Destaca el editor que este numeral no tenía literal b) , como tampoco en sus modificaciones.

- *Numeral 6.3.4.1 modificado por el artículo [4](#) de la Resolución CREG-089 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43.835, del 30 de diciembre de 1999.*

- *Numeral 6.3.4.1 modificado por el artículo [3](#) de la Resolución CREG-025 de 1999.*

<Legislación anterior>

Texto modificado por la Resolución 25 de 1999:

6.3.4.1 Período de Transición

El valor a compensar a los Usuarios afectados durante el Período de Transición se determinará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Si $[(DESc-HCDc) - VMDESc] \geq 0$, entonces $VCDc = 0$

Si no, $VCDc = [(DESc-HCDc) - VMDESc] \times CR \times DPc$

donde:

VCDc: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador DES del Circuito c.

DESc: Indicador DES registrado para el Circuito c.

HCDc: Horas efectivamente compensadas por incumplimiento del Indicador DES en el Circuito c, durante los últimos doce meses.

VMDESc: Valor Máximo Admisible para el Indicador DES de acuerdo con lo dispuesto en los Numerales 6.3.3.1. y 6.3.3.2. de esta Resolución.

CR: Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento (Definido por la UPME) actualizado al mes respectivo. Para el primer año del Período de Transición será igual a la componente correspondiente al costo de racionamiento para el estrato cuatro (4) del sector residencial, utilizada por la UPME en el cálculo del Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento.

DPc: Demanda del Circuito c. Corresponde a la mayor Demanda Promedio Mensual en kW que se presentó en los últimos seis (6) meses. Para transformadores de distribución, mientras no se tenga medida, la Demanda será igual a la capacidad nominal (kW) del transformador. Si el OR cuenta con el vínculo Usuario-Transformador de distribución, la Demanda se podrá determinar con base en la medida de energía facturadas a los respectivos Usuarios.

Se entenderá como Demanda Promedio Mensual en kW como el cociente entre la energía medida en el Circuito c en el mes respectivo dividida por el número total de horas del mismo mes.

Si $[(FESc-HCFc) - VMFESc] \leq 0$, entonces $VCFc = 0$

Si no, $VCFc = [(FESc-HCFc) - VMFESc] \times [DESc/FESc] \times CR \times DPc$

donde:

VCFc: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador FES del Circuito c.

FESc: Indicador FES registrado para el Circuito c.

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

VMFESc: Valor Máximo Admisible para el Indicador FES de acuerdo con lo dispuesto en los Numerales 6.3.3.1. y 6.3.3.2. de esta Resolución.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

Cuando para un mismo Circuito c, se incumplan de manera simultánea los Indicadores DESc y FESc, el OR compensará los dos (2) valores resultantes.

Para efectos de reconocer esta compensación por Circuito, el OR informará mensualmente a los Comercializadores que atienden a los Usuarios conectados

al respectivo Circuito, el valor a compensar, detallando los Usuarios afectados y los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas anteriormente. El Comercializador respectivo reconocerá tales valores a cada uno de los Usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, a prorrata de sus consumos, en la siguiente factura que se emita por el servicio, como un menor valor a pagar por parte de los respectivos Usuarios. El Comercializador descontará los valores compensados a los Usuarios del siguiente pago que tenga que hacerle al OR por el uso de su Sistema.

Para el primer año del Período de Transición, aquellas empresas que no hayan identificado los Usuarios conectados al respectivo Circuito, inmediatamente se excedan los Valores Máximos Admisibles establecidos en el numeral 6.3.3.1. de esta Resolución, deberán informar a la SSPD y a los Comercializadores los Circuitos que excedieron los Valores Máximos Admisibles y sus Indicadores DES y FES. A partir de ese momento el OR tendrá un plazo máximo de un (1) mes para informarle a los Comercializadores que atienden a los Usuarios conectados al respectivo Circuito, el valor a compensar, detallando los Usuarios afectados y los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas anteriormente.

Los OR's deberán constituir un patrimonio autónomo en una sociedad fiduciaria debidamente registrada y autorizada por la Superintendencia Bancaria, en la cual depositarán mensualmente los recursos correspondientes a las compensaciones, siempre y cuando no exista identificación plena de los Usuarios conectados a un determinado Circuito.

La sociedad fiduciaria deberá separar contablemente los recursos por Circuito. De la misma manera deberá realizar inversiones de corto plazo fácilmente liquidables con los dineros recaudados, y enviará copia del respectivo reporte al OR y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Los costos de administración de los recursos provendrán directamente de los mismos, por lo que el OR no tendrá que asumir costos adicionales. Los rendimientos financieros serán de los Usuarios del respectivo Circuito.

Sin embargo, una vez se cumpla el plazo máximo de un (1) mes con que cuenta el OR para informarle a los Comercializadores lo aquí establecido, el OR pagará intereses moratorios por cada mes adicional a la máxima tasa moratoria, sobre los recursos depositados en el Patrimonio Autónomo.

Una vez exista una identificación plena de los Usuarios conectados a un determinado Circuito, para disponer de los recursos del patrimonio autónomo, el Comercializador respectivo reconocerá tales valores a cada uno de los Usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, a prorrata de sus consumos, en la siguiente factura que se emita por el servicio, como un menor valor a pagar por parte de los respectivos Usuarios. Una vez entregadas las facturas a los Usuarios afectados, los Comercializadores deberán dirigir una comunicación suscrita por el Revisor Fiscal y el Representante Legal, la cual tendrá el alcance del artículo 43 de la ley 222 de 1996, en la cual determinen el monto total compensado a los Usuarios afectados por Circuito. El OR y los organismos de control y vigilancia podrán solicitar los documentos que respalden la solicitud, los cuales deberán estar a disposición. La Sociedad Fiduciaria girará los recursos

correspondientes a los Comercializadores una vez se surta el trámite aquí previsto.

Los valores compensados a los Usuarios, los Indicadores de Calidad calculados y los Valores Máximos Admisibles, a nivel de Circuito ó de Usuario según el caso, deberán ser discriminados por el Comercializador en la factura por el servicio.

Cada OR deberá enviar trimestralmente a la SSPD una relación de los valores compensados a los Comercializadores por este concepto, detallando los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas en este Numeral. Así mismo, los Comercializadores deberán enviar trimestralmente a la SSPD, una relación de los valores aplicados en las facturas de sus Usuarios.

Los informes a presentar que aquí se mencionan, deben considerar como mínimo, lo establecido en el numeral 1.5 del anexo RD-1.

Cuando quiera que el OR incumpla con las obligaciones aquí descritas, y por lo tanto se configure un incumplimiento de la ley y de la regulación expedida por la CREG, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios deberá sancionar a la empresa de acuerdo con lo establecido en el artículo [81](#) de la ley 142 de 1994, para lo cual deberá tener en cuenta la necesidad que tienen los Usuarios de recibir un servicio en las condiciones y de acuerdo con los parámetros de calidad a los que se refiere esta Resolución.

Las sanciones que imponga la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios no serán obstáculo para que los Usuarios interpongan las acciones legales pertinentes para restablecer los perjuicios causados por el incumplimiento. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios inspeccionará y vigilará periódicamente a los OR's para verificar la consistencia de la información que reporte el OR.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá publicar en diarios de amplia circulación local o nacional, según el caso, los OR's y la información que no hubieren reportado de la manera como se determina en esta Resolución.

La compensación anterior no limita el derecho de los Usuarios de reclamar ante el OR la indemnización de daños y perjuicios, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994.

Si en un año determinado, los valores a compensar por el OR superan el veinte por ciento (20%) de sus ingresos por Cargos por Uso correspondientes al año inmediatamente anterior, la SSPD lo tendrá como una causal de intervención, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley [142](#) de 1994 y demás normas aplicables.

Texto original de la Resolución 70 de 1998

6.3.4.1 Período de Transición

El valor a compensar a los Usuarios afectados durante el Período de Transición se determinará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

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

donde:

VCDc: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador DES del Circuito c.

DESc: Indicador DES registrado para el Circuito c.

HCDc: Horas efectivamente compensadas por incumplimiento del Indicador DES en el Circuito c, durante los últimos doce meses.

VMDESc: Valor Máximo Admisible para el Indicador DES de acuerdo con lo dispuesto en la Tabla del Numeral 6.3.3.

CR: Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento (Definido por la UPME) actualizado al mes respectivo.

DPc: Demanda Máxima Promedio Mensual del Circuito c, calculada con la Demanda Máxima en kilowatios de los seis (6) meses anteriores al Incumplimiento.

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

donde:

VCFc: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador FES del Circuito c.

FESc: Indicador FES registrado para el Circuito c.

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

VMFESc: Valor Máximo Admisible para el Indicador FES de acuerdo con lo dispuesto en la Tabla del Numeral 6.3.3.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

Cuando para un mismo Circuito c, se incumplan de manera simultánea los Indicadores DESc y FESc, el OR compensará únicamente con el mayor de los dos (2) valores resultantes.

Para efectos de reconocer esta compensación por Circuito, el OR informará mensualmente a los Comercializadores que atienden a los Usuarios conectados al respectivo Circuito, el valor a compensar, detallando los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas anteriormente.

El Comercializador respectivo reconocerá tales valores a cada uno de los Usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, a prorrata de sus consumos, en la siguiente factura que se emita por el servicio, como un menor

valor a pagar por parte de los respectivos Usuarios. El Comercializador descontará los valores compensados a los Usuarios del siguiente pago que tenga que hacerle al OR por el uso de su Sistema.

Los valores compensados a los Usuarios, los Indicadores de Calidad calculados y los Valores Máximos Admisibles, a nivel de Circuito ó de Usuario según el caso, deberán ser discriminados por el Comercializador en la factura por el servicio.

Cada OR deberá enviar trimestralmente a la SSPD una relación de los valores compensados a los Comercializadores por este concepto, detallando los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas en este Numeral. Asimismo, los Comercializadores deberán enviar trimestralmente a la SSPD, una relación de los valores aplicados en las facturas de sus Usuarios.

Los informes a presentar que aquí se mencionan, deben considerar como mínimo, lo establecido en el numeral 1.5 del anexo RD-1.

La compensación anterior no limita el derecho de los Usuarios de reclamar ante el OR la indemnización de daños y perjuicios, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994.

Si en un año determinado, los valores a compensar por el OR superan el veinte por ciento (20%) de sus ingresos por Cargos por Uso correspondientes al año inmediatamente anterior, la SSPD lo tendrá como una causal de intervención, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley 142 de 1994 y demás normas aplicables.

6.3.4.2 Período Siguiete a la Transición

<Numeral modificado por el artículo [8](#) de la Resolución CREG-096 de 2000, el nuevo texto es el siguiente:>

Antes de diciembre 31 del año 2001, la CREG, en forma conjunta con el esquema de remuneración de la actividad de remuneración de la actividad de Transporte en los STR y SDL (tal como está establecido en el Artículo [8](#), Parágrafo 3, de la Resolución CREG 099 de 1997), establecerá el esquema de calidad de los Sistemas de Transmisión Regional y de los Sistemas de Distribución Local, aplicable al período tarifario posterior al 31 de diciembre del año 2002.

<Notas de vigencia>

- Numeral modificado por el artículo [8](#) de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000

<Legislación anterior>

Texto de la Resolución CREG-70 de 1998:

6.3.4.2 Período Definitivo

El valor a compensar a cada Usuario afectado, una vez concluya el Período de Transición, se determinará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

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

donde:

VCDj: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador DES del Usuario j.

DESj: Indicador DES registrado para el Usuario j.

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

VMDES: Valor Máximo Admisible para el Indicador DES de acuerdo con lo dispuesto en el Numeral 6.3.3.

CR: Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento (Definido por la UPME) actualizado al mes respectivo.

CPMj: Consumo Promedio Mensual del Usuario j, calculado con base en los consumos de los seis (6) meses anteriores al Incumplimiento.

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

donde:

VCFj: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador FES del Usuario j.

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

VMFES: Valor Máximo Admisible para el Indicador FES de acuerdo con lo dispuesto en el Numeral 6.3.3.

FESj: Indicador FES registrado para el Usuario j.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

Cuando para un mismo Usuario j, se incumplan de manera simultánea los Indicadores DESj y FESj, el OR compensará únicamente con el mayor de los dos (2) valores resultantes.

Para efectos de reconocer esta compensación por Usuario, el OR informará mensualmente a los Comercializadores que atienden a los Usuarios conectados a su Sistema, el valor a compensar, detallando los valores de cada uno de las variables de las fórmulas descritas anteriormente.

El Comercializador respectivo reconocerá tales valores a cada uno de los Usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, en la siguiente factura que se emita por el servicio. Si hay Usuarios morosos, las compensaciones correspondientes a éstos se distribuirán entre todos los Usuarios afectados por el incumplimiento, que se encuentren al día en sus obligaciones, a prorrata de los consumos que se están facturando. Las compensaciones resultantes se abonarán como un menor valor a pagar por parte de los respectivos Usuarios. El

Comercializador descontará los valores compensados a los Usuarios del siguiente pago que tenga que hacerle al OR por el uso de su Sistema.

Los valores compensados a los Usuarios, los Indicadores de Calidad calculados y los Valores Máximos Admisibles, a nivel de Circuito ó de Usuario según el caso, deberán ser discriminados por el Comercializador en la factura por el servicio.

Cada OR deberá enviar trimestralmente a la SSPD una relación de los valores compensados a los Comercializadores por este concepto, detallando los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas en este Numeral. Así mismo, los Comercializadores deberán enviar trimestralmente a la SSPD, una relación de los valores aplicados en las facturas de sus Usuarios.

Los informes a presentar que aquí se mencionan, deben considerar como mínimo, lo establecido en el numeral 1.5 del Anexo RD-1.

La compensación anterior no limita el derecho de los Usuarios de reclamar ante el OR la indemnización de daños y perjuicios, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994.

Si en un año determinado, los valores a compensar por el OR superan el veinte por ciento (20%) de sus ingresos por Cargos por Uso correspondientes al año inmediatamente anterior, la SSPD lo tendrá como una causal de intervención, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley 142 de 1994 y demás normas aplicables.

6.3.4.3 Responsabilidad de los OR cuando están Conectados en Serie

<Numeral adicionado por el artículo [5](#) de la Resolución CREG- 089 de 1999. El texto es el siguiente:>

a) Año 1 del Período de Transición.

El incumplimiento de los indicadores DES y FES a un usuario conectado a un STR y/o SDL, cuando en la cadena de prestación del servicio participan dos (2) o más OR, es responsabilidad de los Operadores de Red involucrados. Esta responsabilidad puede ser acordada entre las partes.

De no llegarse a un acuerdo, la responsabilidad de cada OR, en las compensaciones por incumplimiento de los indicadores DES y FES, será proporcional a su participación en cada indicador.

Para lo anterior, cada Operador de Red compensará directamente a los Usuarios y OR conectados directamente a su STR y/o SDL, y facturará al Operador de Red aguas arriba su participación en dichas compensaciones, de conformidad con lo dispuesto en este numeral.

b) Años 2 y 3 del período de transición.

<Literal modificado por el artículo [9](#) de la Resolución CREG-096 de 2000, el nuevo texto es el siguiente:>

Cuando el STR y/o SDL de un Operador de Red se conecte al sistema de otro OR, se dará aplicación a las siguientes reglas:

El incumplimiento de los indicadores DESc y FESc a un Usuario conectado a un STR y/o SDL, cuando en la cadena de prestación del servicio participan dos (2) o más OR's, la responsabilidad de cada OR, en las compensaciones por incumplimiento de los indicadores DES y FES, será proporcional a la participación de sus interrupciones en cada indicador.

Para lo anterior, cada Operador de Red compensará directamente a los Usuarios y OR's conectados directamente a su STR y/o SDL, y facturará al Operador de Red aguas arriba su participación en dichas compensaciones, de conformidad con lo dispuesto en este numeral.

<Notas de vigencia>

- *Literal b) modificado por el artículo [9](#) de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000*

- *Numeral 6.3.4.3 adicionado por el artículo [5](#) de la Resolución CREG-089 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43.835 del 30 de diciembre de 1999.*

<Legislación anterior>

Texto adicionado por la Resolución CREG-89 de 1999:

b) Años 2 y 3 del período de transición.

Las reglas aplicables para establecer la responsabilidad cuando existan Operadores de Red conectados en serie, serán definidas por la Comisión a más tardar el 31 de julio del año 2000.

6.3.5 CONDICIONES DURANTE EL PERÍODO DE TRANSICIÓN

<Numeral modificado por el artículo [10](#) de la Resolución CREG-096 de 2000, el nuevo texto es el siguiente:>

Para el cálculo de los Indicadores DES y FES por Circuito, los tiempos de duración y el número de interrupciones de cada Circuito, comenzarán a acumularse a partir del 1o de Enero del año 1999.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994, los OR's deberán compensar a los Usuarios por el incumplimiento de los Valores Máximos Admisibles, a partir del 1o de Enero del año 2000.

Para los años 2 y 3 del Período de Transición se aplicarán los indicadores DES y FES por Defecto descritos en el literal d) del numeral 6.3.2.1, y según el procedimiento descrito en el literal b) del numeral 6.3.4.1 de esta Resolución.

Los OR's deberán conservar registros de la información de calidad reportada en medio magnético y por un período no inferior a tres (3) años.

Para efectos de lo dispuesto en el Artículo [79.10](#) de la Ley 142 de 1994, anualmente la SSPD realizará una encuesta que permita identificar el grado de satisfacción de los Usuarios con el servicio prestado por los Operadores de Red a los cuales pertenecen, la cual, deberá ser representativa por tipo de Usuario, por grupos de calidad del servicio (urbano y rural), y por mercado de comercialización, entre otros. La CREG aprobará el diseño y la muestra de la encuesta mencionada.

La SSPD realizará informes para cada uno de los trimestres sobre los cuales se evalúa la calidad del servicio y anuales sobre el grado de satisfacción de los Usuarios, para cada uno de los OR's existentes. Dichos informes deberán ser enviados a la CREG y publicados en un diario de circulación local o nacional, según el caso, para conocimiento de los Usuarios.

<Notas de vigencia>

- Numeral 6.3.5 modificado por el artículo [10](#) de la Resolución CREG-096 de 2000 publicada en el Diario Oficial No. 44.263 del 19 de diciembre de 2000

- Numeral 6.3.5 modificado por el artículo [6](#) de la Resolución CREG-089 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43.835, del 30 de diciembre de 1999.

- Numeral 6.3.5 modificado por el artículo [4](#) de la Resolución CREG-025 de 1999,

<Legislación anterior>

Texto modificada por la Resolución CREG- 089 de 1999:

6.3.5 CONDICIONES DURANTE EL PERÍODO DE TRANSICIÓN

Para el cálculo de los Indicadores DES y FES por Circuito, los tiempos de duración y el número de interrupciones de cada Circuito, comenzarán a acumularse a partir del 1o. de enero del año 1999. Así mismo, deberán reportar trimestralmente, los valores acumulados mensualmente a la SSPD y conservar registros en medio magnético por un período no inferior a tres (3) años.

Para efectos de lo dispuesto en el artículo [79.10](#) de la Ley 142 de 1994, anualmente la SSPD realizará una encuesta que permita identificar el grado de satisfacción de los usuarios con el servicio prestado por los Operadores de Red a los cuales pertenecen, la cual, deberá ser representativa por tipo de usuario, por grupos de calidad del servicio (urbano y rural), y por mercado de comercialización, entre otros. La CREG aprobará el diseño y la muestra de la encuesta mencionada.

La SSPD deberá realizar informes trimestrales sobre la calidad del servicio de cada uno de los OR existentes, y anuales sobre el grado de satisfacción de los usuarios para cada uno de los OR existentes. Dichos informes deberán ser enviados a la CREG y publicados en un diario de circulación local o nacional, según el caso, para conocimiento de los Usuarios.

Los OR deberán compensar a los Usuarios por el incumplimiento de los Valores Máximos Admisibles, a partir del 1o. de enero del año 2000, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994."

Antes del 31 de julio del año 2000, la CREG establecerá los Valores Máximos Admisibles de los Indicadores DES y FES aplicables para el año 2 del Período de Transición. Así mismo, la CREG podrá establecer, para los años 2 y 3, esquemas de Indicadores DES y FES por empresas y niveles de tensión, valores a compensar por niveles de tensión, metodologías de estimación de las compensaciones y revisar los Valores Máximos Admisibles que se aplicarán para el tercer año, entre otros.

Texto modificado por la Resolución 25 de 1999:

6.3.5 CONDICIONES DURANTE EL PERÍODO DE TRANSICIÓN

Para el cálculo de los Indicadores DES y FES por Circuito, los tiempos de duración y el número de interrupciones de cada Circuito, comenzarán a acumularse a partir del 1o de Enero del año 1999. Así mismo, deberán reportar trimestralmente los valores acumulados a la SSPD y conservar registros en medio magnético por un período no inferior a tres (3) años.

Antes del 31 de diciembre de 1999, la CREG establecerá los Valores Máximos Admisibles de los Indicadores DES y FES aplicables para el año 2 del Período de Transición, para cada OR, con base en un estudio que se realizará para tales efectos. Así mismo, como resultado de dicho estudio, se podrán establecer, para los años 2 y 3, esquemas de Indicadores DES y FES por empresas y niveles de tensión, valores a compensar por niveles de tensión, metodologías de estimación de las compensaciones y revisar los Valores Máximos Admisibles que se aplicarán para el tercer año, entre otros.

Los OR's deberán compensar a los Usuarios por el incumplimiento de los Valores Máximos Admisibles, a partir del 1o de Enero del año 2000, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994.

Texto original de la Resolución 70 de 1998

6.3.5 CONDICIONES DURANTE EL PERÍODO DE TRANSICIÓN

Para el cálculo de los Indicadores DES y FES por Circuito, los tiempos de duración y el número de interrupciones de cada Circuito, comenzarán a acumularse a partir del 1o de Enero del año 1999. Así mismo, deberán reportar trimestralmente los valores acumulados a la SSPD y conservar registros en medio magnético por un período no inferior a tres (3) años.

Antes de finalizar el primer año de la entrada en vigencia de la presente Resolución, la CREG establecerá los Valores Máximos Admisibles de los Indicadores DES y FES aplicables para los años 1 y 2 del Período de Transición, para cada OR, con base en un estudio que se realizará para tales efectos. Así mismo, como resultado de dicho estudio, se podrán establecer, para los años 1, 2 y 3, esquemas de Indicadores DES y FES por empresas y niveles de tensión, valores a compensar por niveles de tensión, metodologías de estimación de las compensaciones y reducir los Valores Máximos Admisibles que se aplicarán para el tercer año, entre otros.

Una vez definidos los valores DES y FES por parte de la CREG, para el Período de Transición, los OR deberán compensar a los Usuarios por el incumplimiento de los Valores Máximos Admisibles, a partir del 1o de Enero del año 2000, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994.

6.4 REGISTRO DE INTERRUPCIONES.

Todas las interrupciones de Circuitos en niveles II, III y IV deberán ser registradas en las subestaciones del OR. Las interrupciones de transformadores de distribución y de Circuitos de nivel I se contabilizarán a partir del momento en que sea detectada por el OR, o que un Usuario afectado de aviso al OR respectivo. En caso de controversia entre el OR y los Usuarios, la carga de la prueba será a cargo del OR.

6.5 VIGILANCIA DE LA CALIDAD.

La vigilancia de la calidad la realizarán los propios Usuarios y la SSPD, cuando los Usuarios soliciten su intervención, o de oficio.

7. MEDIDA.

7.1 OBJETIVO.

Establecer las condiciones generales relacionadas con la medida entre los Usuarios y las empresas Comercializadoras y/o OR's.

7.2. FRONTERAS COMERCIALES.

El equipo de medida para un punto de conexión debe colocarse de tal forma que el punto de medición esté lo más cerca posible del punto de conexión, considerando aspectos económicos y de seguridad de la instalación.

Para efectos tarifarios, un Usuario pertenece al nivel de tensión al cual está conectado el equipo de medida. Cuando un Usuario se conecte al Sistema del OR mediante un transformador dedicado, tiene la opción de conectar su equipo de medida en el nivel de alta tensión del transformador y ser considerado Usuario del nivel correspondiente. En este caso el Usuario debe cumplir con las normas aplicables y es, además, responsable del mantenimiento del transformador y de las instalaciones y equipos de desconexión en el lado de baja tensión.

7.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA.

7.3.1 REQUISITOS GENERALES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Los medidores podrán ser monofásicos, bifásicos o trifásicos de acuerdo con la conexión a la red.

Los medidores de energía activa y reactiva, lo mismo que los transformadores de corriente y tensión, se ajustarán a las siguientes normas técnicas colombianas vigentes, o aquellas que las modifiquen o sustituyan, o las normas internacionales correspondientes:

- Medidores de Energía Activa: Los medidores de energía activa, tipo inducción y clase 0.5, 1.0 y 2.0, deben cumplir con la norma NTC 2288. Los medidores de energía activa de

estado sólido y clase 0.2S y 0.5S deben cumplir con la norma NTC 2147. Los medidores de energía activa de estado sólido y clase 1.0 y 2.0 deben cumplir con la norma NTC 4052.

- Medidores de Energía Reactiva: Los medidores de energía reactiva, tipo inducción y clase 3.0, deben cumplir con la norma NTC 2148. Los medidores de energía reactiva de estado sólido deben cumplir con la norma IEC correspondiente.

- Indicadores de Demanda Máxima: Los indicadores de demanda máxima, clase 1.0, previstos para operar como accesorios de medidores de energía activa o reactiva, se regirán por la norma NTC 2233.

- Transformadores de Medida: Los transformadores de corriente y tensión para usarlos con instrumentos de medida deberán ser especificados para el ambiente donde se van a instalar, indicando temperatura ambiente máxima y mínima, altitud, tipo de instalación (interior o exterior), ambiente (limpio o contaminado). Los transformadores de medida deberán usar valores normalizados de corriente y tensión y deberán cumplir con las normas NTC 2205 y NTC 2207 respectivamente y someterse a los ensayos de rutina y especiales conforme a las mismas normas.

7.3.2 PRECISIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Los medidores de energía activa, reactiva y transformadores de medida deben cumplir, como mínimo, con la precisión que se presenta en la siguiente Tabla:

Energía Anual (MWh) por punto de medida	Clase Mínima Aceptada para los Componentes
$E \geq 2,000$	0.5 CT/PT 1.0 Medidor Wh 3.0 Medidor VARh
$300 \leq E < 2,000$	1.0 CT/PT 1.0 Medidor Wh 3.0 Medidor VARh
$E < 300$	2.0 Medidor Wh

donde:

E = Energía Activa

CT = Transformador de Corriente

PT = Transformador de Tensión

Los errores permitidos para los medidores de energía activa y reactiva, y para los transformadores de corriente y de tensión, deben cumplir con las normas NTC correspondientes.

7.3.3 APLICACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Sin perjuicio de lo dispuesto en la Resolución CREG 199 de 1997, las Características Técnicas aquí adoptadas serán exigibles para todo equipo de medida que se instale a partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución, así como para toda reposición o reemplazo que se efectúe de los equipos de medida existentes.

7.4 ACCESO A LOS EQUIPOS DE MEDIDA.

Para efectos de la lectura de los medidores, tienen acceso a los equipos de medida el Usuario, el o los Comercializadores que lo atienden y el OR del STR y/o SDL respectivo.

El OR tiene derecho a acceder a la información, ya sea por lectura directa o por consulta directa a la base de datos de registros del Comercializador, para poder facturar los Cargos por Uso de su STR y/o SDL.

7.5 REGISTRO, PRUEBAS Y SELLADO DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA.

7.5.1 PROCEDIMIENTO DE REGISTRO

El Usuario es libre de adquirir el equipo de medida en el mercado, siempre y cuando el equipo cumpla con las Características Técnicas establecidas en el presente Capítulo.

El equipo de medida debe ser registrado ante el Comercializador correspondiente, indicando: fabricante, características técnicas, números de serie, modelo y tipo de los diversos componentes.

7.5.2 PRUEBAS DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Antes de su instalación en el punto de medición, el equipo de medida deberá ser revisado, calibrado y programado por el Comercializador o un tercero debidamente acreditado ante la autoridad nacional competente. El OR tiene derecho a estar presente en esta calibración o exigir el protocolo de pruebas correspondiente.

7.5.3 SELLADO DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Los equipos de medida deberán instalarse en una caja de seguridad ú otro dispositivo similar que asegure que el equipo de medida esté protegido contra interferencias.

Adicionalmente, los Comercializadores deben proteger el equipo de una interferencia no autorizada, tanto intencional como inadvertida, para lo cual deberá:

- Suministrar e instalar sellos o sistemas similares y mantener el registro correspondiente, para detectar las interferencias sobre el equipo.

- Proveer la señalización adecuada para evitar interferencias inadvertidas.

Los sellos sólo pueden ser rotos por el Comercializador con quien tenga el contrato el Usuario y en presencia del OR si éste último lo considera necesario. En este caso el Usuario afectado o su representante tiene el derecho a estar presente, observar las operaciones y firmar el acta correspondiente.

El Usuario que rompa los sellos o permita que ello ocurra, es responsable por todos los costos que esto conlleve.

7.6 REVISIONES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA.

El Comercializador puede hacer pruebas rutinarias al equipo de medida, por iniciativa propia, o por petición del OR o del Usuario, para verificar su estado y funcionamiento.

En el evento en que el equipo de medida no esté dando las medidas correctas, el Comercializador notificará al Usuario afectado y establecerá un plazo para la calibración, reparación o reposición del equipo defectuoso. El plazo establecido no podrá ser inferior a siete (7) días hábiles, ni superior a treinta (30) días hábiles. Si el Usuario no calibra, repara, o reemplaza el equipo en el plazo estipulado, el Comercializador procederá a realizar la acción correspondiente a costa del Usuario.

Cuando la revisión del equipo de medida haya sido solicitada por el OR o el Usuario y se encuentre que el equipo está funcionando correctamente, el solicitante deberá cancelar al comercializador los costos eficientes correspondientes.

8. ALUMBRADO PÚBLICO.

8.1 OBJETIVO.

Establecer las características técnicas de la prestación del servicio de Alumbrado Público.

8.2 NORMAS APLICABLES. <Incisos 1 y 2 modificados por el artículo 1 de la Resolución CREG-101 de 2001. El nuevo texto es el siguiente:> En túneles deberá cumplir con una cualquiera de las siguientes normas: CIE-88, British Standard Code of Practice CP-1004 Part 7/71. Las instalaciones eléctricas y sus accesorios deben ser a prueba de agua y polvo, como mínimo una protección IP65-IK07.

<Notas de Vigencia>

- Incisos 1 y 2 modificados por el artículo 1 de la Resolución CREG-101 de 2001, publicada en el Diario Oficial No. 44.520, de 15 de agosto de 2001.

<Legislación Anterior>

Texto original de la Resolución 70 de 1998:

<INCISO 1> El Alumbrado Público deberá cumplir con la norma NTC 900 o aquella que la reemplace o modifique, o en su defecto con una cualquiera de las siguientes normas internacionales: CIE 115, CIE 30-2 (TC-42); IES RP-8; IES LM-50.

<INCISO 2> En túneles deberá cumplir con una cualquiera de las siguientes normas: CIE-88, British Standard Code of Practice CP-1004 Part 7/71.

Las instalaciones eléctricas y sus accesorios deben ser a prueba de agua y polvo, como mínimo una protección IP-655.

Las bombillas utilizadas en Alumbrado Público deberán reponerse cuando la emisión del flujo luminoso haya descendido al setenta por ciento (70%) de su valor inicial.

9. PROPIEDAD DE ACTIVOS DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DISTRIBUCIÓN LOCAL.

9.1 PROPIEDAD DE ACTIVOS DE LOS STR Y/O SDL.

Cuando una persona sea propietaria de Redes de Uso General dentro de un STR y/o SDL tendrá las siguientes opciones:

- Convertirse en un OR.
- Conservar su propiedad y ser remunerado por el OR que los use.
- Venderlos.

9.2 NUEVOS OR'S.

9.2.1 SOLICITUD DE CARGOS POR USO

Todo nuevo OR, deberá presentar un estudio a la CREG en el cual se justifiquen los Cargos por Uso que pretende cobrar por la utilización de sus activos en el STR y/o SDL respectivo. Este estudio debe seguir la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

9.2.2 APROBACION DE LOS CARGOS POR USO

Analizado el estudio, la CREG aprobará los cargos del nuevo OR. Para el caso especial de OR's que tengan activos en varios STR's y/o SDL's localizados en diversas zonas geográficas no colindantes entre sí, deberán solicitar Cargos por Uso separados para cada uno de ellos.

9.2.3 DERECHO AL COBRO DE CARGOS POR USO DE LOS STR's Y/O SDL's.

Sin perjuicio de las facultades de imposición de servidumbres en cabeza de la CREG, un OR no podrá remunerarse mediante Cargos por Uso hasta tanto la CREG no le haya aprobado los cargos correspondientes. En todo caso, los Cargos por Uso siempre serán recaudados por los Comercializadores y pagados a los OR's respectivos de acuerdo con lo que haya aprobado la CREG.

9.2.4 CARGOS POR USO QUE SE DEBEN COBRAR A LOS USUARIOS DE UN STR Y/O SDL.

Los Cargos por Uso que se deben cobrar a los Usuarios conectados a un STR y/o SDL corresponden a los que apruebe o haya aprobado la CREG para el respectivo Sistema, independientemente del número de OR's que presten servicio en ese Sistema.

9.2.5 VIGENCIA DE LOS CARGOS POR USO.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 099 de 1997, los Cargos por Uso que apruebe la CREG a los nuevos OR's empezarán a regir desde la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG correspondiente y hasta el 31 de diciembre del año 2002. Vencido el período de vigencia de los Cargos por Uso que apruebe la CREG, continuarán rigiendo hasta tanto la CREG apruebe los nuevos.

9.3 DERECHO A LA PROPIEDAD DE ACTIVOS EN UN STR Y/O SDL.

De acuerdo con el Artículo 28 de la Ley 142 de 1994, cualquier persona, tiene el derecho a construir redes para prestar servicios públicos. Esta persona tiene el derecho a conservar la propiedad de estos activos sin que para ello tenga que constituirse en una Empresa de Servicios Públicos.

Quien construya redes con el fin de prestar servicios públicos debe cumplir con lo establecido en la presente Resolución y en las leyes 142 y 143 de 1994.

Cuando estos activos sean usados por un tercero para prestar el servicio de energía eléctrica, el propietario tiene derecho a que le sean remunerados por quien haga uso de ellos.

Igualmente, cuando una persona posea Activos de Conexión, los cuales, por cualquier razón se conviertan en Redes de Uso General de un STR y/o SDL, tiene derecho a recibir una remuneración por parte de quien los utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica.

9.3.1 REMUNERACIÓN DE ACTIVOS DE TERCEROS.

Cuando un OR utiliza activos de terceros, está en la obligación de remunerar a los propietarios de dichos activos.

El OR que utilice los activos de terceros que sean Redes de Uso General es el responsable por la administración, operación y mantenimiento.

La remuneración consiste en el pago de una anualidad equivalente, calculada como el menor valor entre el costo medio reconocido para el STR y/o SDL respectivo en el nivel de tensión correspondiente y el costo medio de la instalación utilizada a su máxima capacidad. La anualidad se calcula con la siguiente expresión:

donde:

Aeq = Anualidad Equivalente (\$).

CMR = Costo Medio Reconocido (\$/kWh) en un nivel de tensión para un STR y/o SDL, actualizado de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 099 de 1997.1

CMMC = Costo medio de la red o de un activo (\$/ kWh) calculado con su máxima utilización y actualizado de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 099 de 1997. Por máxima utilización se entiende la potencia máxima que puede soportar la instalación.

d = Consumo o flujo de energía que pasa a través del activo, registrado en el último año o fracción de año (KWh).

Para el cálculo de los CMR y CMMC no se considerarán los gastos de administración, operación y mantenimiento.

La periodicidad de los pagos que efectúe el OR a un tercero podrá ser acordada entre las partes sin que tal periodicidad exceda a un año calendario. Los pagos se realizarán en proporción al tiempo en que estos activos han estado en operación.

Los activos de suplencia a un Usuario, se consideran como Activos de Conexión del respectivo Usuario.

9.3.2 REPOSICIÓN DE ACTIVOS DE TERCEROS

Cuando sea necesario realizar la reposición de Redes de terceros que sean de Uso General, la obligación en primera instancia es del propietario correspondiente. Si éste no hace la reposición oportunamente, el OR que está remunerando dicho activo deberá realizarla. En este caso, el OR ajustará la remuneración al tercero, de acuerdo con la reposición efectuada.

9.4 VENTA DE ACTIVOS.

La entrega de las obras de infraestructura construidas por un tercero dentro de un STR y/o SDL en ningún caso podrá ser a título gratuito.

Un OR no podrá adquirir las obras de infraestructura construidas por un tercero a un precio inferior al valor presente de los pagos anuales a los que hubiera estado obligado a realizar si el tercero hubiera conservado la propiedad, de conformidad con lo establecido en el numeral 9.3.1 de esta Resolución.

Para efectos de calcular el valor presente deben tenerse en cuenta las siguientes variables:

- Horizonte de Proyección. Es la vida útil remanente del activo calculado como la diferencia entre la vida útil establecida en la Resolución CREG 099 de 1997 o aquellas que la sustituyan o modifiquen y el tiempo de servicio del activo contado desde la fecha en que entró en operación.

- Tasa de Descuento. Es la tasa reconocida por la CREG en la Resolución CREG 099 de 1997 o aquellas que la sustituyan o modifiquen.

- Proyecciones de Demanda o Flujos de Potencia. Son las proyecciones de demanda de la infraestructura o los flujos proyectados por el activo del tercero, calculadas con la utilización esperada o con la potencia máxima según el caso.

El valor mínimo resultante entre el CMR y el CMMC de conformidad con lo establecido en el numeral 9.3.1 será la cifra a utilizar, por este concepto, para el horizonte de proyección.

Cuando los activos no van por vía pública, quien lo venda debe entregarlo con los dominios y servidumbres constituidas a favor del comprador.

**10. MODIFICACIONES Y ACTUALIZACIONES DEL
REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y SOLUCIÓN
DE CONTROVERSIAS.**

10.1 OBJETIVO.

Definir los procedimientos generales para modificar y/o actualizar el Reglamento de Distribución, y para resolver situaciones imprevistas y controversias.

10.2 ACTUALIZACIÓN DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN.

De acuerdo con lo establecido en el Artículo [36](#) de la Ley 143 de 1994, corresponde al Consejo Nacional de Operación ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación, del cual forma parte la presente Resolución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, modificará de oficio o por solicitud de terceros, las disposiciones aquí establecidas, en todo caso, previo concepto del Consejo Nacional de Operación.

10.3 SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS Y SITUACIONES NO PREVISTAS.

Cuando se presenten controversias sobre las disposiciones aquí establecidas, o situaciones no previstas, se seguirá el procedimiento establecido en el Anexo General de la Resolución CREG 025 de 1995, o demás normas que la modifiquen o sustituyan.

ORLANDO CABRALES MARTÍNEZ

Ministro de Minas y Energía

Presidente

JORGE PINTO NOLLA

DIRECTOR EJECUTIVO

ANEXO RD-1.

SISTEMA DE INFORMACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

1.1 INFORMACIÓN SOBRE CARACTERÍSTICAS DE LA RED.

Los OR's deben tener información que comprenda un Inventario detallado de los componentes de su red. Este Inventario debe incluir información sobre:

1.1.1 GENERADORES

- Localización.
- Tipo de Generador (hidráulico, térmico).

- Tipo de Combustible.
- Propietario.
- Nivel de Tensión del Punto de Conexión.
- Capacidad Nominal.
- Capacidad Efectiva.
- Energía Firme.
- Fecha de Entrada en Servicio.
- Fecha de Pruebas.

1.1.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL

En este caso, se tendrá información básica sobre:

1.1.2.1 Líneas de Transmisión Regional y/o Local

- Nivel de Tensión.
- Longitud de la Línea de Transmisión Regional y/o Local.
- Subestaciones que interconecta.
- Número de Circuitos.
- Capacidad de Transporte en Operación Normal.
- Capacidad de Transporte en Emergencia.
- Diagrama Unifilar del Sistema de Transmisión Regional y/o Local.
- Tipo y Calibre de Conductores.
- Tipo de Estructura y Configuración.
- Número y Tipo de Cable de Guarda.
- Líneas con las que comparte estructuras.
- Datos Eléctricos (Resistencia, Capacitancia e Inductancia).
- Fecha de Puesta en Operación.

1.1.2.2 Subestaciones de Transmisión Regional

- Localización.

- Tipo (Convencional o Encapsulada).
- Capacidad Total.
- Posibilidades de Ampliación.
- Niveles de Tensión.
- Configuración de Barrajes.
- Número de Unidades de Transformación.
- Descripción de Equipos de Patio.
- Descripción de Tableros de Control, Protección y Medida.
- Descripción de los Transformadores de Potencia.
- Descripción de Equipos de Compensación.
- Servicios Auxiliares (Tipo, Capacidad y Consumo).
- Equipo de Comunicación, Tipo y sus Características.
- Diagrama Unifilar de la Subestación.
- Características del Sistema de Puesta a Tierra.
- Fecha de Puesta en Operación.

1.1.2.3 Subestaciones de Distribución Local

- Localización.
- Tipo (Interior, Exterior, Encapsulada, Móvil)
- Capacidad Total.
- Posibilidades de Ampliación.
- Niveles de Tensión.
- Configuración de Barrajes.
- Número de Unidades de Transformación.
- Descripción de Equipos de Patio.
- Descripción de Tableros de Control, Protección y Medida.
- Descripción de los Transformadores de Potencia.

- Descripción de Equipos de Compensación.
- Servicios Auxiliares (Tipo, Capacidad y Consumo).
- Diagrama Unifilar de la Subestación.
- Características del Sistema de Puesta a Tierra.
- Fecha de Puesta en Operación.

1.1.2.4 Líneas de Distribución Primaria y Secundaria Aéreas

- Nivel de Tensión.
- Longitud.
- Número de Circuitos.
- Capacidad de Transporte.
- Tipo de Estructura.
- Subestación a la cual está conectada.
- Distancia Media entre Estructuras.
- Configuración (No. Hilos, Cable de Guarda, Disposición).
- Tipo, Material y Calibres de Conductor por Tramo.
- Equipo Conectado (Localización y Características).
- Sistema de Neutro (Aterrizado, Flotante).
- Fecha de Puesta en Operación.

1.1.2.5 Líneas de Distribución Primaria y Secundaria Subterráneas

- Nivel de Tensión.
- Longitud.
- Número de Circuitos.
- Capacidad de Transporte.
- Subestación a la cual está conectada.
- Tipo, Material y Calibres de Cables por Tramo.
- Características de la Canalización.

- Distancia entre Cámaras.
- Fecha de Puesta en Operación.

1.2 INFORMACIÓN PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN.

1.2.1 Información para proyección de demanda

- Composición de los Usuarios Existentes (Residencial, Comercial, Industrial).
- Plan de Desarrollo Urbano y Rural.
- Consumos Promedios de los Usuarios Existentes.
- Consumos Potenciales Identificados.
- Variables Demográficas.
- Variables Económicas.
- Pérdidas Estimadas de Energía.
- Otras, según la Metodología de Proyección.

1.2.2 INFORMACIÓN ADICIONAL PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN

- Indicadores de Calidad.
- Niveles de Cargabilidad de los Componentes del Sistema.
- Costos Unitarios de los Componentes del Sistema.
- Restricciones Operativas.
- Estado de la Red.
- Diagramas Unifilares.
- Otras que se consideren necesarias para un óptimo Plan de Expansión.

1.3 INFORMACIÓN SOBRE CONEXIONES DE CARGA.

a) Información Solicitudes de Conexión

- Localización.
- Tipo de Carga (Industrial, Comercial).
- Nivel de Tensión.
- Carga Total o Carga Adicional a Conectar.

- Cargas Especiales.

- Fecha de Entrada en Operación.

b) Información para Aprobar o Improbar Conexiones

- Diseños, Planos y Memorias de Cálculo de Líneas y Subestaciones.

- Especificaciones y Características Técnicas de Líneas y Subestaciones.

- Especificaciones y Características Técnicas de Equipos Asociados.

- Rutas y Constitución de Servidumbres.

- Licencias y Permisos.

c) Información para Puesta en Servicio

- Certificado de Aprobación del Punto de Conexión.

- Protocolo de Pruebas de los Equipos a Conectar.

1.4 INFORMACIÓN SOBRE CONEXIONES DE GENERADORES.

La Solicitud, Aprobación y Puesta en Servicio de una Conexión de Generación a un STR y/o SDL, deberá cumplir con lo dispuesto en la Resolución CREG-025 de 1995 y demás normas que la modifiquen o complementen, en lo que aplique.

Así mismo, deberá cumplir con las normas técnicas y procedimientos del respectivo OR, siempre y cuando no impliquen discriminación o abuso de posición dominante.

1.5 INFORMACIÓN SOBRE CALIDAD DEL SERVICIO.

Los OR's deberán tener disponible la siguiente información para: Los Comercializadores que operen en la zona de influencia del STR y/o SDL respectivo, los Usuarios conectados al STR y/o SDL respectivo, los Organismos de Control y Vigilancia y demás autoridades competentes:

a) Período de Transición:

- Codificación de Circuito.

- Fecha y hora en que se inició la interrupción.

- Número de transformadores afectados por la interrupción y capacidad instalada de los mismos.

- Fecha y hora en que se restableció el servicio.

- Causa de la interrupción.

- Número de usuarios afectados por la interrupción del servicio.

- Demanda no atendida.
- Todas las Variables Independientes de los DES, FES y Valores a Compensar.

b) Período Definitivo:

- Codificación de Circuito y Usuario.
- Fecha y hora en que se inició la interrupción.
- Número de transformadores afectados por la interrupción y capacidad instalada de los mismos.
- Fecha y hora en que se restableció el servicio.
- Causa de la interrupción.
- Número de usuarios afectados por la interrupción del servicio.
- Demanda no atendida.
- Todas las Variables Independientes de los DES, FES y Valores a Compensar.

ORLANDO CABRALES MARTÍNEZ

Ministro de Minas y Energía

Presidente

JORGE PINTO NOLLA

DIRECTOR EJECUTIVO

ANEXO RD-2.

NORMAS OPERATIVAS PARA CONSIGNACIÓN DE CIRCUITOS

La consignación es el trámite mediante el cual la operación de un Circuito se restringe según instrucciones dadas por una persona, quien se denomina consignatario. La consignación sólo tendrá vigencia durante la ejecución de una actividad o por razones de seguridad expresa y dará al consignatario exclusividad en la operación de los Circuitos a su cargo.

2.1 CONSIGNACIÓN UNICA.

Se da cuando se ordena la apertura de un Circuito que estará a cargo de un sólo consignatario. La solicitud de la maniobra la realiza el consignatario. La orden de apertura del Circuito se dará desde el Centro de Control respectivo.

2.2 TRASLADO DE CONSIGNACIÓN.

Si el consignatario inicial del Circuito, por cualquier motivo, tiene que ser sustituido o se presenta la consignación agregada, debe llamar por radio al centro de operaciones donde tiene la consignación identificándose plenamente e identificando al nuevo consignatario; quien a su vez confirmará el recibo de ésta. El operador del Centro de Control respectivo registrará por escrito este cambio y aceptará solicitudes emitidas por este nuevo consignatario únicamente. Todas aquellas que provengan de otras personas o del Centro de Control respectivo o del anterior consignatario serán rechazadas.

2.3 CONSIGNACIÓN ESPECIAL.

Si se están efectuando trabajos en un Circuito energizado y por emergencia del sistema se requiere abrir dicho Circuito para deslastrar carga, el permiso para esta maniobra debe ser tomado por el operario del Centro de Control respectivo e informar al personal que esté efectuando dichas labores.

2.4 OTRAS DISPOSICIONES.

- El control de las consignaciones se efectuará en el Centro de Control respectivo.
- Cuando algún Circuito se abre al operar sus protecciones y no posee una consignación especial, será consignado exclusivamente al Centro de Control respectivo quien podrá efectuar el traslado de esta a la cuadrilla de daños que efectúe la reparación o al inspector de zona. Si se tiene una consignación en un Circuito desenergizado, se coordinará con el consignatario antes de proceder a efectuar cualquier maniobra de energización.
- Solamente en casos de emergencia los operadores de las subestaciones tomarán la decisión de abrir Circuitos, e informarán inmediatamente al Centro de Control respectivo.

ORLANDO CABRALES MARTÍNEZ

Ministro de Minas y Energía

Presidente

JORGE PINTO NOLLA

Director Ejecutivo