

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

SIGET

**“PROCEDIMIENTO PARA INVESTIGAR LA EXISTENCIA DE CONDICIONES
IRREGULARES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL USUARIO FINAL”**

Anexo

San Salvador, 2 de junio de 2011

INDICE

1. OBJETIVO.....	3
2. MARCO LEGAL APLICABLE.	3
3. DEFINICIONES.	3
4. PROCESO DE DETECCIÓN DE UNA CONDICIÓN IRREGULAR EN EL SUMINISTRO DEL SERVICIO ELÉCTRICO.	4
4.1. PRESUNCIÓN DE CONDICIONES IRREGULARES.	4
4.2. INSPECCIÓN Y ELABORACIÓN DE ACTA DE CONDICIONES IRREGULARES.	4
4.3. RETIRO Y EXAMEN DEL EQUIPO DE MEDICION.	6
5. CÁLCULO DE RECUPERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO REGISTRADA POR UNA CONDICIÓN IRREGULAR COMPROBADA.	8
6. PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS AL USUARIO FINAL.	9
7. ANTE LA SIGET.....	9
8. MEDIOS DE IMPUGNACIÓN.....	10
9. DAÑOS A LAS INSTALACIONES DEL USUARIO FINAL.	10
11. DISPOSICIONES FINALES.	11
MODELO DE ACTA DE INSPECCION DE CONDICIONES IRREGULARES	12

1. OBJETIVO.

Definir y establecer el procedimiento que deberán seguir las empresas distribuidoras de electricidad, sus usuarios finales y esta Superintendencia, para la investigación, detección y resolución de casos de energía eléctrica no registrada a causa de una condición irregular en suministros de los usuarios finales.

2. MARCO LEGAL APLICABLE.

- a) Los artículos 4 y 5 de la Ley de Creación de la SIGET;
- b) Los artículos 2 letra e), 3, 83 letra c) 108, 109 de la Ley General de Electricidad;
- c) Los artículos 6, 20, 21, 30 y 35 de los Términos y Condiciones del Pliego Tarifario vigente, o el que los sustituya.

3. DEFINICIONES.

Acta de Inspección de Condiciones Irregulares: Documento que se llena en presencia del usuario final en caso se encontrare, o en su defecto de algún familiar o dependiente o empleado de éste mayor de edad, para acreditar los hallazgos y hechos encontrados y pruebas realizadas al equipo de medición, en forma escrita, al momento de efectuar la diligencia de inspección.

Cálculo de Recuperación de Energía No Registrada: Es la suma estimada por la empresa distribuidora de la energía consumida y no registrada en el medidor del usuario final. Dicho monto podrá ser verificado por la SIGET cuando ésta lo estime conveniente.

Condición Irregular: Estado excepcional que presenta el suministro de energía eléctrica del usuario cuando: a) Se encuentren instalaciones conectadas directamente de la red del distribuidor, sin que la energía sea registrada por el equipo de medición; b) se modifiquen circuitos internos o se conecten cargas, que alteren la exactitud de la medición de la energía consumida; c) Se haya realizado alteraciones en la acometida o en el equipo de medición, rotura, cambio o desaparición de sellos sin autorización, perforaciones en el equipo de medición o cualquier objeto o sustancia colocada en el medidor con el objeto de impedir el correcto registro del consumo de energía eléctrica; d) Cuando en los servicios para alumbrado público que no son medidos, se encuentre adición de luminarias, o incremento en la capacidad de las unidades existentes que no hayan sido notificadas al distribuidor; y, e) Cuando el usuario final permita la conexión de sus instalaciones con las de un tercero.

Condición Irregular Comprobada: Cuando el usuario final acepta expresamente que ha adquirido energía eléctrica de la red de distribución eléctrica en forma indebida o cuando la existencia de dicha condición haya sido declarada por la SIGET.

Energía a recuperar: Cálculo de la energía consumida y no facturada.

Exactitud del equipo de medición: Un número el cual indica la dependencia de un valor medido al valor verdadero, o la capacidad de un instrumento a realizar una medición con mínima incertidumbre.

Informe de Laboratorio: Documento en donde se exponen los reconocimientos y conclusiones de lo encontrado en el equipo de medición, ya sea que las pruebas de éste hayan sido efectuadas en el laboratorio. El informe deberá contener, entre otra información, la siguiente: (i) La descripción del equipo de medición, sus generales, número de registro y su estado y forma en que se hallare al ser practicada la prueba de laboratorio; (ii) Relación detallada de todas las operaciones practicadas por los especialistas y técnicos debidamente autorizados del Laboratorio de Medidores, incluyendo la comprobación física del estado del equipo de medición y de la exactitud de éste; y, (iii) Conclusiones.

Línea Directa, Intercalada o en Derivación: Es una instalación no autorizada por la empresa distribuidora, la cual origina que el equipo y/o instrumento de medición no registre el consumo correcto de la energía y puede o no estar a la vista de la inspección; sin embargo, al tomar la prueba de lectura de la corriente eléctrica entre el cable de servicio que alimenta al suministro del usuario final y los terminales de salida después del medidor eléctrico indican una diferencia de lecturas, lo cual constituye evidencia de la existencia de una condición irregular.

4. PROCESO DE DETECCIÓN DE UNA CONDICIÓN IRREGULAR EN EL SUMINISTRO DEL SERVICIO ELÉCTRICO.

4.1. PRESUNCIÓN DE CONDICIONES IRREGULARES.

4.1.1. Cuando la empresa distribuidora presuma que un usuario final consume energía sin su autorización o que incumple las condiciones contractuales establecidas en los Términos y Condiciones de los Pliegos Tarifarios, deberá realizar las acciones pertinentes, de acuerdo a este procedimiento, todo ello sin perjuicio de las acciones judiciales que pudieran corresponder.

4.1.2. Cuando existan situaciones que hagan presumir una condición irregular en el suministro del usuario final, el distribuidor realizará una inspección de las instalaciones eléctricas del usuario y levantará el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares.

4.1.3. En caso de encontrarse situaciones en los servicios para alumbrado público que no son medidos, adiciones de luminarias, o incrementos en la capacidad de las unidades existentes que no hayan sido notificadas al Distribuidor, se procederá de conformidad con la **NORMATIVA PARA LA FACTURACION DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO** contenida en el Acuerdo No. 49-E-2000 o el que lo sustituya.

4.2. INSPECCIÓN Y ELABORACIÓN DE ACTA DE CONDICIONES IRREGULARES.

4.2.1. La empresa distribuidora debe asignar al personal idóneo que realizará la inspección, el cual, una vez en el sitio del suministro del usuario final y debidamente identificado, deberá dirigirse al usuario final en caso se encontrare, o en su defecto a algún familiar, dependiente o empleado de éste mayor de edad, debiendo informarle sobre la labor que desea realizar. En caso de que no se encuentre a ningún responsable, se procederá de acuerdo al numeral 4.2.4. de este procedimiento.

4.2.2. Si al momento de efectuar la inspección, el personal de la empresa distribuidora considera necesario realizar las pruebas de comprobación de exactitud del equipo de medición y/o mediciones que

correspondan en el lugar del suministro, éste tendrá que dejar constancia en el lugar, de los resultados obtenidos de ésta en el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares.

4.2.3. Una vez realizada la inspección se elaborará el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares, cuyo formato es un anexo que forma parte integrante de este procedimiento. En dicha acta, se deberán describir las condiciones encontradas en la inspección, y todas las pruebas que contribuyan a comprobar la condición encontrada: fotografías y/o videos en forma magnética, registros de cargas, comprobación del estado físico del equipo de medición, verificación de la exactitud del equipo de medición y otras que consideren pertinentes.

Las pruebas encontradas forman parte de las evidencias que se deberán presentar ante la solicitud de SIGET cuando ésta así lo requiera, dentro del presente procedimiento, con el fin de comprobar fehacientemente la condición de irregularidad encontrada.

4.2.4. Si al momento de efectuar la inspección, el personal de la empresa distribuidora no encuentra al usuario final o persona responsable en el sitio del suministro, dicha circunstancia se hará constar en el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares. En este caso, la empresa distribuidora no podrá realizar las pruebas de comprobación de exactitud del equipo de medición y/o mediciones; sin embargo, si fuere posible recabar algún otro tipo de prueba relacionada con una condición irregular, la distribuidora podrá recolectar los elementos necesarios para la conservación de esa prueba.

La empresa distribuidora podrá realizar una segunda visita, dentro de un plazo y condiciones que procuren la presencia del usuario final en la práctica de las pruebas de comprobación de exactitud del equipo de medición y/o mediciones. Si a pesar de lo anterior, el usuario final o la persona responsable tampoco se encontraren en el sitio al momento de esta visita, pero fuere posible la realización de las pruebas de comprobación de exactitud del equipo de medición y/o mediciones correspondientes, el personal de la empresa distribuidora procederá a efectuarlas, debiendo documentar y describir todas las acciones realizadas durante la inspección. En el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares se dejará constancia de lo sucedido, indicando el motivo de la visita y la información de la agencia donde se brindará al usuario el informe de las condiciones encontradas y lo determinado por esa distribuidora, dejando copia de la misma.

Dicho resultado deberá ser informado al usuario en un plazo máximo de quince días hábiles contados a partir del levantamiento del acta mencionada.

La empresa distribuidora deberá llevar un control interno con los datos generales del usuario final o persona responsable en el sitio del suministro, en el cual incluirá fecha, hora y nombre de los inspectores que realizaron la visita o inspección.

4.2.5. En los casos en que la empresa distribuidora se encuentre frente a un caso de línea intercalada, directa o en derivación, que origine que el equipo y/o instrumento de medición no registre el consumo real de la energía consumida; ésta podrá efectuar la diligencia de inspección y levantar el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares, debiendo constar tal hecho en ésta.

Además, debe recopilar todas las pruebas, fotografías y material correspondiente del hallazgo encontrado y remitir tal documentación a la SIGET, cuando ésta lo requiera.

4.2.6. El Acta de Inspección de Condiciones Irregulares deberá ser firmada por el representante de la empresa distribuidora y por el usuario final en caso se encontrare, o en su defecto de algún familiar,

dependiente o empleado de éste que sea mayor de edad. En caso que el usuario o alguna de las personas antes mencionadas, se negare a firmar el acta mencionada, se hará constar dicha circunstancia en la misma. La firma por parte del usuario final en caso se encontrare, o en su defecto de algún familiar, dependiente o empleado de éste mayor de edad, no representa una aceptación de la condición encontrada.

4.2.7. La empresa distribuidora dejará una copia del Acta de Inspección de Condiciones Irregulares al usuario final, o en su defecto de algún familiar, dependiente o empleado de éste mayor de edad. En la misma se indicará fecha y horarios de atención de la agencia de la empresa distribuidora a la que el usuario final podrá acudir para que le comuniquen el resultado de la investigación.

Dicho resultado deberá ser informado al usuario en un plazo máximo de quince días hábiles contados a partir del levantamiento del acta mencionada.

4.2.8. En el caso de que en la inspección, se determine que es necesario realizar una comprobación o examen de las condiciones del equipo de medición en un laboratorio, quedará asentado en el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares y se realizará como se describe en el capítulo 4.3. de este procedimiento.

4.2.9. Si la empresa distribuidora considera necesario, podrá instalar un medidor testigo en el suministro identificado con condiciones irregulares.

4.3. RETIRO Y EXAMEN DEL EQUIPO DE MEDICION.

4.3.1. COMPROBACION DEL EQUIPO DE MEDICION EN LABORATORIO DEL DISTRIBUIDOR.

En el caso que en la inspección se determine realizar una comprobación o examen de las condiciones del equipo de medición en el laboratorio de la distribuidora, se procederá de la siguiente manera:

4.3.2. RETIRO DEL EQUIPO DE MEDICION.

4.3.2.1. Especificar en el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares, las razones por las cuales se retirará el medidor.

Para asegurarle al usuario final la continuidad del servicio de energía eléctrica, la distribuidora deberá instalar un nuevo medidor.

4.3.2.2. El medidor retirado deberá ser re-sellado de su tapa de vidrio y terminal con sello distinto al existente, anotando el código del mismo en el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares; y deberá ser trasladado al laboratorio de la empresa distribuidora.

4.3.3. EXAMEN DEL EQUIPO DE MEDICION.

4.3.3.1. La empresa distribuidora deberá hacer del conocimiento al usuario final la fecha, hora y lugar en que se realizará el examen del medidor en sus laboratorios, a fin de que éste evalúe si comparece al examen citado.

4.3.3.2. El informe de laboratorio deberá contener el detalle de las generales del medidor, el número de los sellos de seguridad colocados a éste, y de los sellos nuevos cuando hayan sido reemplazados, los resultados de las pruebas efectuadas, comprobación del estado físico y exactitud del equipo de medición,

descripción de las condiciones encontradas y su efecto en el registro del equipo de medición y, la conclusión del técnico que realizó la prueba.

4.3.3.3. Este informe de laboratorio, será firmado por el personal de la empresa, el usuario final o responsable si se encontraran presentes. En vista que es opción del usuario asistir al examen del medidor en los laboratorios del distribuidor; dicha diligencia podrá realizarse con o sin la presencia del usuario. En todo caso, la firma por parte del usuario final no implica la aceptación de los resultados de dicho informe.

Adicionalmente, una vez finalice dicha diligencia probatoria, la distribuidora entregará o enviará copia del informe de laboratorio, anexo al resultado final de la investigación, al usuario final; y al Centro de Atención al Usuario cuando éste lo solicite.

4.3.4. COMPROBACION DEL EQUIPO DE MEDICION EN LABORATORIO EXTERNO.

En el caso que el usuario final y la distribuidora, por mutuo acuerdo, establezcan la necesidad de realizar la prueba al instrumento de medición en un laboratorio externo, se procederá de la siguiente manera:

4.3.4.1. El usuario final y la distribuidora podrán escoger el laboratorio donde se practicará la prueba al medidor, pudiendo escoger un laboratorio nacional externo, como, el laboratorio de Metrología del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), u otro que esté acreditado por esa entidad. Esta situación deberá ser plasmada en la respectiva Acta de Inspección de Condiciones Irregulares y deberá ser firmada por ambas partes.

4.3.4.2. Los costos derivados de la prueba al medidor serán cubiertos en igual proporción por las partes involucradas.

4.3.5. RETIRO DEL EQUIPO DE MEDICION.

4.3.5.1. Especificar en el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares, las razones por las cuales se retirará el medidor.

Para asegurarle al usuario final la continuidad del servicio de energía eléctrica, la distribuidora deberá instalar un nuevo medidor.

4.3.5.2. El medidor retirado deberá ser re-sellado de su tapa de vidrio y terminal con sello distinto al existente, anotando el código del mismo en el Acta de inspección de Condiciones Irregulares; y deberá ser trasladado al laboratorio que por mutuo acuerdo hayan determinado las partes.

4.3.6. EXAMEN DEL EQUIPO DE MEDICION.

4.3.6.1. El informe de laboratorio deberá contener el detalle de las generales del medidor, el número de los sellos de seguridad colocados a éste, y de los sellos nuevos cuando hayan sido reemplazados, los resultados de las pruebas efectuadas, comprobación del estado físico y exactitud del equipo de medición, descripción de las condiciones encontradas y su efecto en el registro del equipo de medición y, la conclusión del técnico que realizó la prueba.

4.3.6.2. Este informe de laboratorio, será firmado por el personal responsable del laboratorio correspondiente.

5. CÁLCULO DE RECUPERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO REGISTRADA POR UNA CONDICIÓN IRREGULAR COMPROBADA.

5.1. Cuando la empresa distribuidora cuente con pruebas fehacientes, de conformidad a la aplicación de este procedimiento, que demuestren la existencia de una condición irregular en el suministro de energía de un usuario final, procederá a notificarle el cálculo por la energía consumida y no facturada, el cual formará parte integrante del resultado final de la investigación.

5.2. Los cálculos de estos consumos, deberán basarse en los siguientes elementos:

- a) Historial reciente de registros mensuales correctos del consumo del suministro del usuario final.
- b) En los casos de los usuarios finales cuyo historial de consumo sea menor a tres (3) meses, el importe de la energía no registrada será calculado por el Distribuidor con base al censo de la carga instalada, el cual deberá representar una estimación aproximada del consumo real del suministro.
- c) Carga no medida o registrada;
- d) Fecha y pruebas que determinan cuándo se inició la condición irregular que facilitó obtener energía eléctrica en forma indebida;
- e) Análisis de la data obtenida de los medidores;
- f) Porcentaje de desviación de la exactitud del medidor;
- g) Registro de medidores verificadores o cualquier otro instrumento y/o equipo de medición autorizado que la distribuidora estime conveniente que cumpla con los estándares técnicos normados;
- h) Cualquier otra condición que sea relevante del cálculo de recuperación; o,
- i) En caso de no contar con los elementos descritos, utilizar censo de carga instalada.

5.3. El Cálculo de la energía a recuperar, debe incluir, los siguientes elementos:

- i. El período de tiempo que se está recuperando;
- ii. Los valores utilizados para determinar el monto de la recuperación de energía no registrada, en Energía y, demanda de potencia si aplicara; y,
- iii. Las tarifas aplicadas en cada período.

5.4. La empresa distribuidora, podrá recuperar toda la energía consumida indebidamente durante el período en que se cometió la falta, siempre y cuando cuente con las pruebas que demuestren el período de dicho consumo. Este período no podrá ser mayor de seis meses (6) meses.

La energía y demanda de potencia que no haya sido facturada, en el caso que aplicara, se calculará en base al numeral 5.2. de este procedimiento. En cualquiera de los casos, a la estimación del consumo no facturado se le aplicará la tarifa en cada período, de acuerdo al Pliego Tarifario aplicable.

Sin embargo, el Distribuidor tendrá expedito su derecho para reclamar judicialmente, el período ulterior a los seis (6) meses que han sido expresados y, que pudiera demostrar fehacientemente.

El Distribuidor cobrará los intereses con base en la tasa de interés promedio ponderada mensual para préstamos de hasta un (1) año plazo, publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador más cinco puntos.

5.5. En los casos en que el suministro de energía eléctrica sea suspendido al usuario final por una condición irregular comprobada, la distribuidora podrá cobrar un cargo por reconexión, de conformidad

con la Norma emitida por la SIGET. Dicho cargo sólo podrá cobrarse cuando la desconexión del servicio se haya realizado físicamente.

6. PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS AL USUARIO FINAL.

6.1. El usuario final podrá apersonarse a la agencia de la empresa distribuidora indicada en el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares, a efecto que ésta le entregue el informe que contiene la investigación de la condición irregular que facilitó la obtención de energía eléctrica en forma indebida.

La fecha y horario de atención para que se presente el usuario a la agencia respectiva deberá ser establecida en el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares; y, su plazo no podrá exceder quince (15) días hábiles, contados a partir de la fecha de la inspección en el sitio o de la fecha de la realización de la prueba o examen del equipo de medición, si fuese el caso.

6.2. En caso de que la empresa distribuidora no establezca de forma fehaciente la existencia de una condición irregular, archivará el expediente y lo hará del conocimiento del usuario final.

6.2.1. En caso de que la empresa distribuidora cuente con pruebas fehacientes, de conformidad a la aplicación de este procedimiento, que establezcan con claridad que el usuario ha obtenido energía eléctrica en forma indebida, deberá presentar al usuario final el cálculo de recuperación de energía no registrada de acuerdo a los parámetros establecidos en este procedimiento y dicho cálculo formará parte integrante del resultado final de la investigación.

6.3. Si el usuario no se apersona a la agencia respectiva, la empresa distribuidora deberá remitirle copia del expediente de la investigación de la condición irregular en la que se describa si existió o no la condición irregular señalada.

6.4. Si la distribuidora mediante el desarrollo de este procedimiento comprueba fehacientemente la existencia de una condición irregular o el usuario final, acepta la existencia de la condición irregular que facilitó la obtención de la energía eléctrica en forma indebida, dicha condición se considerará comprobada.

7. ANTE LA SIGET.

7.1. Si el usuario final no acepta la existencia de la condición irregular y/o el monto de recuperación que le imputa la empresa distribuidora, éste tendrá derecho de interponer el reclamo y presentar sus respectivas posiciones y la documentación de respaldo que considere conveniente ante esta Superintendencia.

7.2. Recibido el reclamo, la SIGET notificará a la distribuidora, y le dará audiencia por tres días a efecto de que presente los argumentos y pruebas que considere pertinentes.

7.3. Transcurridos los tres días de la audiencia, se remitirá el expediente correspondiente al Centro de Atención al Usuario de la SIGET, para que analice las pruebas recolectadas y en base a dicho análisis determinará si es necesario la contratación de un Perito externo, determinación que se realizará tomando como base las circunstancias específicas de cada caso. De no ser necesaria la intervención de un Perito, el Centro de Atención al Usuario realizará las acciones que correspondan.

7.4. En caso que se establezca la necesidad de un Perito externo, se procederá con la selección del Perito de conformidad a lo expuesto en el capítulo III, de la Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones.

7.5. El Perito o el Centro de Atención al Usuario tendrá un plazo de sesenta días hábiles a partir de la remisión del expediente completo para rendir su dictamen en un Informe Técnico mediante el cual establezca la existencia o no de la condición irregular que facilitó la obtención de energía eléctrica en forma indebida; y, verificar la exactitud del cálculo de recuperación de energía no facturada, si corresponde. Las partes estarán obligadas a presentar la información adicional que se solicite durante este procedimiento.

7.6. En cualquier momento durante el proceso de la tramitación del reclamo, el Centro de Atención al Usuario podrá llamar a las partes a audiencias de conciliación.

De la audiencia de conciliación se levantará acta haciendo una relación abreviada de lo ocurrido y lo expresado por las partes. El acta será firmada por las partes y por el representante del citado Centro de Denuncias que presida la audiencia. Si se lograra un acuerdo conciliatorio, se dejará constancia en el acta de su contenido, que tendrá los mismos efectos que los de una resolución final. Si no hubiera acuerdo entre las partes, en el acta se hará constar esta circunstancia, sin expresión de causas.

7.7. Recibido el dictamen de parte del Perito o del Centro de Atención al Usuario, la SIGET contará con quince días hábiles después de rendido el Informe Técnico, para resolver sobre los asuntos que se le haya solicitado y emitir su resolución final mediante acuerdo.

8. MEDIOS DE IMPUGNACIÓN.

8.1. La empresa distribuidora o el usuario final podrán interponer el recurso de revisión ante la SIGET, dentro de los tres días siguientes al de la notificación del acuerdo, debiendo exponer las razones que les asiste para interponer tal recurso y las pruebas que justifiquen realizar tal acción.

8.2. La SIGET dentro de los tres días posteriores a la fecha de recibida la solicitud de revisión, lo notificará a la otra parte, y le dará audiencia por tres días a efecto de que presente los argumentos y pruebas que considere pertinentes.

8.3. Una vez transcurridos los tres días de la audiencia, la SIGET contará con quince días para resolver sobre el recurso de revisión, pudiendo revocar, reformar o confirmar el acuerdo o resolución correspondiente.

8.4. La resolución que resuelva el recurso de revisión, admitirá el recurso de apelación ante la Junta de Directores de la SIGET.

9. DAÑOS A LAS INSTALACIONES DEL USUARIO FINAL.

9.1. Es deber del personal de la empresa distribuidora, de sus contratistas o subcontratistas, que realicen el trabajo de verificación en el área de suministro del usuario final, tomar todas las medidas de seguridad con el fin de evitar o minimizar cualquier daño a la propiedad del usuario final que no sea estrictamente necesario.

9.2. Cuando no se compruebe la existencia de una instalación irregular mediante la cual se haya obtenido la energía eléctrica en forma indebida, la empresa distribuidora deberá asumir, si los hubiere, los gastos derivados de la reparación de los daños ocasionados a las instalaciones físicas y eléctricas de la propiedad del usuario final, causadas por las diligencias de inspección efectuadas por la empresa distribuidora.

9.3. El usuario final será responsable de cubrir los daños a sus instalaciones físicas y eléctricas, cuando se compruebe fehacientemente la existencia de una condición irregular que no haya permitido la correcta medición de la demanda de energía eléctrica.

9.4. Deberá detallarse en el Acta de Inspección de Condiciones Irregulares, las afectaciones causadas al usuario a efecto de poder compensar los daños ocasionados si fuera procedente.

10. DE LA DISTRIBUIDORA.

10.1. La empresa distribuidora tendrá expedito su derecho para reclamar judicialmente, el período ulterior a los seis meses expresados y que ésta pudiera fehacientemente demostrar.

La empresa distribuidora no podrá cobrar ningún cargo adicional que no esté aprobado por la SIGET.

10.2. El distribuidor podrá cobrar el nuevo equipo de medición, si del resultado de la investigación de conformidad a la aplicación del presente procedimiento, se comprueba fehacientemente que éste ha sido dañado por el usuario.

11. DISPOSICIONES FINALES.

11.1. La SIGET podrá realizar inspecciones periódicas y/o auditorías a la empresa distribuidora con la finalidad de verificar el fiel cumplimiento del presente procedimiento, al igual que para auditar los cargos facturados a los usuarios finales.

ANEXO 1

MODELO DE ACTA DE INSPECCION DE CONDICIONES IRREGULARES

No. _____

Siendo las _____ del día _____ del mes _____ de 20__ los suscritos _____ con el cargo de _____ en representación de la empresa realizamos inspección en las instalaciones eléctricas del cuadro de medidor del usuario final con las siguientes generales:

Nombre: _____ NIS/NIC: _____
ubicado en: _____

SE REQUIERE VERIFICACIÓN DEL MEDIDOR EN EL LABORATORIO: SI (___) NO (___)

Justificación: _____

Laboratorio de Distribuidora (___) Laboratorio Externo (___)

Se retira medidor No: _____ Lectura _____ se instala medidor No. _____ Lectura. _____
Resello de registro No. _____ Resello de terminal No _____

GENERALES DEL MEDIDOR INSTALADO

1. Medidor No. _____ Tipo _____ Voltaje _____ TC No _____ Relación TC _____
2. Caja de Medidor: Candado (___) Sellos Nos. _____ Condición del Candado o sellos _____
3. Lecturas: Energía Activa _____ Energía Reactiva _____ Demanda Máxima _____ Factor _____
4. Sello anillo (Vidrio) No. _____ Tipo _____ Condición del sello _____
5. Sello tapa (Terminal) No. _____ Tipo _____ Condición del sello _____
6. Sello Registro No. _____ Tipo _____ Condición del sello _____
7. Condición del medidor: _____
8. Resultado de la Prueba de exactitud del medidor: LL: _____ % ; HL: _____ %; AVG: _____ %

GENERALES DEL MEDIDOR RETIRADO

- 1. Medidor No. _____ Tipo _____ Voltaje _____ TC No _____ Relación TC _____
- 2. Caja de Medidor: Candado (___) Sellos Nos. _____ Condición del Candado o sellos _____
- 3. Lecturas: Energía Activa _____ Energía Reactiva _____ Demanda Máxima _____ Factor _____
- 4. Sello anillo (Vidrio) No. _____ Tipo _____ Condición del sello _____
- 5. Sello tapa (Terminal) No. _____ Tipo _____ Condición del sello _____
- 6. Sello Registro No. _____ Tipo _____ Condición del sello _____
- 7. Condición del medidor: _____
- 8. Resultado de la Prueba de exactitud del medidor: LL: _____ % ; HL: _____ % ; AVG: _____ %

CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN:

Al realizar inspección a las conexiones y alambrado del equipo de medición y del estado físico del equipo de medición, se comprobó la existencia de anomalías en la medición que conllevan a una alteración en la carga medida para facturación: SI (___) NO (___)

Descripción de la anomalía: _____

La inspección se hizo en presencia del Usuario final (___) o algún familiar, dependiente o empleada de éste mayor de edad (___)

CARGA NO REGISTRADA POR EL MEDIDOR: Fase A: _____ Fase B: _____ Fase C: _____

ACCIONES:

En caso de no requerir prueba de laboratorio, el usuario final podrá apersonarse a la agencia _____ el día _____ de _____ de _____, en el siguiente horario _____, para que la empresa le presente el resultado de la investigación.

POR LA EMPRESA

Firma: _____
Nombre: _____
DUI: _____

POR EL USUARIO FINAL

Firma: _____
Nombre: _____
DUI: _____

RESPONSABLE

Firma: _____
Nombre: _____
DUI: _____



Anexo A

Metodología Para el Control de la Calidad del Servicio
Comercial

Diciembre 2014

ÍNDICE

1.	INTRODUCCION	1-2
2.	SISTEMA DE INFORMACION EN BASES DE DATOS	2-1
2.1	Generalidades	2-1
2.2	Criterios de Extracción de Datos	2-1
2.2.1	Datos Comerciales de los Usuarios	2-1
2.2.2	Solicitudes de Conexión de Servicio	2-2
2.2.3	Reposición de Suministro Después de un Reclamo por una Interrupción	2-2
2.2.4	Rehabilitaciones de Suministro Suspendidos por Falta de Pago	2-2
2.2.5	Reclamos	2-2
2.2.6	Facturación Estimada	2-2
2.2.7	Precisión del Medidor de Consumo de Energía Eléctrica	2-2
2.3	Clasificación de los Usuarios de Acuerdo a Densidad Demográfica	2-2
3.	CRITERIOS PARA LA DETERMINACION DE LOS INDICADORES	3-1
3.1	Niveles Globales de Calidad del Servicio Comercial	3-1
a.	Conexiones de Servicio	3-1
b.	Usuarios Reconectados Después de una Interrupción	3-2
c.	Calidad de la Facturación	3-2
d.	Tratamiento de Reclamos	3-4
e.	Reconexión de Suministro	3-5
f.	Respuesta a las Consultas de los Usuarios	3-6
3.2	Niveles de Calidad Comercial Garantizados a Cada Usuario	3-6
a.	Conexiones del Servicio Eléctrico y del Medidor (COSE)	3-6
b.	Reposición del Suministro Después de un reclamo por una Interrupción Individual (USRE)	3-7
c.	Estimaciones en la Facturación (CFFE)	3-7
d.	Resolución de Reclamos Comerciales (TRRC)	3-7
e.	Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago (RCSU)	3-8
f.	Plazo de Respuesta a las Consultas de los Usuarios (RCUS)	3-8
g.	Información a los Usuarios Finales Acerca de las Interrupciones Programadas (INPR)	3-8
h.	Reclamos por Inconvenientes con el Nivel de Tensión Suministrado (RETE)	3-8
i.	Reclamos por Inconvenientes en el Funcionamiento del Medidor (REME)	3-8
3.3	Incumplimientos por Causales de Fuerza Mayor, caso Fortuito o no Imputables al Accionar de la Distribuidora	3-8
3.4	Sistema Informático - Modificaciones Posteriores	3-9
3.5	Contabilización de Períodos de medición	3-9
4.	INFORMACIÓN A REMITIR POR LA DISTRIBUIDORA	4-1
4.1	Periodicidad	4-1
4.2	Información con Periodicidad Mensual	4-1
4.3	Informe de la Calidad de Servicio y Suministro	4-3
4.4	Información con Periodicidad Anual	4-3
4.5	Formato y Medio de Remisión	4-3
5.	DESCRIPCIÓN DE LAS TABLAS A REMITIR POR LA DISTRIBUIDORA	5-1
6.	ANEXO 1: Excepciones a la clasificación por densidad demográfica	6-1

1. INTRODUCCION

El control de la Calidad del Servicio Comercial se realizará de acuerdo a lo establecido en las Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución, a través de información extraída directamente de la base de datos de los sistemas de gestión comercial de la Distribuidora.

2. SISTEMA DE INFORMACION EN BASES DE DATOS

2.1 Generalidades

Para poder determinar la calidad del servicio comercial, las Distribuidoras deberán contar con un sistema informático auditable para el registro de sus transacciones de gestión comercial y procedimientos confiables y homogéneos para la captura y recopilación de la información.

El sistema referido deberá incluir información que permita individualizar e identificar plenamente al usuario, el tipo de servicio contratado, la identificación de los medidores instalados para registrar sus consumos y su correspondiente estructura tarifaria.

El mismo deberá contar, además, con la información mínima imprescindible para el seguimiento de la tramitación de las solicitudes de servicio y reclamos presentados por los usuarios incluyendo la numeración sucesiva, correlativa y automática de los trámites que se ingresan. Del mismo modo deberá contener información suficiente para el control del proceso de facturación.

La SIGET procederá a su vez, a recopilar información relativa a la calidad comercial que provengan de reclamos y denuncias recibidas en la SIGET y toda otra información que considere conveniente, la cual será trasladada a la distribuidora responsable para su control y resolución.

El control de la información básica se realizará comparando los datos proporcionados por la Distribuidora y con la información adicional definida precedentemente.

La SIGET realizará auditorías aleatorias en los centros de procesamiento de información y locales de atención a los usuarios y podrá requerir información para su control o accediendo como usuario a los sistemas informáticos.

La SIGET validará los índices de calidad a partir de la información básica proporcionada por la Distribuidora.

2.2 Criterios de Extracción de Datos

La Distribuidora deberá contar con un programa informático con atributos de confiabilidad, seguridad y auditabilidad, para la extracción directa y automática de los datos de su sistema de gestión el cual deberá consolidar la información a ser entregada a la SIGET.

2.2.1 Datos Comerciales de los Usuarios

Se informará la totalidad de los usuarios activos durante el primer mes del período de control al momento de extracción de la información con la totalidad de los datos requeridos con que se cuente en la base de datos del sistema.

2.2.2 Solicitudes de Conexión de Servicio

Se informará la totalidad de solicitudes de conexión de servicio:

- Ingresadas en el mes en cuestión, pero que no fueron concretadas en el mismo.
- Concretadas en el mes, pero que fueron solicitadas en algún período previo.
- Ingresadas en el mes, y que fueron concretadas en el mismo mes.

2.2.3 Reposición de Suministro Después de un Reclamo por una Interrupción

Se informará la totalidad de los reclamos por interrupciones ocurridas en el mes y las duraciones correspondientes a cada reposición.

2.2.4 Rehabilitaciones de Suministro Suspendidos por Falta de Pago

Se informará la totalidad de:

- Suspensiones de suministro realizadas en el mes por falta de pago pero cuya rehabilitaciones no se produjo en el mismo mes.
- Rehabilitaciones de suministro realizadas en el mes, pero cuya suspensión por falta de pago se produjo en algún período previo.
- Suspensiones de servicio realizadas en el mes por falta de pago y cuya rehabilitaciones se produjo en el mismo mes.

2.2.5 Reclamos

Se informará la totalidad de reclamos por cualquier motivo:

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

2.2.6 Facturación Estimada

Se informará la totalidad de facturas estimadas en el mes, cualquiera sea el motivo.

2.2.7 Precisión del Medidor de Consumo de Energía Eléctrica

Todo medidor de energía que no cumpla con las exigencias del porcentaje de error establecido, deberá ser sustituido por otro que se encuentre dentro de las tolerancias en las normas establecidas por SIGET o en su defecto deberá ser recalibrado para que cumpla dichas tolerancias. Se le deberá notificar al Usuario de cualquier cambio.

2.3 Clasificación de los Usuarios de Acuerdo a Densidad Demográfica

En las Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución referente a la Calidad de Servicio Comercial, un Área Geográfica será considerada como de:

Densidad Demográfica Alta:	más de 5,000	habitantes/km ²
Densidad Demográfica Media:	de 1,001 a 5,000	habitantes/km ²
Densidad Demográfica Baja:	de 1 a 1000	habitantes/km ²

Con la excepción de la clasificación de los municipios especificados en el Anexo 1.

3. CRITERIOS PARA LA DETERMINACION DE LOS INDICADORES

De acuerdo a lo establecido en las Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución, se deberán determinar los Niveles Globales de Calidad Comercial (indicadores globales) y los Niveles de Calidad Comercial Garantizados a Cada Cliente (indicadores individuales), con la información necesaria contenida en el sistema de gestión comercial de cada distribuidor.

Para la determinación de los Indicadores Globales e Individuales se indican a continuación los criterios que se deberán seguir:

3.1 NIVELES GLOBALES DE CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

A. Conexiones de Servicio

Para este indicador se toma el porcentaje de conexiones de servicios a los usuarios que no requieran de ampliación o modificación de la red de distribución que, como mínimo, deben realizarse dentro de los plazos máximos garantizados a cada usuario.

Los límites admisibles serán aquellos que surjan de acuerdo al área geográfica (Densidad Demográfica Alta, Media y Baja) en donde se ubique al usuario.

Se deberá calcular el tiempo empleado para efectivizar la conexión del servicio considerado desde la fecha de pago del derecho de conexión.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$COSE_i = \frac{\sum CA_i}{\sum CS_i} \times 100$$

Dónde:

i: Densidad Demográfica (Alta, Media y Baja Densidad)

$\sum CA_i$: Total de Conexiones que se realizaron en el período analizado, que no requieren modificación de Red, y que se hayan ejecutado dentro de los plazos máximos garantizados a cada usuario dependiendo de la densidad demográfica a la que pertenece

$\sum CS_i$: Total de Conexiones que se realizaron en el período analizado, que no requieren modificación de Red, dependiendo de la densidad demográfica a la que pertenece el Usuario.

B. Usuarios Reconectados Después de una Interrupción

Para este indicador se considera el porcentaje de usuarios que, como mínimo, deben ser reconectados por la distribuidora, dentro de los plazos máximos garantizados a cada usuario, en caso de reclamos por falta de energía reportados en la tabla RECLAMOS_FE.

Los límites admisibles serán aquellos que surjan de acuerdo al área geográfica (Densidad Demográfica Alta, Media y Baja) en donde se ubique al usuario.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$USRE_i = \frac{\sum Up_i}{\sum Ut_i} \times 100$$

Dónde:

i: Densidad Demográfica (Alta, Media y Baja Densidad)

$\sum Up_i$: Total de Usuarios que reclamaron por una interrupción en el período analizado y fueron reconectados dentro de los plazos máximos establecidos para cada usuario dependiendo de la densidad demográfica a la que pertenece

$\sum Ut_i$: Total de Usuarios que reclamaron por una interrupción en el período analizado, dependiendo de la densidad demográfica a la que pertenece.

C. Calidad de la Facturación

La calidad de la facturación a los usuarios, se evalúa conforme a los siguientes índices:

- Porcentaje de Errores en la Facturación (IPE)

Para el cálculo de este indicador se considera el porcentaje máximo de rectificaciones de facturas emitidas, será de forma mensual sin discriminar por tarifa y de resultado anual. Este valor calculado se le compara con el Límite Admisible establecido. Al finalizar el año se acumulan los excedentes para determinar las compensaciones resultantes.

Se deberán considerar para el cálculo del indicador la totalidad de los reclamos o quejas de clientes recibidas por la Distribuidora que resulten procedentes y se encuentren informados en la tabla FACTURACION_ERRONEA.

A tal fin la tabla de códigos de motivos de reclamos que presente la Distribuidora deberá contener una clasificación que permita identificar rápidamente cada reclamo.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$IPE_j = \frac{\sum FA_j}{\sum NE_j} \times 100$$

Dónde:

j: Variando de 1 al último mes del período

\sum_{FA_j} : Total de Facturas ajustadas en el mes analizado (sin discriminación de tarifa ni densidad)

\sum_{NE_j} : Total de Facturas emitidas en el mes analizado (sin discriminación de tarifa ni de densidad)

- Porcentaje de Facturación Estimada (IFE)

Para el cálculo de este indicador se considera el porcentaje máximo de estimaciones en las facturas emitidas.

Los límites admisibles serán aquellos que surjan de acuerdo al área geográfica (Densidad Demográfica Alta, Media y Baja) en donde se ubique al usuario.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$IFE_i = \frac{\sum FE_i}{\sum NE_i} \times 100$$

Dónde:

i Densidad Demográfica (Alta, Media y Baja Densidad)

$\sum FE_i$: Total de Facturas estimadas en el período en el período analizado, discriminando por Densidad Demográfica

$\sum NE_i$: Total de Facturas emitidas en el período analizado discriminando por Densidad Demográfica

D. Tratamiento de Reclamos

La medición de desempeño de la distribuidora en lo que respecta al tratamiento de los reclamos de los usuarios y sus quejas en general se verifica de acuerdo a los siguientes parámetros

- Porcentaje de Reclamos (PRU)

Se deberán considerar para el cálculo del indicador la totalidad de los reclamos o quejas de clientes procedentes recibidas por la Distribuidora, informados en la tabla RECLAMOS, de acuerdo al límite admisible según su origen (por interrupciones de servicio, por variaciones en los niveles de tensión y por problemas comerciales)

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$PRU_n = Ra_n / Nu \times 100\%$$

Dónde:

Ra_n = Número total de reclamos procedentes recibidas;

Nu = Número total de usuarios servidos en el año (todo los usuarios que estuvieron alguna vez de alta en el período);

N = Puede ser igual a i , t ó c , de acuerdo a la correspondencia con los reclamos por interrupciones, por variaciones en los niveles de tensión o por problemas comerciales, respectivamente.

PRU_i = Porcentaje de Reclamos por interrupciones de servicio en el año;

PRU_t = Porcentaje de Reclamos por variaciones en los niveles de Tensión en el año;

PRU_c = Porcentaje de Reclamos por problemas comerciales en el año.

- Tiempo promedio de Procesamiento (TPA)

Se deberá considerar para el cálculo del indicador el tiempo en días hábiles para resolver el reclamo, considerando solamente los reclamos procedentes resueltos.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$TPA = \frac{\sum TA}{\sum RA} \times 100$$

Dónde:

$\sum TA$: Total de días hábiles para resolver cada Reclamo o queja en el período analizado

$\sum RA$: Número total de Reclamos resueltos en el período analizado

- Porcentaje de Resolución (PRA)

Se deberá considerar para el cálculo de este indicador el número total de reclamos o quejas procedentes.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente

$$PRA = \frac{\sum NR}{\sum RRa} \times 100$$

Dónde:

$\sum NR$: Número total de Reclamos procedentes resueltos en el período analizado

$\sum RRa$: Número total de Reclamos procedentes recibidos hayan sido resueltos o no en el periodo analizado.

Nota:

RRa: Un reclamo pendiente que es resuelto en otro mes, debe contarse como 1 sólo. Los reclamos pendientes de resolución a lo largo del período, también son contabilizados.

E. Reconexión de Suministro

Se considerará el porcentaje de reconexiones de suministro suspendidas por falta de pago que deban ser realizadas por la Distribuidora dentro de los plazos garantizados a cada usuario.

Los límites admisibles serán aquellos que surjan de acuerdo al área geográfica (Densidad Demográfica Alta, Media y Baja) en donde se ubique al usuario.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente

$$RCSU_i = \frac{\sum RLa_i}{\sum RLe_i} \times 100$$

Dónde:

i: Densidad Demográfica (Alta, Media y Baja Densidad)

$\sum RLa_i$: Reconexiones que se realizaron en el período analizado dentro de los plazos establecidos para cada usuario dependiendo de la densidad demográfica a la que pertenece

$\sum RLe_i$: Total de reconexiones que se realizaron en el período analizado, dependiendo de la densidad demográfica a la que pertenece

F. Respuesta a las Consultas de los Usuarios

El porcentaje de consultas de usuarios que como mínimo deben ser respondidas por escrito por la Distribuidora dentro del plazo indicado.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$RCUS = \frac{\sum RCp}{\sum RCt} \times 100$$

Dónde:

$\sum RCp$: Total de respuestas a consultas que se realizaron en el período analizado dentro de los plazos máximos para cada usuario

$\sum RCt$: Total de consultas que se realizaron en el período analizado.

3.2 NIVELES DE CALIDAD COMERCIAL GARANTIZADOS A CADA USUARIO

Se considera como índices de Calidad del Servicio Comercial Garantizados a Cada Cliente, a los tiempos de respuesta asociados a:

A. Conexiones del Servicio Eléctrico y del Medidor (COSE)

Para este indicador se consideran los tiempos máximos en que la distribuidora debe proveer la conexión del servicio eléctrico y el medidor a cada usuario final, a partir de que el mismo solicitara el servicio. Los referidos plazos se toman *desde la fecha de pago del derecho*

de conexión hasta la conexión del medidor y puesta a disposición del servicio y se cuentan en días hábiles.

Se considerarán diferentes límites de acuerdo a si la instalación requiere modificación o no de red, y de acuerdo al área geográfica en la que habita el usuario (Densidad Demográfica Alta, Media y Baja).

B. Reposición del Suministro Después de un reclamo por una Interrupción Individual (USRE)

Independientemente de las exigencias indicadas en las Normas de Calidad de Servicio Técnico, en los casos en que un usuario final sufra una interrupción sostenida y efectúe un reclamo por falta de energía, la distribuidora debe reponer el suministro en los tiempos que se indican en la citada Norma, los que se miden en horas corridas desde el momento de que la distribuidora haya tomado conocimiento de la interrupción por medio de un reclamo realizado por el usuario afectado hasta que le de solución al mismo, utilizando para el cálculo la tabla RECLAMOS_FE.

No se tomarán los reclamos cuya interrupción sea considerada causal de Caso Fortuito o Fuerza mayor debidamente aprobado o pendiente de resolución por SIGET, así como las interrupciones programadas y las externas al sistema de distribución.

Se considerarán diferentes límites de acuerdo al área geográfica en la que habita el usuario (Densidad Demográfica Alta, Media y Baja).

C. Estimaciones en la Facturación (CFFE)

Sin perjuicio de la obligación de la distribuidora de facturar a sus usuarios finales en función de lecturas reales de sus medidores, se establecen diferentes límites de acuerdo al área geográfica en la que habita el usuario (Densidad Demográfica Alta, Media y Baja) a aquellos casos en los que la distribuidora tenga que estimar la facturación de un usuario final, debido a errores en la lectura o por no haber tomado la lectura del medidor por situaciones adjudicables a fuerza mayor o caso fortuito. Los límites indicados determinan la cantidad de facturaciones no reales que la distribuidora podrá emitir por esas causales a un mismo usuario final, durante un año calendario.

D. Resolución de Reclamos Comerciales (TRRC)

Toma en consideración los tiempos en que la distribuidora debe resolver los reclamos de los usuarios finales por cuestiones comerciales, contados a partir del momento en que sean recibidos por ésta. Los límites se miden en días hábiles.

Se considerarán diferentes límites de acuerdo al área geográfica en la que habita el usuario (Densidad Demográfica Alta, Media y Baja).

E. Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago (RCSU)

Mide el tiempo, en horas continuas durante los días hábiles, en que la distribuidora debe restablecer el servicio suspendido por falta de pago, a partir que el usuario final haya cancelado su deuda.

Se considerarán diferentes límites de acuerdo al área geográfica en la que habita el usuario (Densidad Demográfica Alta, Media y Baja).

F. Plazo de Respuesta a las Consultas de los Usuarios (RCUS)

Establece el tiempo máximo en que la distribuidora debe dar respuesta escrita a las consultas de los usuarios, considerado en días hábiles desde el momento en que ésta la recibe.

G. Información a los Usuarios Finales Acerca de las Interrupciones Programadas (INPR)

La distribuidora debe informar a los usuarios acerca de las interrupciones programadas del suministro, con una anticipación no inferior al límite admisible, considerada en horas corridas.

Dentro de los 15 días hábiles posteriores al mes de control, la Distribuidora deberá remitir a la SIGET la constancia de las publicaciones en medios masivos de comunicación o notificaciones a los usuarios respecto a las interrupciones programadas realizadas en dicho período con indicación de a que interrupción corresponde.

H. Reclamos por Inconvenientes con el Nivel de Tensión Suministrado (RETE)

La distribuidora debe efectuar una inspección técnica al lugar a efectos de identificar el problema en un plazo no superior al indicado en la tabla que figura en el artículo 73. h) de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución en “Reclamos por Inconvenientes con el Nivel de Tensión Suministrado”

I. Reclamos por Inconvenientes en el Funcionamiento del Medidor (REME)

La distribuidora debe efectuar una inspección técnica al lugar a efectos de identificar el problema en un plazo no superior al indicado en la tabla que figura en artículo 73. i) de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución en “Reclamos por Inconvenientes en el Funcionamiento del Medidor”.

3.3 INCUMPLIMIENTOS POR CAUSALES DE FUERZA MAYOR, CASO FORTUITO O NO IMPUTABLES AL ACCIONAR DE LA DISTRIBUIDORA

En el cómputo de los indicadores de Calidad del Servicio Comercial, se considerarán todos los casos informados por la Distribuidora para cada uno de los indicadores, salvo los incumplimientos que sean aceptados por la SIGET como originados en causales de Fuerza Mayor, Caso Fortuito o causas ajenas a su responsabilidad.

La definición, alcances y efectos del Caso Fortuito o de Fuerza Mayor han sido definidos según lo establecido en la Metodología emitida por la SIGET.

3.4 SISTEMA INFORMÁTICO - MODIFICACIONES POSTERIORES

Las modificaciones posteriores a la etapa de régimen que sean realizadas al sistema informático tanto en su estructura como en sus funciones, deberán ser documentadas e informadas a la SIGET dentro de los 15 días hábiles posteriores al mes en el que se implementaron.

Esta información deberá contemplar como mínimo el siguiente detalle:

- 1- Descripción General del Sistema
- 2- Diagrama en Bloques
- 3- Diseño de Entradas y Salidas
- 4- Seguridad del Aplicativo.
- 5- Plataformas y Bases de Datos.

3.5 CONTABILIZACIÓN DE PERÍODOS DE MEDICIÓN

Para efectos del cálculo de aquellos indicadores relacionados con reclamos y consultas, donde el límite se contabilice en días, se iniciará la contabilización a partir del día en que se inicia la acción solicitada sin considerar la hora.

4. INFORMACIÓN A REMITIR POR LA DISTRIBUIDORA

4.1 Periodicidad

Con el objeto de verificar el debido cumplimiento de las obligaciones de la empresa Distribuidora y llevar el seguimiento y control por parte de la SIGET, la Distribuidora deberá remitir la información organizada en tablas (bases de datos), con los formatos que se encuentran detalladas en los anexos de esta Metodología.

Las empresas distribuidoras deberán remitir a la SIGET la información en forma mensual, semestral y anual, de acuerdo al detalle siguiente:

- La Información Mensual deberá ser remitida a más tardar dentro de los 15 días hábiles siguientes al final de cada mes, conjuntamente con la tabla DATOS_USUARIOS.
- La tabla DATOS_USUARIOS se enviará completa con todos los usuarios que estuvieron activos durante el primer mes del período de control, conjuntamente con las correspondientes tablas mensuales.
- La Información Semestral deberá ser remitida los primeros 15 días hábiles del mes siguiente al de finalización del período en estudio.
- La tabla SALIDA_GLOBAL con los resultados anuales, deberá ser remitida conjuntamente con la información mensual del último mes del periodo de control analizado.

4.2 Información con Periodicidad Mensual

En los plazos establecidos en la sección 4.1, la Distribuidora deberá remitir a la SIGET las siguientes tablas referidas a lo ocurrido el mes calendario anterior.

En el Capítulo 5 se presentan los Formatos de cada una de las Tablas a presentar.

NOMBRETABLA	PERIODO	DESCRIPCIÓN
NUEVOS_SERVICIOS	Mensual	Tabla de solicitudes de conexión de servicio o aumento de potencia.
RECONEXIONES	Mensual	Tabla de rehabilitaciones de servicio.
RECLAMOS	Mensual	Tabla de reclamos.
RECLAMOS_INCONVENIENTES	Mensual	Tabla de Reclamos por Inconvenientes con el Nivel de Tensión o Funcionamiento del

NOMBRETABLA	PERIODO	DESCRIPCIÓN
		Medidor
RECLAMOS_FE	Mensual	Tabla de Reclamos por falta de energía
FUERZA_MAYOR	Mensual	Tabla de casos con causal Fuerza Mayor
POTENCIAS	Mensual	Tabla de Potencias
SALIDA_INDIVIDUAL	Mensual	Tabla de indicadores y compensaciones por usuario.
FACTURACION	Mensual	Energía y Monto facturado mensual de cada usuario.
FACTURACION_ERRONEA	Mensual	Tabla de facturación errónea.
FACTURACION_ESTIMADA	Mensual	Tabla de facturación estimada.
INTERR_PROGRAMADAS	Mensual	Tabla de notificación de interrupciones programadas.
INTERRUPCIONES	Mensual	Tabla de Interrupciones.
REP_USUARIOS	Mensual	Tabla de interrupciones por usuario
CONSULTA_USUARIOS	Mensual	Tabla de consulta realizadas por los usuarios a la Distribuidora.
JUSTIFICACIONES	Mensual	Tabla de casos de incumplimientos en los cuales se invoca causal de justificación.

4.3 Informe de la Calidad de Servicio y Suministro

Las empresas distribuidoras deberán incluir un informe ejecutivo en donde se presente el resumen de la evolución de los indicadores de cada mes y los promedios correspondientes a los referidos semestres.

Este informe deberá ser presentado en forma escrita y en medio magnético, en las fechas establecida en la sección 4.1.

4.4 Información con Periodicidad Anual

En los plazos indicados en el punto 4.1 de la presente Base Metodológica, la Distribuidora deberá remitir a la SIGET la información indicada a continuación:

NOMBRETABLA	PERIODO	DESCRIPCION
DATOS_USUARIOS	Anual con actualización mensual	Tabla de usuarios conteniendo toda la información comercial del mismo.
SALIDA_GLOBAL	Anual	Tabla de indicadores globales

4.5 Formato y Medio de Remisión

A los fines del seguimiento y control que efectuará la SIGET para verificar el cumplimiento de las obligaciones de la Distribuidora, la empresa deberá remitir la siguiente información, organizada en tablas en formato ASCII de acuerdo a lo detallado en la Sección 5.

Los campos de los registros informados en dichas tablas deberán estar delimitados por el separador de campo PIPE (|). Asimismo como final de línea se debe utilizar CrLf (ASCII 13 + ASCII 10)

Se deben informar la totalidad de los campos, aunque algunos de ellos no contengan datos, en cuyo caso quedarán vacíos y respetando el orden establecido en las tablas descritas.

Los formatos de fecha y hora se deberán uniformizar de la siguiente manera:

a) fecha dd/mm/aaaa Ejemplo: fecha 27/08/2005

b) fecha + hora, dd/mm/aa hh:mm Ejemplo: fecha + hora 27/08/2005 13:08

El campo decimal será informado con dos decimales, mientras que los campos de texto no podrán informarse con delimitadores propios, comillas dobles (“”) o simples (‘’).

Las tablas deberán remitirse a la SIGET en medio magnético, nombradas de acuerdo a la codificación indicada a continuación:

1 2 3 4 5_NOMBRETABLA.xxx

Dígito 1 - Identificación de la Distribuidora

- A - CAESS**
- B - CLESA**
- C - DEUSEM**
- D - DELSUR**
- E - EEO**
- F - EDESAL**
- G - B&D, SERVICIOS TÉCNICOS**
- H - ABRUZZO**

Dígito 2 - Código de identificación de la Campaña

- C:** Calidad de Servicio Comercial

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

- Dos últimos Dígitos del Año

Dígito 5 - Código de identificación del Mes de Envío

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

NOMBRETABLA: Denominación de las Tablas enviadas, definidas en las secciones 4.2 y 4.4 del presente documento.

En los casos que deba informarse el nombre de municipios y/o departamentos, éstos deberán ser expresados en letras mayúsculas, sin acentos, ni abreviaturas, ni símbolos ajenos al alfabeto español, no se deberán utilizar las palabras “DEPARTAMENTO” o “MUNICIPIO”, ni espacios al inicio o al final de los nombres, y para el caso de nombres compuestos por dos o más palabras se deberá utilizar exactamente un espacio como separador entre éstas.

5. DESCRIPCIÓN DE LAS TABLAS A REMITIR POR LA DISTRIBUIDORA

INFORMACIÓN CON PERIODICIDAD ANUAL Y ACTUALIZACION MENSUAL

TABLA: DATOS_USUARIOS

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Tarifa	Tarifa correspondiente al usuario	Texto (5)
TipoRegistro	Indica si es un registro dado de alta, de baja o si tiene modificación en alguno de sus campos (A=Alta, B=Baja, M=Modificación)	Texto (1)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio del Usuario	Entero
AreaGeografica	Densidad Alta (A) / Media (M) / Baja (B)	Texto (1)
TipoServicio	Densidad de carga alta (U) / Densidad de carga baja (R) conforme a lo establecido en el numeral 6 de la metodología de control de la calidad del servicio técnico	Texto (1)
TipoInstalacion	Monofásica (M) / Trifásica (T)	Texto (1)
Subestación	Subestación AT/MT o N° de transformador desde donde se alimenta al usuario	Texto (50)
Circuito	N° de circuito MT desde donde se alimenta al usuario para división red normal	Texto (50)
CenMTBT	N° de centro MT/BT desde donde se alimenta al usuario en BT para división red normal.	Texto (20)
IDMedidor	Identificación de medidor	Texto (25)
TipoMedidor	Código de Identificación del tipo de medidor (nos deben enviar los tipos)	Texto (30)
FechaColocacion	Fecha de colocación de medidor	Fecha
Nombre	Nombre del usuario	Texto

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
		(50)
Calle	Calle	Texto (60)
NumeroVivienda	Número	Texto (10)
Piso	Piso	Texto (10)
Unidad	Unidad/Apartamento	Texto (5)
Telefono	Teléfono	Texto (10)
Departamento	Departamento	Texto (50)
Municipio	Municipio	Texto (50)
Colonia	Colonia o Cantón	Texto (50)
Potencia	Potencia facturada	Decimal
CoordenadaX	CoordenadaX (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Usuario	Decimal
CoordenadaY	CoordenadaY (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Usuario	Decimal

Nota:

- Para situaciones excepcionales, debidamente justificadas ante la SIGET y aceptadas por ésta, cuando la empresa distribuidora no disponga de las coordenadas UTM para algunos usuarios, deberá informar las correspondientes al centro de transformación de MTBT al cual éstos se encuentran conectados.
- Esta tabla se enviará completa con todos los usuarios que estuvieron activos durante el primer mes del período de control, conjuntamente con las correspondientes tablas mensuales. Debe tenerse en cuenta que en el campo “TipoRegistro” debe figurar la letra “A”.

- En los meses siguientes, sólo deben enviarse aquellos registros de usuarios que hayan estado de ALTA, de BAJA o que hayan sufrido modificación en el mes informado.
- Todos los usuarios dados de baja en el mes “N” se deberán informar con los datos correspondientes al mes “N+1” colocando los datos que figuran en la tabla “DATOS_USUARIOS” y en el campo “TipoRegistro” la letra “B”.
- Para el caso de las modificaciones se le dará el mismo tratamiento que para los usuarios dados de BAJA, colocando los datos que figuran en la tabla “DATOS_USUARIOS” con las adecuaciones efectuadas y en el campo “TipoRegistro” la letra “M”.

La tarifa del usuario deberá indicarse de acuerdo a la siguiente codificación:

TARIFA	DESCRIPCIÓN
109	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda residencial con consumo menor o igual a 99 kWh.
110	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda residencial con consumo mayor que 99 kWh y menor o igual a 200 kWh.
111	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda residencial con consumo mayor de 200 kWh.
112	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda uso general
113	Tarifa de Alumbrado Público
121	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, mediana demanda sin medición de potencia
122	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, mediana demanda con medición de potencia
123	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, mediana demanda con medidor horario
131	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, grandes demandas con medidor horario

TARIFA	DESCRIPCIÓN
132	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, grandes demandas con medidor electromecánico
211	Tarifa para Usuarios conectados en medianas demandas en MT, sin medidor de potencia
212	Tarifa para Usuarios conectados en medianas demandas en MT, con medidor de potencia
213	Tarifa para Usuarios conectados en medianas demandas en MT, con medidor horario
221	Tarifa para Usuarios conectados en grandes demandas en MT, con medidor horario
222	Tarifa para Usuarios conectados en grandes demandas en MT, con medidor electromecánico

Nota:

Para el caso en que la distribuidora aplique tarifas especiales no reguladas, con diferente denominación, SP1, 2, 3, 4 según sea el caso, la Distribuidora deberá adaptar dichas tarifas a las tarifas codificadas en la tabla anterior.

El código del tipo del medidor se realizará de la siguiente forma:

MEDIDORES CON SISTEMAS AUXILIARES DE TRANSFORMACIÓN

CODTIPO	FORMA	HILOS	FASES	VOLTIOS	AMP PRUEBA	AMP MÁXIMO
111	4S	3	1	240	2.5	10
112	5A	3	3	120	2.5	10
112A	5A	3	1	120	2.5	10
112B	5A	4	3	120	2.5	10
113	5S	3	3	120/208	2.5	20
113A	5S	3	1	120/208	2.5	20
113B	5S	4	3	120/208	2.5	20

CODTIPO	FORMA	HILOS	FASES	VOLTIOS	AMPPRUEBA	AMPMÁXIMO
114	8A	4D	3	240	2.5	20
114A	8A	3	1	240	2.5	20
114B	8A	3	3	240	2.5	20
115	9A	4Y	3	120	2.5	20
115A	9A	3	1	120	2.5	20
115B	9A	3	3	120	2.5	20
116	9S	4Y	3	120/208	2.5	20
116A	9S	3	1	120/208	2.5	20
116B	9S	3	3	120/208	2.5	20

MEDIDORES AUTOCONTENIDOS

CODTIPO	FORMA	HILOS	FASES	VOLTIOS	AMPPRUEBA	AMPMÁXIMO
211	1A	2	1	120	15	100
212	1S	2	1	120	15	100
213	2A	3	1	120/240	15	100
214	2S	3	1	120/240	15	100
215	5A	3	3	120	15	100
215A	5A	3	1	120	15	100
215B	5A	4	3	120	15	100
216	5S	3	3	240	30	200
216A	5S	3	1	240	30	200
216B	5S	4	3	240	30	200

CODTIPO	FORMA	HILOS	FASES	VOLTIOS	AMPPRUEBA	AMPMÁXIMO
217	8A	4D	3	240	15	100
217A	8A	3	1	240	15	100
217B	8A	3	3	240	15	100
218	8S	4D	3	240	30	200
218A	8S	3	1	240	30	200
218B	8S	3	3	240	30	200
219	9A	4Y	3	127/220	15	75
219A	9A	3	1	127/220	15	75
219B	9A	3	3	127/220	15	75
220	12A	3Y	3	120/208	15	100
220A	12A	3	1	120/208	15	100
220B	12A	4	3	120/208	15	100
221	12A	3Y	3	120/208	30	200
221A	12A	3	1	120/208	30	200
221B	12A	4	3	120/208	30	200
222	12A	3D	3	240/480	15	100
222A	12A	3	1	240/480	15	100
222B	12A	4Y	3	240/480	15	100
223	12A	3D	3	240/480	30	200
223A	12A	3	1	240/480	30	200
223B	12A	4	3	240/480	30	200
224	12S	3Y	3	120/208	15	100
224A	12S	3	1	120/208	15	100

CODTIPO	FORMA	HILOS	FASES	VOLTIOS	AMPPRUEBA	AMPMÁXIMO
224B	12S	4	3	120/208	15	100
225	12S	3Y	3	120/208	30	200
225A	12S	3	1	120/208	30	200
225B	12S	4	3	120/208	30	200
226	12S	3D	3	240/480	15	100
226A	12S	3	1	240/480	15	100
226B	12S	4	3	240/480	15	100
227	12S	3D	3	240/480	30	200
227A	12S	3	1	240/480	30	200
227B	12S	4	3	240/480	30	200
228	14A	4Y	3	120/240	15	100
228A	14A	3	1	120/240	15	100
228B	14A	3	3	120/240	15	100
229	14S	4Y	3	120/240	15	100
229A	14S	3	1	120/240	15	100
229B	14S	3	3	120/240	15	100
230	14S	4Y	3	120/240	30	200
230A	14S	3	1	120/240	30	200
230B	14S	3	3	120/240	30	200
231	15A	4D	3	120/240	15	200
231A	15A	3	1	120/240	15	200
231B	15A	3	3	120/240	15	200
232	15S	4D	3	120/240	15	100

CODTIPO	FORMA	HILOS	FASES	VOLTIOS	AMPPRUEBA	AMPMÁXIMO
232A	15S	3	1	120/240	15	100
232B	15S	3	3	120/240	15	100
233	15S	4D	3	480	30	200
233A	15S	3	1	480	30	200
233B	15S	3	3	480	30	200

Nota:

- Con respecto a la utilización de medidores electrónicos, según sea el caso, se deberá colocar después del CODTIPO que corresponda, la letra E, por ejemplo: 123E, 124E, etc.
- Con respecto a la identificación de las fases, según sea el caso, se ha especificado los siguientes indicativos, **1**= Monofásico (incluye servicios identificados como bifilares o trifilares); y, **3**= Trifásico.

INFORMACIÓN CON PERIODICIDAD ANUAL

TABLA: SALIDA_GLOBAL

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
CODIndicador	Código de Indicador según tabla adjunta	Texto (5)
Tipo	Alta (A), Media (M), Baja (B), o Global (G)	Texto (5)
Valor	Valor del Indicador	Decimal
MontoCompensacion	Monto Calculado de la Compensación (Dólares)	Decimal

Nota:

El CODIndicador deberá indicarse de acuerdo a la siguiente codificación:

INDICADOR	DESCRIPCIÓN
COSE	Conexiones de Servicio por Tipo de Zona
USRE	Usuarios reconectados después de una interrupción por Tipo de Zona
IPE	Calidad de la Facturación - Porcentaje de errores en la facturación
IFE	Calidad de la Facturación - Porcentaje de facturación estimada por Tipo de Zona
PRUI	Tratamiento de Reclamos - Porcentaje de reclamos por Interrupciones de Servicio
PRUT	Tratamiento de Reclamos - Porcentaje de reclamos por Niveles de Tensión
PRUC	Tratamiento de Reclamos - Porcentaje de reclamos por problemas Comerciales
TPA	Tratamiento de Reclamos - Tiempo promedio de procesamiento
PRA	Tratamiento de Reclamos – Porcentaje de Resolución
RCSU	Reconexión de Suministro por Tipo de Zona
RCUS	Respuesta a las Consultas de los Usuarios

Deberá repetirse el CODIndicador como Tipo de Zonas que existan, indicando el valor en el campo denominado VALOR. En caso de no existir el valor para este campo se deberá indicar como dato Nulo.

Aquellos indicadores que no requieran discriminación por Tipo de Zona se deberán informar con una “G” en el campo Tipo.

INFORMACIÓN CON PERIODICIDAD MENSUAL**TABLA: NUEVOS_SERVICIOS**

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
CodTramite	Identificación única que el sistema otorga al trámite	Texto (15)
ModificacionRed	Indica si hay o no modificación en la red SI (S), NO (N)	Texto (1)
FechaSolicitud	Fecha en que el usuario concretó la solicitud de la conexión del suministro	Fecha
FechaPago	Fecha en que el usuario abonó el derecho de conexión correspondiente	Fecha
FechaConexion	Fecha de puesta a disposición del cliente el suministro	Fecha
CostoConexión	Costo de conexión de servicio, incluye acometida y equipo de medición y costos asociados (dólares)	Decimal

TABLA: RECONEXIONES

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
CodTramite	Identificación única que el sistema otorga al trámite	Texto (15)
FechaSuspension	Fecha de la suspensión del suministro	Fecha
MotivoSuspension	Motivo de la suspensión según tabla adjunta (*)	Texto (2)
FechaEliminacionCausa	Fecha y hora de pago del monto que da derecho a la reconexión o notificación de la eliminación de la causa que originó la interrupción	Fecha y Hora

FechaReconexion	Fecha y hora fehaciente de reconexión	Fecha y Hora
PromedioConsumo	Promedio mensual de consumo real (en kWh) facturado de los últimos 3 (tres) meses	Decimal

(*) El motivo que dio origen a la suspensión del suministro deberá indicarse de acuerdo a la siguiente codificación:

MOTIVO	DESCRIPCION
FP	Falta de pago de al menos 2 facturas
CD	Conexión directa
AS	Alteración de las condiciones de suministro
SU	Solicitud del usuario
SC	Solicitud del comercializador
IP	Instalaciones con peligro para la seguridad de las personas o bienes
AD	Acceso denegado a la vivienda por parte del usuario

TABLA: RECLAMOS

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
CodTramite	Identificación única que el sistema otorga al trámite.	Texto (15)
Fecha Reclamo	Fecha en que el usuario realizó el reclamo	Fecha
Motivo Reclamo	Causa que originó la realización del reclamo por parte del usuario(***)	Texto (2)

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
Monto Reclamo	Monto de la facturación objeto del reclamo (monto de las facturas en dólares)	Decimal
Fecha Solución	Fecha de cierre del reclamo	Fecha
Procedente	Reclamo Procedente (*) (S=SI, N=NO)	Texto (1)
Vía Reclamo	Vía o canal mediante el cual se efectuó el reclamo (**)	Texto (1)
Observacion	Completar en caso de reclamos con códigos de motivos FC o BV	Texto (150)

Nota:

- (*)En esta tabla deben registrarse todos los reclamos efectuados por los clientes independientemente de ser o no procedentes.
- Se deberá considerar procedente todo reclamo, cualquiera sea el motivo, fundado en fallas del servicio, errores o incumplimientos de la Distribuidora, o que tenga origen en información confusa o poco comprensible brindada por la Distribuidora, que lleve al usuario a considerar que se encuentra en alguna de las causales antes indicadas. Luego de su análisis los reclamos procedentes podrán ser resueltos de modo favorable o desfavorable al usuario.
- Se considerará improcedente todo reclamo que, sin necesidad de tramitación alguna, resulta evidente que no responde a ninguna de las causales indicadas precedentemente. Los mismos deberán ser registrados y cerrados por improcedentes en el momento de su presentación e informados en la tabla RECLAMOS.
- (**) La vía por la que se recibió el reclamo deberá suministrarse utilizando la siguiente codificación (**P** Personal; **T** Teléfono; **C** Carta, Nota o Fax; **E** Correo electrónico).

(***) El campo MotivoReclamo se informará codificado por motivo de reclamo del siguiente modo:

MOTIVO	DESCRIPCION
AC	Atraso en la conexión
AR	Atraso en la reconexión
RF	No recibe factura
DF	Cambio de nombre o dirección en la factura
CA	Cobros altos (Error Facturación)
FC	Fallas del contador (Error Facturación)
IT	Inconformidad con la tarifa (Error Facturación)
EL	Error de lectura (Error Facturación)
FE	Falta de energía
BV	Bajo/Alto voltaje
FT	Falla de transformador
NA	No atención de llamadas de emergencia
DA	Deficiente atención de llamadas de emergencia – atraso
AO	Mala atención en oficinas
DE	Daños de equipos
DP	Daños a la propiedad
OC	Orden de corte sin razón

TABLA: RECLAMOS_INCONVENIENTES

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° cuenta, etc según corresponda)	Texto (30)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
CodTramite	Identificación única que el sistema otorga al trámite	Texto (15)
FechaReclamo	Fecha en que el usuario realizó el reclamo	Fecha
MotivoReclamo	Causa que originó la realización del reclamo por parte del usuario (BV y FC) (*)	Texto (2)
FechaInspeccion	Fecha en que se realizó la inspección técnica al lugar	Fecha
FechaRespuesta	Fecha de respuesta por escrito	Fecha
Procedente	Reclamo Procedente (**) (S=SI, N=NO)	Texto (1)

Nota:

(*) El campo MotivoReclamo se informará codificado del siguiente modo

BV : Bajo/Alto voltaje, FC: Fallas del contador.

(**) En esta tabla deben registrarse todos los reclamos efectuados por los clientes del motivo especificado en el campo MotivoReclamo, independientemente de ser o no procedentes

Cada reclamo se informará tantas veces como se actualice en alguno de sus campos de fecha hasta que el mismo sea cerrado con la fecha de respuesta por escrito.

TABLA: RECLAMOS_FE

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto (20)
CodTramite	Identificación única que el sistema otorga al trámite (el mismo que en tabla RECLAMOS)	Texto (15)
FechaIn	Fecha y Hora del reclamo	Fecha+Hora

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
FechaRp	Fecha y Hora de la Reposición	Fecha+Hora

Nota: No se incluirán en esta tabla los reclamos que sean realizados por una interrupción externa o programada.

Cada reclamo se informará tantas veces como se actualice en alguno de sus campos de fecha hasta que el mismo sea cerrado.

TABLA: FUERZA_MAYOR (Tabla de Casos Fortuitos o Fuerza Mayor)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Caso	N° correlativo de caso	Entero
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto (20)
InstalacionAfect	Instalaciones afectadas (SE, Circuito, etc.)	Texto (50)
UsuaAfect	Cantidad de usuarios afectados	Entero
FechaIn	Fecha y hora de inicio de la interrupción	Fecha + Hora
FechaRp	Fecha y hora de última reposición	Fecha + Hora
Duracion	Duración en minutos de la interrupción para la última reposición	Entero
Causal	Código de causa de Fuerza Mayor (*)	Texto (3)
Descripcion	Breve descripción de los hechos	Texto (255)
P-1	Prueba Presentada – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-2	Prueba Presentada – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-3	Prueba Presentada – Si (S) No (N)	Texto (1)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
P-4	Prueba Presentada – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-5	Prueba Presentada – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-6	Prueba Presentada – Si (S) No (N)	Texto (1)
ResolucionSIGET	Resultado de la SIGET - Aprobado (A), No aprobado (N)	Texto (1)
ExpteSIGET	Expediente de la SIGET	Texto (20)

Nota:

- Esta tabla será utilizada por la Distribuidora para solicitar la evaluación, por parte de la SIGET, de aquellos casos que considere deben ser excluidos del cómputo de los indicadores.
- Según las pruebas que aporte la Distribuidora, se clasificarán según el siguiente cuadro:

P-1	Aporta fotografías
P-2	Aporta Acta notarial
P-3	Aporta formulario de testimonio de personal
P-4	Aporta Documentación Expedida por Policía
P-5	Aporta Documentación Expedida por Fiscalía
P-6	Otro tipo de Prueba

- La documentación a entregar dependerá del caso de evaluación solicitada.

(*)Las Causas se deberán codificar de acuerdo a lo detallado en la siguiente Tabla:

CAUSAL	DESCRIPCIÓN
011	Terceros-Vandalismo
012	Terceros-Cometas u otros objetos suspendidos de las líneas aéreas
013	Terceros-Alambres/Conductores
014	Terceros-Cables Telefónicos/Televisión por Cable/Otros Servicios
015	Terceros-Trabajos en la vía pública
016	Terceros-Embestidas/Colisiones
017	Terceros-Poda de árboles
021	Condiciones Climáticas Extremas-Vientos
022	Condiciones Climáticas Extremas-Inundaciones
024	Condiciones Climáticas Extremas-Descargas Atmosféricas
030	Incendio
040	Solicitado por el cliente
050	Autorizado por SIGET o autoridad competente
061	Afectación instalaciones subterráneas-Obstrucción de desagües
062	Afectación instalaciones subterráneas-Filtración por rotura de desagüe de agua

Nota:

Las causas codificadas en la tabla precedente tienen exclusivamente carácter enunciativo, a los fines de un mejor agrupamiento y su sola invocación no constituye por sí la aceptación del acontecimiento como fuerza mayor por parte de SIGET.

TABLA: POTENCIAS

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° cuenta, etc según corresponda)	Texto (30)
PotenciaRegistrada*	Potencia máxima registrada por el medidor (kW)	Decimal
PotenciaContratada	Potencia establecida en el contrato (kW)	Decimal
PotenciaFacturada	Potencia utilizada para la facturación (kW)	Decimal

Nota(*): En los clientes que posean medidor que no registre potencia, el campo irá vacío.

TABLA: SALIDA_INDIVIDUAL

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
CODIndicador	Código de Indicador según tabla adjunta	Texto (5)
Valor	Valor del exceso al limite admisible	Decimal
Compensacion	Valor de la Compensación en US\$	Decimal

Nota:

El CODIndicador deberá indicarse de acuerdo a la siguiente codificación:

INDICADOR	DESCRIPCIÓN
COSE	Conexiones del Servicio Eléctrico y del Medidor
USRE	Reposición del Suministro Después de un reclamo por interrupción
CFFE	Estimaciones en la Facturación
TRRC	Resolución de Reclamos Comerciales
RCSU	Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago
RCUS	Plazo de Respuesta a las Consultas de los Usuarios
INPR	Información a los Usuarios Finales acerca de las Interrupciones Programadas
RETE	Reclamos por Inconvenientes con el Nivel de Tensión Suministrado
REME	Reclamos por Inconvenientes en el Funcionamiento del Medidor

Nota:

- Para el caso del indicador CFFE se reportará de la tabla FACTURACION_ESTIMADA con valor de uno si sobrepasó el límite permisible en la normativa, caso contrario será cero si se ha realizado una estimación sin transgredir el límite.
- Para el caso del RETE y del REME que están relacionados a dos límites, la compensación corresponderá al primer límite transgredido.

TABLA: FACTURACION

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° cuenta, etc según corresponda)	Texto (30)
Energia*	Energía mensual facturada (kWh)	Decimal
MontoFacturado	Monto Facturado en el mes (Dólares)	Decimal
MontoProm3UF	Monto Promedio de las tres últimas facturas	Decimal

Nota (*): Cuando se dé el caso de una energía negativa, se deberá colocar en este campo el promedio de los 6 últimos meses de la energía facturada.

En el campo Energía, para usuarios con medición horaria, se deberá completar con la resultante de la suma de las energías registradas en los tramos horarios establecidos.

TABLA: FACTURACIÓN_ERRONEA

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. Según corresponda)	Texto (30)
CodTramite	Identificación única que el sistema otorga al trámite	Texto (15)
MotivoError	Causa que originó el error en la facturación por parte de la Distribuidora: (CA/FC/IT/EL), correspondiente a los motivos descriptos para la tabla RECLAMOS)	Texto (2)

TABLA: FACTURACION_ESTIMADA

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
CodTramite	Identificación única que el sistema otorga al trámite	Texto (15)
MotivoEstimacion	Causa que originó la realización de la estimación por parte de la Distribuidora : lectura no real (NR), no lectura medidor (NL)	Texto (2)
MontoEstimado	Monto de la facturación estimada (dólares)	Decimal
EnergiaEstimada	Energía estimada por la Distribuidora (KWh)	Decimal

TABLA: INTERR_PROGRAMADAS

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDInter	Identificación de la interrupción programada	Texto (20)
AreaAfectada	Área afectada por la interrupción programada	Texto (50)
DiaPublicacion	Fecha en que se publicó en un medio de prensa la información sobre la interrupción programada o que se notificó a los clientes programados	Fecha
Medio	Medio en el cual se publicó o se notificó la información sobre la interrupción programada	Texto (50)

Nota: Se debe informar un registro para cada interrupción

TABLA: INTERRUPCIONES

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto (20)
Sistema	Tipo de Sistema: AT(A), MT (M) y BT (B)	Texto (1)
Origen	Origen: Internas (I), Externas (E)	Texto (1)
Tipo	Forzado (F) , Programado (P) , Por Maniobra (M)	Texto (1)
FechaIn	Fecha y Hora de Inicio de la Interrupción	Fecha + Hora
DiviRed	División Red: Normal (N) o Alterada (A)	Texto (1)
Idelem	Código de identificación del elemento de red origen de interrupción	Texto (50)
TipoElem	Descripción del elemento de red origen de interrupción (interruptor, fusible, etc.)	Texto (50)
SSEE	Subestación AT/MT o N° de transformador desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción.	Texto (50)
Circuito	N° de circuito de MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la Interrupción.	Texto (20)

Nota:

- Se deberán informar todas las interrupciones, incluidas aquellas menores a 3 minutos.
- Se define como división red Normal a la configuración del circuito como se lo opera normalmente, mientras que la división red Alterada se corresponde a una configuración transitoria, en donde una parte de la red se encuentra transferida a otro circuito.
- Las interrupciones que contengan una “M” en el campo Tipo, son aquellas que tienen origen en maniobras realizadas por la distribuidora para reponer parcial o totalmente a clientes afectados por una interrupción forzada. Estas interrupciones deben registrarse independientemente de su duración, y a los fines del cálculo de las compensaciones por ENS, tendrán el mismo tratamiento que las interrupciones forzadas y programadas.

Al igual que las interrupciones “F” y “P”, las Tipo “M” deben almacenarse en las tablas correspondientes con un código de interrupción y otro de reposición, diferente a la codificación utilizada para aquella interrupción forzada que le dio origen

TABLA: REP_USUARIOS

Se deberán informar todos los usuarios afectados para todas las interrupciones, incluidas las menores o iguales a 3 minutos.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la Interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (20)
IDRepos	Identificación de la Reposición (unívoca para cada reposición)	Texto (20)
IDUsuario	Identificación única del usuario (Identificador, N° de cuenta, etc.)	Texto (30)
Tarifa	Tarifa vigente del usuario al momento de la interrupción	Texto (5)

Nota:

- Para cada usuario, se deberán informar todas las interrupciones que lo hayan afectado en el mes a evaluar (un registro para cada interrupción).

TABLA: CONSULTA_USUARIOS

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
CodTramite	Identificación única que el sistema otorga al trámite	Texto (15)
FechaConsulta	Fecha en que el usuario realizó la consulta	Fecha
MotivoConsulta	Causa que originó la realización de la consulta por parte del usuario(*)	Texto (2)
FechaRespuesta	Fecha de respuesta de la Distribuidora	Fecha

(*) El campo MotivoConsulta se informará codificado de acuerdo a lo indicado en la tabla siguiente:

MOTIVO	DESCRIPCION
CI	Consulta por Interrupciones del Servicio
CT	Consulta por Inconvenientes en la Tensión
CC	Consulta por Inconvenientes Comerciales

Nota:

- Se deberán registrar todas las consultas ingresadas por escritos a través de carta, nota, fax o correo electrónico.
- La Distribuidora deberá responder al usuario por escrito e informar la fecha en el campo FechaRespuesta.

TABLA: JUSTIFICACIONES

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
TramiteOrigen	Tipo de trámite que dio origen a la solicitud de justificación (*)	Texto (2)
CodTramite	Identificación única que el sistema otorga al trámite	Texto (15)
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Causal	Código de causa (**)	Texto (10)
Descripcion	Breve descripción de los hechos	Texto (150)
Pinspeccion	Aporta formulario de inspección NO (N)	SI (S), Texto (1)
Pacta	Aporta Acta notarial NO (N)	SI (S), Texto (1)
Pformul	Aporta formulario de testimonio de personal NO (N)	SI (S), Texto (1)
PexposicionCivil	Aporta Exposición Civil ante Policía NO (N)	SI (S), Texto (1)
Poficios	Aporta Oficios NO (N)	SI (S), Texto (1)

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
PCausaJudicial	Aporta copia de causa judicial SI (S), NO (N)	Texto (1)
ResolucionSIGET	Resolución de la SIGET - Aprobado (A), No aprobado (N)	Texto (1)
ExpteSIGET	Expediente de la SIGET	Texto (20)

Nota:

- Esta tabla será utilizada por la Distribuidora para solicitar la evaluación, por parte de la SIGET, de aquellos casos que considere deben ser excluidos del cómputo de los indicadores.
- La documentación a entregar dependerá del caso de evaluación solicitada.
- (*) El campo TramiteOrigen se informará con la siguiente tipificación:

NS: Nuevos Servicios

RC: Reconexiones

RE: Reclamos

FE: Facturación estimada

FA: Facturación errónea

RI: Reclamos Inconvenientes

(**) Las Causas se deberán codificar de acuerdo a lo detallado en la siguiente Tabla:

CAUSAL	DESCRIPCION
111	Cliente con instalación no autorizada
112	Vivienda cerrada
113	Área de difícil acceso por razones climáticas
114	Área de difícil acceso por razones de seguridad
115	Extrema pobreza

Observaciones:

- Los datos contenidos en todas las tablas correspondientes a un mismo período deberán ser generadas en el mismo momento independientemente de la oportunidad de envío de los archivos (La información contenida en los archivos deberá ser consistente en cada conjunto).
- La extracción de la información de las bases de datos de las distribuidoras a remitir en las presentes tablas deberá estar implementada por medio de un proceso informático estandarizado auditable.

6. ANEXO 1: Excepciones a la clasificación por densidad demográfica

Municipio	Departamento	Densidad
Ahuachapán	Ahuachapán	Media
Santa Ana	Santa Ana	Alta
Acajutla	Sonsonate	Media
Sonsonate	Sonsonate	Media
Chalatenango	Chalatenango	Alta
Cojutepeque	Cuscatlán	Alta
Usulután	Usulután	Alta
San Francisco Gotera	Morazán	Media
San Miguel	San Miguel	Alta
La Unión	La Unión	Media
Santa Rosa de Lima	La Unión	Media



Anexo B

Metodología para el Control de la Calidad del Servicio
Técnico

Diciembre 2014

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	1-1
2.	SISTEMA DE INFORMACION EN BASES DE DATOS	2-1
2.1	Generalidades	2-1
2.2	Criterios de extracción de datos	2-1
3.	CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES	3-1
3.1	Clasificación de los usuarios según la densidad de carga	3-1
3.2	Clasificación de centros de transformación de MTBT según la densidad de carga	3-1
3.3	Interrupciones Internas y Externas	3-1
3.4	Interrupciones Menores o Iguales a los 3 minutos	3-1
3.5	Interrupciones Programadas	3-1
3.6	Interrupciones por Causas de Fuerza Mayor y Caso Fortuito	3-2
3.7	Interrupciones Originadas por Defectos en las Propias Instalaciones del Usuario	3-2
3.8	Corte de Suministro por Morosidad u Otras Causas	3-2
3.9	Interrupciones Monofásicas en Baja Tensión	3-2
3.10	Interrupciones por Maniobras	3-2
4.	MÉTODOS DE REGISTRO DE INTERRUPCIONES	4-1
4.1	Asignación de los Tiempos de Interrupción	4-1
4.2	Registro de Interrupciones Originadas en Redes de Baja Tensión y Alimentadores de Media Tensión	4-1
4.3	Registros de Interrupciones Originadas en Alimentadores en Media Tensión	4-1
4.4	Sistema de Recepción de Reclamos	4-1
4.5	Sistema Informático	4-1
5.	INFORMACIÓN A REMITIR POR LA DISTRIBUIDORA	5-1
5.1	Periodicidad de la Información	5-1
5.2	Información con Periodicidad Mensual	5-1
5.3	Informe de la Calidad de Servicio y Suministro	5-3
5.4	Información con Periodicidad Anual	5-3
5.5	Requisitos y Criterios para la Presentación de la Información	5-3
5.6	Interrupciones por Causa de Fuerza Mayor	5-4
5.6.1	Carátula Identificatoria de los Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor	5-6
5.6.2	Declaración Testimonial de Personal	5-7
5.7	Formato de Tablas	5-8

1. INTRODUCCIÓN

La presente Base Metodológica para el Control de Calidad del Servicio Técnico tiene como finalidad unificar los criterios y procedimientos para registrar y gestionar todas interrupciones del servicio de energía eléctrica relacionadas con las instalaciones y los usuarios finales afectados, en aplicación de las Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución.

Estará a cargo de cada Distribuidora la recopilación de la información, el cálculo de los índices y la determinación de las compensaciones. La SIGET al serle presentada dicha información verificará la aplicación de todo el procedimiento tal como se describe en este documento.

Con base en lo antes expuesto las Distribuidoras determinarán indicadores globales e individuales de calidad por kVA instalados y por usuario, para cada etapa establecida en las Normas.

2. SISTEMA DE INFORMACION EN BASES DE DATOS

2.1 Generalidades

Las Distribuidoras para poder determinar los indicadores de calidad definidos en la Norma y con el objeto de posibilitar la identificación de los usuarios afectados ante cada falla de la red, deberá organizar toda la información en Bases de Datos, que deberán contener:

- a) La información de los usuarios y equipos afectados en cada interrupción, el inicio y fin de cada normalización, así como de los equipos operados para normalizar el servicio.
- b) La información sobre los equipos e instalaciones que abastecen a cada usuario final, con el siguiente nivel de agregación:
 - Subestación AT/MT
 - Alimentador MT
 - Centro de transformación MT/BT y usuarios MT
 - Alimentador BT (opcional, la Distribuidora podrá disponer de esta información si lo considera necesario para su gestión)

Se define como BT: Baja Tensión y MT: Media Tensión.

- c) Deberán estar relacionadas con los archivos de facturación y permitir el cálculo de la energía no entregada a cada uno de los usuarios de manera global e individual.

La SIGET realizará auditorias aleatorias en los centros de procesamiento de interrupciones y podrá requerir información para su control.

2.2 Criterios de extracción de datos

La Distribuidora deberá contar con un programa informático con atributos de confiabilidad, seguridad y auditabilidad, para la extracción directa y automática de los datos de su sistema de gestión el cual deberá consolidar la información a ser entregada a la SIGET.

3. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES

Para la determinación de los Indicadores de Calidad del Servicio Técnico y el cálculo de las compensaciones a los usuarios, se indican a continuación los criterios a ser tomados en cuenta:

3.1 Clasificación de los Usuarios según la densidad de carga

Los usuarios finales deberán ser clasificados según la densidad de carga del área que les corresponda, y para definir la densidad de carga de cada área se deberá seguir lo indicado en el numeral 6 de la presente metodología.

3.2 Clasificación de Centros de Transformación de MTBT según la densidad de carga

La clasificación de los Centros de Transformación de MTBT se realizará según la densidad de carga asignada a los usuarios que se encuentran conectados al centro, considerando que si la mayoría de usuarios conectados a dicho centro son de densidad de carga baja el centro también se clasificará como perteneciente a un área de densidad de carga baja, de lo contrario el centro deberá ser clasificado como perteneciente a un área de densidad de carga alta.

3.3 Interrupciones Internas y Externas

Se considerarán como interrupciones internas del sistema de distribución, aquellas fallas que afectan a la red de MT, con origen en las propias instalaciones de la Distribuidora. Las instalaciones que producen la interrupción en la red de MT pueden ser de MT o BT.

Las interrupciones externas al sistema de distribución son aquellas que afectan a la red de MT, con origen en instalaciones externas a la Distribuidora, que producen corte de servicio a sus usuarios. Las instalaciones externas a que se hace referencia pueden ser de Generación, Transporte o de otros Distribuidores.

A los efectos del seguimiento de índices globales de calidad por parte de la SIGET, los usuarios conectados en MT serán considerados como equivalentes a la potencia facturada de los mismos. Para el cálculo de los indicadores Individuales y Globales serán consideradas únicamente las interrupciones internas a la red de distribución.

3.4 Interrupciones Menores o Iguales a los 3 minutos

Las interrupciones menores o iguales a tres minutos las cuales son denominadas interrupciones momentáneas, deberán quedar registradas en la base de datos de interrupciones por usuario e informadas a la SIGET, pero no serán consideradas para la determinación de los indicadores. No obstante para determinar las compensaciones establecidas en la Norma de Calidad de Servicio por energía no entregada se considerarán todas las interrupciones sin importar su duración.

3.5 Interrupciones Programadas

Las interrupciones programadas por la Distribuidora serán consideradas para la determinación de los indicadores y las compensaciones a los usuarios.

3.6 Interrupciones por Causas de Fuerza Mayor y Caso Fortuito

Se considerarán todas las interrupciones, salvo las que sean aceptadas o estén en proceso de aceptación por la SIGET como originadas en causales de Fuerza Mayor y Caso Fortuito.

3.7 Interrupciones Originadas por Defectos en las Propias Instalaciones del Usuario

Si como consecuencia de los defectos en las instalaciones de un usuario se produjeran interrupciones que afecten a otros usuarios, las mismas deberán ser computadas a efectos de la determinación de los indicadores de Calidad de Servicio Técnico de estos últimos.

3.8 Corte de Suministro por Morosidad u Otras Causas

Las interrupciones relacionadas con domicilios de usuarios en situación de corte de suministro ordenado por el propio distribuidor basado en la Ley General de Electricidad, no serán computadas para el cálculo de los indicadores y de las compensaciones de Calidad del Servicio Técnico.

3.9 Interrupciones Monofásicas en Baja Tensión

De producirse interrupciones monofásicas en BT y en el caso que la Distribuidora no cuente con la vinculación usuario-red que permita identificar la fase real a la cual se halla relacionado cada uno de ellos, se considerará a los efectos del cómputo, que las citadas interrupciones involucran a la totalidad de los usuarios asociados a la red afectada, independientemente de la fase a la que se hallen conectados.

3.10 Interrupciones por Maniobras

Las interrupciones que tienen origen en maniobras realizadas por la distribuidora para reponer parcial o totalmente a clientes afectados por una interrupción forzada, se denominan interrupciones por maniobra.

Estas interrupciones deben registrarse independientemente de su duración y a los fines del cálculo de las compensaciones por ENS, tendrán el mismo tratamiento que las interrupciones forzadas y programadas.

4. MÉTODOS DE REGISTRO DE INTERRUPCIONES

4.1 Asignación de los Tiempos de Interrupción

La Distribuidora en todas las dependencias que tengan intervención en la asignación de los tiempos de las interrupciones deberá implementar un sistema que asegure uniformidad y sincronismo en el horario.

4.2 Registro de Interrupciones Originadas en Redes de Baja Tensión y Alimentadores de Media Tensión

En el caso que la interrupción haya sido decidida por el propio distribuidor, se considerará como horario de inicio, el real de la maniobra. Si la interrupción se produce en forma intempestiva, se adoptará como horario de inicio el que corresponda con el primer reclamo telefónico ingresado a la Distribuidora, o desde el momento en que ésta tenga conocimiento del evento por cualquier otro medio (el que suceda primero). En todos los casos, se considerará como horario final el que resulte al ser restablecido el servicio a los usuarios.

4.3 Registros de Interrupciones Originadas en Alimentadores en Media Tensión

Los registros de los tiempos de interrupción para los alimentadores en MT que actualmente son informados por los operadores, se deberán reemplazar por aquellos provenientes de los sistemas automáticos de adquisición de datos, en forma inmediata a sus respectivas puestas en servicio por parte de la Distribuidora.

4.4 Sistema de Recepción de Reclamos

Al ser una de las alternativas que el horario inicial de las interrupciones de BT y los alimentadores de MT sea determinado por el sistema de reclamos, la Distribuidora deberá asegurar que los usuarios tengan la posibilidad de acceso telefónico de forma ininterrumpida, y que el horario de recepción del reclamo quede registrado en forma automática e inmediata en el sistema de gestión de la Distribuidora.

Toda limitación a dichas obligaciones será considerada como un incumplimiento por parte del distribuidor.

4.5 Sistema Informático

Las modificaciones posteriores a la etapa de régimen que se realicen en el sistema informático, tanto en su estructura como en sus funciones, deberán ser documentadas e informadas a la SIGET dentro de los 15 días hábiles posteriores al mes en el que se implementaron.

Esta información deberá contemplar como mínimo el siguiente detalle:

- 1- Descripción General del Sistema
- 2- Diagrama en Bloques
- 3- Diseño de Entradas y Salidas
- 4- Seguridad del Aplicativo.
- 5- Plataformas y Bases de Datos.

5. INFORMACIÓN A REMITIR POR LA DISTRIBUIDORA

5.1 Periodicidad de la Información

Con el objeto de verificar el debido cumplimiento de las obligaciones de la empresa Distribuidora y llevar el seguimiento y control por parte de la SIGET, la Distribuidora deberá remitir la información organizada en tablas (bases de datos), con los formatos que se encuentran detalladas en Sección 5.7 de esta Metodología.

Las empresas Distribuidoras deberán remitir a la SIGET la información en forma mensual, semestral y anual, de acuerdo al detalle siguiente:

- La Información Mensual deberá ser remitida a más tardar dentro de los 15 días hábiles siguientes al final de cada mes, conjuntamente con la tabla DATOS_USUARIOS.
- La tabla DATOS_USUARIOS se enviará completa con todos los usuarios que estuvieron activos durante el primer mes del período de control, conjuntamente con las correspondientes tablas mensuales.
- La Información Semestral deberá ser remitida los primeros 15 días hábiles del mes siguiente al de finalización del período en estudio.
- La Información clasificada como Anual, a excepción de la tabla DATOS_USUARIOS con los resultados del periodo de control, deberá ser remitida conjuntamente con la información mensual del último mes del periodo de control analizado.

5.2 INFORMACIÓN CON PERIODICIDAD MENSUAL

Dentro de los plazos establecidos en la Sección 5.1, la Distribuidora deberá remitir a la SIGET las siguientes tablas referidas a lo ocurrido el mes calendario anterior. En la Sección 5.7 se muestran los Formatos de cada una de las Tablas a presentar.

NOMBRE TABLA	PERIODO	DESCRIPCION
FUERZA_MAYOR	Mensual	Tabla de casos con invocación de causal por Fuerza Mayor.
INTERRUPCIONES	Mensual	Tabla de Interrupciones.
REPOSICIONES	Mensual	Tabla de Reposiciones.
EXTERNAS	Mensual	Interrupciones Externas informadas por la UT.
CENTROS_MTBT	Mensual	Tabla de Centros de Transformación MT/BT afectados.

NOMBRE TABLA	PERIODO	DESCRIPCION
INSTALACIONES	Mensual	Tabla total de instalaciones para red normal.
REP_USUARIOS	Mensual	Tabla de interrupciones por usuario.
RECLAMOS_INTERR	Mensual	Tabla de reclamos de usuarios (Sólo los correspondientes a falta de suministro).
FACTURACION	Mensual	Energía y Monto facturado mensual de cada usuario.
COMPENSACION	Mensual	Tabla de Compensaciones abonadas a los Usuarios.
CARGO_ENERGIA	Mensual	Tabla de precios de la energía por tarifa.
USUARIO_COMERCIALIZADOR	Mensual	Datos de los usuarios que posean contratos con un Comercializador.
NOMBRE_COMERCIALIZADOR	Mensual	Nombre del Comercializador.
ENS_INTERRUPCION	Mensual	Detalle de energía no entregada por cada interrupción
USUARIOS_COMUNIDADES	Mensual	Detalle de usuarios que no han podido demostrar la propiedad o legítima posesión del inmueble que habitan o que no cuentan con las autorizaciones respectivas del dueño del inmueble para contratar el suministro de energía eléctrica
DATOS_CENTROS	Mensual	Datos Técnicos de los Centros de Transformación de MT/BT
AREA_USUARIO	Mensual	Relación de cada usuario con el área de densidad de carga que le corresponde

5.3 INFORME DE LA CALIDAD DE SERVICIO Y SUMINISTRO

Las empresas distribuidoras deberán incluir un informe ejecutivo en donde se presente el resumen de la evolución de los indicadores de cada mes y los resultados correspondientes a los referidos semestres.

Este informe deberá ser presentado en forma escrita y en medio magnético, en las fechas establecida en la sección 5.1.

5.4 INFORMACIÓN CON PERIODICIDAD ANUAL

En los plazos indicados en el punto 5.1 de la presente Base Metodológica, la Distribuidora deberá remitir a la SIGET la información indicada a continuación:

NOMBRETABLA	PERIODO	DESCRIPCION
DATOS_USUARIOS	Anual con actualización mensual	Datos de todos los Usuarios
COMPENSACION_LIMITE	Anual	Tabla de las compensaciones a los usuarios por excederse límites
SALIDA_INDIVIDUAL	Anual	Tabla de Indicadores por Usuario.
SALIDA_GLOBAL	Anual	Tabla de Indicadores Globales.
AREAS_DENSIDAD_CARGA	Anual	Detalle de las áreas de densidad de carga de la distribuidora.
AREA_MUNICIPIO	Anual	Información a nivel de municipio relacionada con las áreas de densidad de carga.

En las tablas SALIDA_INDIVIDUAL y SALIDA_GLOBAL, se requiere el Cálculo de Energía no Entregada por excederse el indicador SAIFI, SAIDI, TTIK y FMIK en forma individual y global para las áreas de densidad de carga alta y baja de cada Distribuidora, así como considerando las interrupciones originadas o no en razón de fuerza mayor, para cada período de control con el objeto de verificar el nivel de calidad proporcionada al usuario final por las Distribuidoras.

5.5 REQUISITOS Y CRITERIOS PARA LA PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

A los fines del seguimiento y control que efectuará la SIGET para verificar el cumplimiento de las obligaciones de la Distribuidora, ésta deberá remitir la siguiente información, organizada en tablas en formato ASCII de acuerdo a lo detallado en el Sección 5.7 del presente documento.

Los campos de los registros informados en dichas tablas deberán estar delimitados por el separador de campo PIPE (|). Asimismo como final de línea se debe utilizar CrLf (ASCII 13 + ASCII 10)

Se deben informar la totalidad de los campos, aunque algunos de ellos no contengan datos, en cuyo caso quedarán vacíos y respetando el orden establecido en las tablas descritas.

Los formatos de fecha y hora se deberán uniformizar de la siguiente manera:

a) fecha dd/mm/aaaa Ejemplo: fecha 27/08/2005

b) fecha + hora, dd/mm/aaaa hh:mm Ejemplo: fecha + hora 27/08/2005 13:08

El campo decimal será informado con dos decimales, mientras que los campos de texto no podrán informarse con delimitadores propios, comillas dobles (“”) o simples(‘).

Las tablas deberán remitirse a la SIGET por medios magnéticos, de conformidad a lo establecido en la Sección No. 5.1, nombradas de acuerdo a la codificación indicada a continuación:

1 2 3 4 5 _NOMBRETABLA.xxx

Dígito 1 - Identificación de la Distribuidora

- A - CAESS**
- B - CLESA**
- C - DEUSEM**
- D - DELSUR**
- E - EEO**
- F - EDESAL**
- G - B&D, SERVICIOS TÉCNICOS**
- H - ABRUZZO**

Dígito 2 - Código de identificación de la Campaña

- T: Calidad de Servicio Técnico**

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

- Dos últimos Dígitos del Año

Dígito 5 - Código de identificación del Mes de Envío

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

NOMBRETABLA: Denominación de la Tabla enviada. Definidas en el Sección 5.2 y 5.4 del presente documento.

En los casos que deba informarse el nombre de municipios y/o departamentos, éstos deberán ser expresados en letras mayúsculas, sin acentos, ni abreviaturas, ni símbolos ajenos al alfabeto español, no se deberán utilizar las palabras “DEPARTAMENTO” o “MUNICIPIO”, ni espacios al inicio o al final de los nombres, y para el caso de nombres compuestos por dos o más palabras se deberá utilizar exactamente un espacio como separador entre éstas.

5.6 Interrupciones por Causa de Fuerza Mayor

El último día hábil del mes la Distribuidora deberá ofrecer a la SIGET todas las pruebas conducentes a establecer la causal Fuerza Mayor o Caso Fortuito alegadas, de las interrupciones ocurridas en el mes calendario en cuestión, acompañando la información documental e identificando cada una de ellas con

la carátula y en la forma prevista en el Sección 5.6.1, todo ello bajo apercibimiento de caducidad del derecho a ser eximidas de responsabilidad por dicha causal.

En el mismo acto, tratándose de personal de la misma Distribuidora que hubiere tenido alguna intervención en los hechos, podrán presentar la declaración jurada testimonial del mismo bajo al menos la forma prevista en el Sección 5.6.2, sin que ello impida a que el declarante sea citado por la SIGET, cuando lo considere necesario para el esclarecimiento de los hechos, a ratificar o ampliar personalmente dicha declaración.

Si la empresa distribuidora no presenta la solicitud en término previsto para tal efecto, no existirá dispensa de compensación por energía no entregada al usuario final del hecho acaecido y se deberá considerar para el cálculo de los indicadores.

La SIGET pondrá en conocimiento de la Distribuidora las interrupciones a cuyo respecto proceda el rechazo de las causales de Fuerza Mayor o Caso Fortuito invocadas. La Distribuidora podrá, dentro de los 5 días de notificada de la resolución anterior, presentar su descargo.

5.6.1 Carátula Identificatoria de los Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor

Mes:	
CASOS FORTUITOS O DE FUERZA MAYOR	
CASO N°:	
DATOS IDENTIFICATORIOS:	
Identificación Interrupción:	Fecha de Inicio:
Instalación Afectada:	Hora de Inicio:
Cantidad de Usuarios Afectados:	Duración en minutos:
Causal	
Causa:	Detalle:
Breve descripción del hecho	
Resumen de pruebas aportadas (1)	
1.	4.
2.	5.
3.	6.
Reservado SIGET	
Resultado:	
Comentarios:	

(1) La Distribuidora deberá aportar todas las pruebas que considere pertinentes para respaldar el hecho acaecido.

5.6.2 Declaración Testimonial de Personal

DECLARACION TESTIMONIAL DE PERSONAL DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS SOBRE INTERRUPCIONES EN EL SERVICIO TECNICO

1. Distribuidora.
2. Dependencia interna.
3. Fecha de la interrupción.
4. Hora.
5. Duración de la interrupción.
6. Nómina del personal actuante.
7. Designación y ubicación de la o las instalaciones afectadas.
8. Descripción de la contingencia.
9. Causa de la interrupción, aclarando cómo o por qué lo sabe.
10. Especificar restos materiales encontrados en el lugar, aclarando cómo o por qué lo sabe.
11. Datos identificatorios del o los terceros causantes de la interrupciones, aclarando cómo y por qué lo sabe.
12. Especificar las medidas de prevención que existían, en caso que las hubiere, para evitar el hecho.
13. Otros datos que considere de interés aportar.

A los fines de su presentación ante la SIGET declaró bajo juramento que la información que antecede es verdadera. En, a los días del mes de de

.....
Nombre y Firma

Documento Identidad N°:

En mi carácter de certifico que la firma que antecede es auténtica

Firma y aclaración de superior jerárquico del declarante

5.7 Formato de Tablas

INFORMACIÓN CON PERIODICIDAD MENSUAL

TABLA: FUERZA_MAYOR (Tabla de Casos Fortuitos o Fuerza Mayor)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Caso	Nº correlativo de caso	Entero
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto (20)
InstalacionAfect	Instalaciones afectadas (SE, Circuito, etc.)	Texto (50)
UsuaAfect	Cantidad de usuarios afectados	Entero
FechaIn	Fecha y hora de inicio de la interrupción	Fecha + Hora
FechaRp	Fecha y hora de última reposición	Fecha + Hora
Duracion	Duración en minutos de la interrupción para la última reposición	Entero
Causal	Código de causa de Fuerza Mayor (*)	Texto (3)
Descripcion	Breve descripción de los hechos	Texto (255)
P-1	Prueba Presentada – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-2	Prueba Presentada – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-3	Prueba Presentada – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-4	Prueba Presentada – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-5	Prueba Presentada – Si (S) No (N)	Texto (1)
P-6	Prueba Presentada – Si (S) No (N)	Texto (1)
ResolucionSIGET	Resultado de la SIGET - Aprobado (A), No aprobado (N)	Texto (1)
ExpteSIGET	Expediente de la SIGET	Texto (20)

Nota:

- Esta tabla será utilizada por la Distribuidora para solicitar la evaluación, por parte de la SIGET, de aquellos casos que considere deben ser excluidos del cómputo de los indicadores.
- Según las pruebas que aporte la Distribuidora, se clasificarán según el siguiente cuadro:

P-1	Aporta fotografías
P-2	Aporta Acta notarial
P-3	Aporta formulario de testimonio de personal
P-4	Aporta Documentación Expedida por Policía
P-5	Aporta Documentación Expedida por Fiscalía
P-6	Otro tipo de Prueba

- La documentación a entregar dependerá del caso de evaluación solicitada.

(*)Las Causas se deberán codificar de acuerdo a lo detallado en la siguiente Tabla:

CAUSAL	DESCRIPCION
011	Terceros-Vandalismo
012	Terceros-Cometas u otros objetos suspendidos de las líneas aéreas
013	Terceros-Alambres/Conductores
014	Terceros-Cables Telefónicos/Televisión por Cable/Otros Servicios
015	Terceros-Trabajos en la vía pública
016	Terceros-Embestidas/Colisiones
017	Terceros-Poda de árboles
021	Condiciones Climáticas Extremas-Vientos
022	Condiciones Climáticas Extremas-Inundaciones
024	Condiciones Climáticas Extremas-Descargas Atmosféricas
030	Incendio
040	Solicitado por el cliente
050	Autorizado por SIGET o autoridad competente
061	Afectación instalaciones subterráneas-Obstrucción de desagües
062	Afectación instalaciones subterráneas-Filtración por rotura de desagüe de agua

Nota:

Las causas codificadas en la tabla precedente tienen exclusivamente carácter enunciativo, a los fines de un mejor agrupamiento y su sola invocación no constituye por si la aceptación del acontecimiento como fuerza mayor por parte de SIGET

TABLA: INTERRUPCIONES

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

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto (20)
Sistema	Tipo de Sistema: AT(A), MT (M) y BT (B)	Texto (1)
Origen	Origen: Internas (I), Externas (E)	Texto (1)
Tipo	Forzado (F), Programado (P), Por maniobra (M)	Texto (1)
FechaIn	Fecha y Hora de Inicio de la Interrupción	Fecha + Hora
DiviRed	División Red: Normal (N) o Alterada (A)	Texto (1)
IDelem	Código de identificación del elemento de red origen de interrupción	Texto (50)

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
TipoElem	Descripción del elemento de red origen de interrupción (interruptor, fusible, etc.)	Texto (50)
SSEE	Subestación AT/MT o N° de transformador desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción.	Texto (50)
Circuito	N° de circuito de MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la Interrupción.	Texto (20)

Nota:

- Se deberán informar todas las interrupciones, incluidas aquellas menores a 3 minutos.
- Se define como división red Normal a la configuración del circuito como se lo opera normalmente, mientras que la división red Alterada se corresponde a una configuración transitoria, en donde una parte de la red se encuentra transferida a otro circuito
- Las interrupciones que contengan una “M” en el campo Tipo, son aquellas que tienen origen en maniobras realizadas por la distribuidora para reponer parcial o totalmente a clientes afectados por una interrupción forzada. Estas interrupciones deben registrarse independientemente de su duración, y a los fines del cálculo de las compensaciones por ENS, tendrán el mismo tratamiento que las interrupciones forzadas y programadas.

Al igual que las interrupciones “F” y “P”, las Tipo “M” deben almacenarse en las tablas correspondientes con un código de interrupción y otro de reposición, diferente a la codificación utilizada para aquella interrupción forzada que le dio origen.

TABLA: REPOSICIONES

Se deberán informar todas las reposiciones, incluidas las menores o iguales a 3 minutos.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (20)
IDRepos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición)	Texto (20)
FechaRp	Fecha y Hora de la reposición	Fecha + Hora
IDElem	Descripción del último elemento de red que dio origen de la reposición (interruptor, fusible, etc.)	Texto (50)
TipoElem	Descripción del elemento de red origen de la reposición (interruptor, fusible, etc.)	Texto (50)
SSEE	Subestación AT/MT o N° de transformador desde donde se alimenta el elemento maniobrado para reposición.	Texto (50)
Circuito	N° de circuito de MT desde donde se alimenta el elemento maniobrado para la reposición.	Texto (20)

Nota:

- Se deberán informar tantos registros de interrupción - reposición como reposiciones parciales tenga la interrupción origen.
- Las reposiciones parciales serán identificadas con distintos códigos para una misma interrupción origen.

TABLA: EXTERNAS

Se deberán informar las interrupciones externas que hayan afectados a la Distribuidora informados por la UT.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto (20)
ENS	Energía no Servida asociada a una interrupción externa	Decimal
FechaInEXT	Fecha y Hora de Inicio de la Interrupción informado por la UT	Fecha + Hora
FechaRpEXT	Fecha y Hora de la normalización de la Falla Externa informado por la UT	Fecha + Hora

Nota:

- La ENS corresponde a la energía no servida informada por la Unidad de Transacciones (UT) de acuerdo a la metodología aprobada por SIGET, asociada a la interrupción informada.

TABLA: CENTROS_MTBT

Se deberán informar todos los centros MT/BT afectados

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (20)
IDRepos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición)	Texto (20)
CenMTBT	Nº de centro MT/BT.	Texto (20)
kVA	kVA Instalados del transformador Repuesto.	Entero
TipoServicio	Densidad de carga alta (U) y Densidad de carga baja (R)	Texto (1)

Nota:

- Se deberán informar todos los centros afectados en cada interrupción, utilizando un registro para cada centro.
- En esta tabla no se informan los centros de transformación de los usuarios conectados en MT

TABLA: INSTALACIONES

Se deberán informa el total de instalaciones para red normal

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
Circuito	Nº de circuito de MT.	Texto (20)
SSEE	Código o identificación de la Subestación AT/MT a la cual pertenece el circuito	Texto (50)
TrafosUrb	Cantidad total de transformadores MT/BT clasificados en la densidad de carga alta en el circuito para división red normal	Entero
TrafosRur	Cantidad total de transformadores MT/BT clasificados en la densidad de carga baja en el circuito para división red normal	Entero
kVAInsUrb	kVA instalados totales clasificados en la densidad de carga alta para el circuito de MT, determinados como suma de potencias nominales de los transformadores MT/BT de densidad de carga alta para división red normal, sin considerar los usuarios conectados en MT.	Entero
kVAInsRur	kVA instalados totales clasificados en la densidad de carga baja para el circuito de MT, determinados como suma de potencias nominales de los transformadores MT/BT de densidad de carga baja para división red normal, sin considerar los usuarios conectados en MT.	Entero
PotContUrb	Sumatoria de las Potencias Facturadas a los Usuarios con tarifa MT ubicados en áreas de densidad de carga alta en el circuito.	Entero
PotContRur	Sumatoria de las Potencias Facturadas a los Usuarios con tarifa MT ubicados en áreas de densidad de carga baja en el circuito.	Entero

TABLA: REP_USUARIOS

Se deberán informar todos los usuarios afectados para todas las interrupciones, incluidas las menores o iguales a 3 minutos.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la Interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (20)
IDRepos	Identificación de la Reposición (unívoca para cada reposición)	Texto (20)
IDUsuario	Identificación única del usuario (Identificador, N° de cuenta, etc.)	Texto (30)
Tarifa	Tarifa vigente del usuario al momento de la interrupción	Texto (5)

Nota:

- Para cada usuario, se deberán informar todas las interrupciones que lo hayan afectado en el mes a evaluar (un registro para cada interrupción).

TABLA: RECLAMOS_INTERR

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Codreclamo	Identificación única que el sistema otorga al reclamo	Texto (20)
FechaRe	Fecha y Hora de ingreso del reclamo	Fecha + Hora
IDInter	Identificación de la interrupción motivo del reclamo (unívoca para cada interrupción)	Texto (20)
CodFalla	Código del tipo de falla motivo del reclamo Interna (I)/Externa (E)	Texto (1)

TABLA: FACTURACION

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° cuenta, etc según corresponda)	Texto (30)
Energia*	Energía mensual facturada (kWh)	Decimal
MontoFacturado	Monto Facturado en el mes (Dólares)	Decimal
MontoProm3UF	Monto Promedio de las tres últimas facturas	Decimal

Nota (*): Cuando se dé el caso de una energía negativa, se deberá colocar en este campo el promedio de los 6 últimos meses de la energía facturada.

Para usuarios con medición horaria, se deberá completar con la resultante de la suma de las energías registradas en los tramos horarios establecidos.

TABLA: COMPENSACION

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
CodOperacionCredito	Operación de crédito correspondiente a la imputación del monto total de la compensación aplicada a la cuenta del cliente	Texto (20)
CompensaciónAcreditada	Monto total en dólares de la compensación acreditada, por Energía No Entregada o No Suministrada (ENS) durante todas las fallas ocurridas en la red de distribución sin importar la duración de las mismas	Decimal

TABLA: CARGO_ENERGIA (Precios de energía por tarifa para el cálculo de las compensaciones)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Tarifa	Tarifa correspondiente al Usuario o la Empresa según corresponda (*)	Texto (10)
CargoEnergia	Cargo de energía ponderada para la tarifa y/o Empresa	Decimal
CargoEnergiaPunta	Cargo de energía en punta para la tarifa	Decimal
CargoEnergiaResto	Cargo de energía en resto para la tarifa	Decimal

CargoEnergiaValle	Cargo de energía en valle para la tarifa	Decimal
-------------------	--	---------

Nota: (*)

El cargo de energía ponderado para toda la Empresa se informará en el campo “CargoEnergia” con el código “GLOBAL” en el campo Tarifa y en los campos “CargoEnergiaPunta”, “CargoEnergiaResto” y “CargoEnergiaValle” se informará con cero.

Cuando la tarifa sea global se deberá ir declarando el precio promedio ponderado acumulado del año, por lo que se utilizará para el cálculo de las compensaciones el del mes de diciembre, pues, es el que refleja todo el año.

Cuando la tarifa es sin medición horaria los campos especificados para Punta, Resto y Valle irán vacíos.

En el caso que se trate de medición horaria en el campo CargoEnergia se colocará el precio por tarifa promedio ponderada, además de colocar los cargos de punta, resto y valle.

En los meses que exista cambio de tarifa, se utilizará una tarifa ponderada en base a los días en los cuales ha estado vigente cada una de las tarifas (tarifa1* (# días vigente en el mes/total de días del mes)+ tarifa 2*(# días vigente en el mes/total de días del mes)).

TABLA: USUARIO_COMERCIALIZADOR

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
CodigoComercializador	Código del Comercializador con el cual el usuario posee Contrato.	Texto (10)

TABLA: NOMBRE_COMERCIALIZADOR

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
CodigoComercializador	Código del Comercializador con el cual el usuario posee Contrato.	Texto (10)
NombreComercializador	Nombre del Comercializador	Texto (50)

TABLA: ENS_INTERRUPCION (Detalle de energía no entregada por cada interrupción)

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDEmpresa	Identificador de la Distribuidora	Entero
IDUsuario	Identificador del usuario	Texto (30)
IDInter	Identificador de la interrupción	Texto (20)
IDRepos	Identificador de la reposición	Texto (20)
Tipo	Forzada (F), Programada (P), Por maniobra (M)	Texto (1)
Origen	Interna (I), Externa (E)	Texto (1)
FuerzaMayor	Si el registro corresponde a una interrupción catalogada como caso fortuito o de fuerza mayor y ha sido aprobada por la SIGET se deberá colocar en esta columna el código "A", en caso de haber sido rechazada colocar "R" y en caso de no corresponder a un caso fortuito o de fuerza mayor, dejar el campo nulo	Texto (1)
Duracion	Duración en minutos del período entre la interrupción y la reposición que afectaron al usuario	Entero
ENS	Energía no servida (kWh) asociada a la interrupción, independientemente de que haya sido o no presentada como un caso de fortuito o de fuerza mayor, calculada conforme a lo establecido en el Acuerdo No.116-E-2003	Decimal
CENS	Costo de la energía no servida (US\$) asociada a la interrupción, independientemente de que haya sido o no presentada como un caso de fortuito o de fuerza mayor, calculada conforme a lo establecido en el Acuerdo No.116-E-2003	Decimal
PeriodoInter	Período en el cual se registra la interrupción	Fecha
PeriodoCompen	Período en el cual se aplica la compensación	Fecha
IDFactura	Número de factura en la cual se aplicó la compensación, cuando la interrupción no corresponde con un caso fortuito o de fuerza mayor aceptado o pendiente de resolución por parte de la SIGET	Texto

Donde IDEmpresa es:

- 1: CAESS
- 2: AES CLESA
- 3: DEUSEM
- 4: DELSUR
- 5: EEO
- 6: EDESAL
- 7: B&D, Servicios Técnicos
- 8: ABRUZZO

TABLA: USUARIOS_COMUNIDADES

Detalle de usuarios que no han podido demostrar la propiedad o legítima posesión del inmueble que habitan o que no cuentan con las autorizaciones respectivas del dueño del inmueble para contratar el suministro de energía eléctrica.

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDEmpresa	Identificador de la Distribuidora	Entero
Periodo	Período de alta del suministro	Fecha
IDUsuario	Identificador del usuario que no ha podido demostrar la propiedad o legítima posesión del inmueble que habita o que no cuenta con las autorizaciones respectivas del dueño del inmueble para contratar el suministro de energía eléctrica	Texto (30)
IDCentro	Identificador del centro de transformación MT/BT	Texto (20)

Donde IDEmpresa es:

- 1: CAESS
- 2: AES CLESA
- 3: DEUSEM
- 4: DELSUR
- 5: EEO
- 6: EDESAL
- 7: B&D, Servicios Técnicos
- 8: ABRUZZO

TABLA: DATOS_CENTROS

Se informará la totalidad de los centros MT/BT o transformadores que estuvieron en servicio en algún momento durante el mes.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
CenMTBT	Nº de centro MT/BT.	Texto (20)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio del Circuito al cual está conectado (primario)	Entero
TipoArrollamiento	Monofásico (M), Bifásico (B) o Trifásico (T))	Texto (1)
TipoServicio	Densidad de carga alta (U) / Densidad de carga baja (R)	Texto (1)
TipoCon	Subestación aérea, Subestación a nivel, Subterránea	Texto (10)
NumTrafo	Número de Trafos en el Centro MT/BT	Texto (10)
kVAinst	kVA instalado total en el Centro MT/BT	Entero
Dirección	Dirección donde se ubica el centro de transformación	Texto (30)
Municipio	Nombre del Municipio	Texto (20)
Departamento	Nombre del Departamento	Texto (20)
Sucursal	Nombre de la sucursal o zona en que está dividido la Distribuidora	Texto (20)
SSEE	Subestación AT/MT al cual está conectado.	Texto (50)
Circuito	Nº de alimentador MT desde donde se alimenta al CTMTBT en división red normal	Texto (20)
CoordenadaX	CoordenadaX (Sistema Universal Transverse Mercator –UTM-) de la posición del Centro de Transformación	Decimal
CoordenadaY	CoordenadaY (Sistema Universal Transverse Mercator –UTM-) de la posición del Centro de Transformación	Decimal

TABLA: AREA_USUARIO

Tabla en la que informa la totalidad de los usuarios, con el respectivo código de área de densidad de carga (cuadrícula) que les corresponde.

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IdUsuario	Identificación única del usuario	Texto (20)
IdArea	Identificación única del área de densidad de carga (cuadrícula)	Texto(20)

INFORMACIÓN CON PERIODICIDAD ANUAL

TABLA: DATOS_USUARIOS (Datos de los Usuarios de la Distribuidora)

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Tarifa	Tarifa correspondiente al usuario	Texto (5)
TipoRegistro	Indica si es un registro dado de alta, de baja o si tiene modificación en alguno de sus campos (A=Alta, B=Baja, M=Modificación)	Texto (1)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio del Usuario	Entero
AreaGeografica	Densidad Alta (A) / Media (M) / Baja (B)	Texto (1)
TipoServicio	Densidad de carga alta (U) / Densidad de carga baja (R)	Texto (1)
TipoInstalacion	Monofásica (M) / Trifásica (T)	Texto (1)
Subestación	Subestación AT/MT o N° de transformador desde donde se alimenta al usuario.	Texto (50)
Circuito	N° de circuito MT desde donde se alimenta al usuario para división red normal.	Texto (50)
CenMTBT	N° de centro MT/BT desde donde se alimenta al usuario en BT para división red normal.	Texto (20)
IDMedidor	Identificación de medidor	Texto (25)
TipoMedidor	Código de Identificación del tipo de medidor (nos deben enviar los tipos)	Texto (30)
FechaColocacion	Fecha de colocación de medidor	Fecha
Nombre	Nombre del usuario	Texto (50)
Calle	Calle	Texto (60)
NumeroVivienda	Número	Texto (10)
Piso	Piso	Texto (10)
Unidad	Unidad/Apartamento	Texto (5)
Telefono	Teléfono	Texto (10)

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
Departamento	Departamento	Texto (50)
Municipio	Municipio	Texto (50)
Colonia	Colonia o Cantón	Texto (50)
Potencia	Potencia facturada	Decimal
CoordenadaX	CoordenadaX (Sistema Universal Transverse Mercator –UTM-) de la posición del Usuario	Decimal
CoordenadaY	CoordenadaY (Sistema Universal Transverse Mercator –UTM-) de la posición del Usuario	Decimal

Nota:

- Para situaciones excepcionales, debidamente justificadas ante la SIGET y aceptadas por ésta, cuando la empresa distribuidora no disponga de las coordenadas UTM para algunos clientes, deberá informar las correspondientes al centro de transformación de MTBT al cual éstos se encuentran conectados.
- Esta tabla se enviará completa con todos los usuarios que estuvieron activos durante el primer mes del período de control, conjuntamente con las correspondientes tablas mensuales. Debe tenerse en cuenta que en el campo “TipoRegistro” debe figurar la letra “A”.
- En los meses siguientes, sólo deben enviarse aquellos registros de usuarios que hayan estado de ALTA, de BAJA o que hayan sufrido modificación en el mes informado.
- Todos los usuarios dados de baja en el mes “N” se deberán informar con los datos correspondientes al mes “N+1” colocando los datos que figuran en la tabla “DATOS_USUARIOS” y en el campo “TipoRegistro” la letra “B”.
- Para el caso de las modificaciones se le dará el mismo tratamiento que para los usuarios dados de BAJA, colocando los datos que figuran en la tabla “DATOS_USUARIOS” con las adecuaciones efectuadas y en el campo “TipoRegistro” la letra “M”

La tarifa del usuario deberá indicarse de acuerdo a la siguiente codificación:

TARIFA	DESCRIPCIÓN
109	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda residencial con consumo menor o igual a 99 kWh.
110	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda residencial con consumo mayor que 99 kWh. y menor o igual a 200 kWh.
111	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda residencial con consumo mayor de 200 kWh.

TARIFA	DESCRIPCIÓN
112	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda uso general
113	Tarifa de Alumbrado Público.
121	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, mediana demanda sin medición de potencia
122	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, mediana demanda con medición de potencia
123	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, mediana demanda con medidor horario
131	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, grandes demandas con medidor horario
132	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, grandes demandas con medidor electromecánico
211	Tarifa para Usuarios conectados en medianas demandas en MT, sin medidor de potencia
212	Tarifa para Usuarios conectados en medianas demandas en MT, con medidor de potencia
213	Tarifa para Usuarios conectados en medianas demandas en MT, con medidor horario
221	Tarifa para Usuarios conectados en grandes demandas en MT, con medidor horario
222	Tarifa para Usuarios conectados en grandes demandas en MT, con medidor electromecánico

Nota:

Para el caso de que la distribuidora aplique tarifas especiales no reguladas, con diferente denominación, SP1, 2, 3, 4 según sea el caso, la Distribuidora deberá adaptar dichas tarifas a las tarifas codificadas en la tabla anterior.

TABLA: COMPENSACION_LIMITE (Tabla Anual)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
CompensacionGlobal	Monto total en dólares de la compensación calculada para el Usuario por excederse de los Limites Globales.	Decimal
CompensacionIndividual	Monto total en dólares de la compensación calculada para el Usuario por excederse de los Limites Individuales.	Decimal

TABLA: SALIDA_INDIVIDUAL

Se deberá informar los indicadores individuales por usuario

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, N° de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
SAIFI	Frecuencia de interrupciones por usuario	Decimal
SAIDI	Tiempo de interrupción por usuario	Decimal
ENSSAIFIUsuario	Energía no suministrada por excederse el indicador SAIFI	Decimal
ENSSAIDIUsuario	Energía no suministrada por excederse el indicador SAIDI	Decimal

TABLA: SALIDA_GLOBAL

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
CODIndicador	Código de Indicador según tabla adjunta	Texto (25)
Valor	Valor del Indicador	Decimal

Nota:

El CODIndicador deberá indicarse de acuerdo a la siguiente codificación:

CODIndicador	DESCRIPCION	FORMATO
FMIKusfm	Indicador FMIK calculado por la Distribuidora sin F. Mayor, para área de densidad de carga alta.	Decimal
TTIKusfm	Indicador TTIK calculado por la Distribuidora sin F. Mayor, para área de densidad de carga alta	Decimal
FMIKrsfm	Indicador FMIK calculado por la Distribuidora sin F. Mayor, para área de densidad de carga baja	Decimal
TTIKrsfm	Indicador TTIK calculado por la Distribuidora sin F. Mayor, para área de densidad de carga baja	Decimal
ENSFMIKu	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por la Distribuidora, para área de densidad de carga alta	Decimal
ENSTTIKu	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por la Distribuidora, para área de densidad de carga alta	Decimal
ENSFMIKr	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por La Distribuidora, para área de densidad de carga baja	Decimal
ENSTTIKr	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por La Distribuidora, para área de densidad de carga baja	Decimal
ENSSAIFISistemaU	ENS por exceder el límite el Indicador SAIFI calculado por La Distribuidora, para área de densidad de carga alta	Decimal
ENSSAIFISistemaR	ENS por exceder el límite el Indicador SAIFI calculado por La Distribuidora, para área de densidad de carga baja	Decimal
ENSSAIDISistemaU	ENS por exceder el límite el Indicador SAIDI calculado por La Distribuidora, para área de densidad de carga alta	Decimal
ENSSAIDISistemaR	ENS por exceder el límite el Indicador SAIDI calculado por La Distribuidora, para área de densidad de carga baja	Decimal
FMIKutot	Indicador FMIK calculado por la Distribuidora considerando todas las Interrupciones, para área de densidad de carga alta.	Decimal
TTIKutot	Indicador TTIK calculado por la Distribuidora considerando todas las Interrupciones, para área de densidad de carga alta	Decimal
FMIKrtot	Indicador FMIK calculado por la Distribuidora considerando todas las Interrupciones, para área de densidad de carga baja	Decimal
TTIKrtot	Indicador TTIK calculado por la Distribuidora considerando todas las Interrupciones, para área de densidad de carga baja	Decimal
ENSFMIKutot	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por la Distribuidora considerando todas las Interrupciones, para área de densidad de carga alta	Decimal
ENSTTIKutot	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por la Distribuidora considerando todas las Interrupciones, para área de densidad	Decimal

CODIndicador	DESCRIPCION	FORMATO
	de carga alta	
ENSFMIKrtot	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por La Distribuidora considerando todas las Interrupciones, para área de densidad de carga baja	Decimal
ENSTTIKrtot	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por La Distribuidora considerando todas las Interrupciones, para área de densidad de carga baja	Decimal
ENSSAIFISistemaUtot	ENS por exceder el límite el Indicador SAIFI calculado por La Distribuidora considerando todas las Interrupciones, para área de densidad de carga alta	Decimal
ENSSAIFISistemaRtot	ENS por exceder el límite el Indicador SAIFI calculado por La Distribuidora considerando todas las Interrupciones, para área de densidad de carga baja	Decimal
ENSSAIDISistemaUtot	ENS por exceder el límite el Indicador SAIDI calculado por La Distribuidora considerando todas las Interrupciones, para área de densidad de carga alta	Decimal
ENSSAIDISistemaRtot	ENS por exceder el límite el Indicador SAIDI calculado por La Distribuidora considerando todas las Interrupciones, para área de densidad de carga baja	Decimal
SAIDIUSFM	Indicador SAIDI calculado por la Distribuidora sin F. Mayor para área de densidad de carga alta.	Decimal
SAIDirsfm	Indicador SAIDI calculado por la Distribuidora sin F. Mayor para área de densidad de carga baja.	Decimal
SAIDIutot	Indicador SAIDI calculado por la Distribuidora Total para área de densidad de carga alta.	Decimal
SAIDirtot	Indicador SAIDI calculado por la Distribuidora Total para área de densidad de carga baja.	Decimal
SAIFIusfm	Indicador SAIFI calculado por la Distribuidora sin F. Mayor para área de densidad de carga alta.	Decimal
SAIFirsfm	Indicador SAIFI calculado por la Distribuidora sin F. Mayor para área de densidad de carga baja.	Decimal
SAIFIutot	Indicador SAIFI calculado por la Distribuidora Total para área de densidad de carga alta.	Decimal
SAIFirtot	Indicador SAIFI calculado por la Distribuidora Total para área de densidad de carga baja.	Decimal

Nota:

- A los efectos de cálculo de la energía no suministrada del sistema, por excederse tanto los indicadores individuales como los globales, se detallan las respectivas fórmulas a aplicar en cada caso.

- **Indicadores Individuales:**
 $ENSSAIDI_{Usuario} = D_{Usuario} [(SAIDI - SAIDI \text{ límite}) / T_m]$
 $ENSSAIFI_{Usuario} = D_{Usuario} [(SAIFI - SAIFI \text{ límite}) (SAIDI/SAIFI) / T_m]$
- **Indicadores Globales (Densidad de carga alta y baja):**
 $ENSTTIK = D_{Sistema} [(TTIK - TTIK \text{ límite}) / T_m]$
 $ENSFMIK = D_{Sistema} [(FMIK - FMIK \text{ límite}) (TTIK / FMIK) / T_m]$
 $ENSSAIDISistema = D_{Sistema} [(SAIDI - SAIDI \text{ límite}) / T_m]$
 $ENSSAIFISistema = D_{Sistema} [(SAIFI - SAIFI \text{ límite}) (SAIDI/SAIFI) / T_m]$

Donde:

$D_{Sistema}$: Energía facturada durante el período de control para el sistema dla Distribuidora, (kWh).

$D_{Usuario}$: Energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kWh).

T_m : Cantidad de horas del periodo de Control

Los valores para TTIK, FMIK, SAIDI y CAIDI, se refieren a los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado.

Los valores para TTIKlímite, FMIKlímite, SAIDIlímite y SAIFIlímite, se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices o indicadores.

- Los indicadores se deben calcular mensualmente a partir de la información enviada por las empresas Distribuidoras.
- El valor característico del periodo de control (año) se calculará como la suma de los valores mensuales obtenidos.
- Los indicadores se deberán calcular para cada Tipo de Red, desagregada en área de densidad de carga alta y baja.
- Los usuarios de MT afectados por cada interrupción se determinarán de la tabla REP_USUARIOS.
- Los kVA de los usuarios de MT se deberán determinar a partir de la potencia facturada (PCon) informada en la Tabla DATOS_USUARIOS considerando un Factor de Potencia (FP) igual a 0.9 (cero punto nueve).
- Los kVA Instalados y las Potencias facturadas por los Usuarios de MT, en cada mes y para cada Tipo de Red (área de densidad de carga alta y baja) se deben calcular a partir de la tabla INSTALACIONES.
- El Total de Usuarios en cada mes para cada Tipo de Red (área de densidad de carga alta y baja) se determina a partir de la tabla DATOS_USUARIOS considerando a todos los usuarios activos en el mes.
- Las interrupciones de un mes determinado están asociadas con la fecha de inicio y no con la de finalización.
- Deben considerarse el total de kVA instalados en la red inclusive los asociados de los usuarios de MT. En este caso se debe considerar los valores de potencia facturada afectados por un Factor de Potencia (FP) igual a 0.9 (cero punto nueve). Los valores se totalizan desde la tabla INSTALACIONES.

TABLA: AREAS_DENSIDAD_CARGA

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IdArea	Identificación única del área de densidad de carga	Texto (20)
Departamento	Departamento asociado al área de densidad de carga	Texto(30)
Municipio	Municipio asociado al área de densidad de carga	Texto(30)
Usuarios	Cantidad de usuarios asociada al área de densidad de carga	Entero
Habitantes	Cantidad de habitantes asociada al área de densidad de carga	Entero
DemandaEnergia	Suma de la energía anual facturada a los usuarios de la cuadrícula (kWh)	Decimal
DemandaPotencia	Suma de la potencia asociada a los usuarios de la cuadrícula (kW)	Decimal
DensidadCarga	A: Densidad de carga alta B: Densidad de carga baja	Texto(1)
Excepción	0: área de densidad de carga alta o baja clasificada según criterio de habitantes, potencia y cantidad de áreas contiguas. 1: área de densidad de carga alta que cumple excepción de cabecera departamental, pero no cumple criterio de habitantes, potencia y cantidad de áreas contiguas. 2: área de densidad de carga alta que cumple excepción de puertos marítimos y aeropuertos, pero no cumple criterio de habitantes, potencia y cantidad de áreas contiguas. 3: área de densidad de carga alta que cumple otras excepciones y no cumple criterio de habitantes, potencia y cantidad de áreas contiguas.	
Coordenada X	Coordenada X (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la esquina superior izquierda de la cuadrícula que delimita al área de densidad de carga.	Decimal
Coordenada Y	Coordenada Y (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la esquina superior izquierda de la cuadrícula que delimita al área de densidad de carga.	Decimal

TABLA: AREA_MUNICIPIO

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
Municipio	Nombre del municipio.	Texto(30)
Usuarios	Cantidad de usuarios en el municipio, a diciembre del año base de la última revisión tarifaria.	Entero
Habitantes	Cantidad de habitantes en el municipio según la publicación de DIGESTYC más reciente disponible en el año base de la última revisión tarifaria.	Entero
Viviendas	Cantidad estimada de viviendas en el municipio, según fórmula indicada en el numeral 6 de la presente metodología.	Entero
F_hab_viv	Factor de habitantes por vivienda a nivel nacional según la publicación de DIGESTYC más reciente disponible en el año base de la última revisión tarifaria.	Decimal
F_electrificacion	Factor estimado del grado de electrificación del municipio.	Decimal
AreasDCA	Cantidad de áreas de densidad de carga alta servidas por la distribuidora que pertenecen al municipio.	Entero
AreasDCB	Cantidad de áreas de densidad de carga baja servidas por la distribuidora que pertenecen al municipio.	Entero
UsuariosDCA	Cantidad de usuarios servidos por la distribuidora y asignados a áreas de densidad de carga alta en el municipio, a diciembre del año base de la última revisión tarifaria.	Entero
UsuariosDCB	Cantidad de usuarios servidos por la distribuidora y asignados a áreas de densidad de carga baja en el municipio, a diciembre del año base de la última revisión tarifaria.	Entero

6. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DE CARGA

Para determinar la densidad de carga a asignar a cada usuario se deberán tomar en cuenta las siguientes definiciones:

Área de densidad de carga: Es el área geográfica comprendida dentro de un cuadrado de un kilómetro por lado, de forma que para una empresa distribuidora las áreas de densidad de carga no se traslapen entre sí, debiendo contener a la totalidad de la red eléctrica y usuarios de la distribuidora.

Área de densidad de carga alta: Es aquella área de densidad de carga que contiene al menos mil habitantes o en donde la demanda de energía eléctrica de los usuarios es al menos 250 kilowatts, y que además se encuentre en una región que aglomere al menos 10 áreas contiguas que bajo los dos parámetros antes indicados puedan ser clasificadas como áreas de densidad de carga alta.

Los puertos marítimos y el casco urbano que los rodea, aeropuertos, cascos urbanos de las cabeceras departamentales y de los municipios de Santa Rosa de Lima, y Zaragoza, serán considerados como áreas de alta densidad de carga por su propia importancia, independientemente de la calificación que les corresponda en relación con la población o la demanda de energía.

Área de densidad de carga baja: Es aquella área de densidad de carga que no cumple con los requerimientos establecidos para ser clasificada como un área de densidad de carga alta.

Cálculo del número de habitantes: El número de habitantes de cada área (N_A) se determinará por medio de las siguientes fórmulas:

$$V_M = H_M / f_1$$

$$f_2 = \text{Mínimo} \left(1, \frac{U_M}{V_M} \right)$$

$$N_A = U_A * \frac{f_1}{f_2}$$

Donde:

H_M = Cantidad de habitantes en el municipio al que pertenece el área de densidad de carga

V_M = Número de viviendas en el municipio al que pertenece el área de densidad de carga

N_A = Número de habitantes en el área de densidad de carga

U_A = Número de usuarios en el área de densidad de carga

U_M = Número de usuarios en el municipio al que pertenece el área de densidad de carga

f_1 = factor de número de habitantes por vivienda a nivel nacional

f_2 = grado de electrificación del municipio al que pertenece el área de densidad de carga

Nota 1: El valor de las variables H_M y f_1 deben corresponder con los datos más actualizados publicados por la Dirección General de Estadísticas y Censos referentes y disponible en el año base utilizado para el último estudio de revisión de los cargos de distribución.

Nota 2: El valor de las variables U_A y U_M deben corresponder con los datos reportados en las tablas AREAS_DENSIDAD_CARGA, AREA_USUARIO y AREA_MUNICIPIO requeridas en la presente metodología.

Nota 3: El listado de áreas de densidad de carga relacionado con las excepciones de puertos, aeropuertos, cabeceras departamentales, Santa Rosa de Lima y Zaragoza será definido por la SIGET.

Cálculo de la demanda de energía: La potencia demandada total de cada área de densidad de carga (P_A) se determinará considerando a la totalidad de usuarios asociados a dicha área, por medio de la siguiente fórmula:

$$P_A = \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^{n_i} \frac{D_{i,j}}{8760 * f_i}$$

Donde:

P_A es la potencia total demandada en kW correspondiente al área de densidad de carga bajo análisis.

$D_{i,j}$ es la demanda anual facturada en kWh asociada a la tarifa “i” y al usuario “j” relacionado con el área de densidad de carga bajo análisis.

f_i es el factor de carga correspondiente a la tarifa “i”, según el último estudio de caracterización de la carga aprobado por la SIGET.

n_i es la cantidad de usuarios del área de densidad de carga bajo análisis asociados con la tarifa “i”.

T es la cantidad de tarifas aprobadas por la SIGET en la última revisión tarifaria.



Anexo C

Metodología para el Control de la Calidad del Producto
Técnico referente a la Regulación de la Tensión

Diciembre 2014

INDICE

1.	INTRODUCCION	1-1
2.	REGULACION DE LA TENSION	2-1
2.1	ALCANCE DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN	2-1
2.2	EQUIPO DE MEDICIÓN	2-2
3.	IMPLEMENTACION DE CAMPAÑA DE MEDICION	3-3
4.	CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES	4-1
5.	INFORMACION A PRESENTAR A LA SIGET	5-1
5.1	INFORMACIÓN A REMITIR MENSUALMENTE	5-1
5.2	INFORMACIÓN A REMITIR SEMESTRALMENTE	5-1
5.3	INFORMACIÓN A REMITIR ANUALMENTE	
5.4	INFORME DE LA CALIDAD DE SERVICIO SUMINISTRO	Y 5-2
ANEXO 1:	CARACTERISTICAS DEL EQUIPO DE MEDICION	6-5
ANEXO 2:	IDENTIFICACIÓN DE LOS MEDIOS INFORMÁTICOS	6-9
ANEXO 3:	FORMACIÓN DEL N° SIGET Y DENOMINACIÓN DE LOS ARCHIVOS DE LAS MEDICIONES	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 4:	MODELO DE DATOS A ENVIAR A LA DISTRIBUIDORA	6-12
ANEXO 5:	MODELO DE DATOS PARA EL ENVIO DE INFORMACIÓN	6-13
ANEXO 6:	PLANILLA DE INSTALACIÓN Y RETIRO	6-29
ANEXO 7:	EQUIPOS AUTORIZADOS POR LA SIGET PARA LA CALIDAD	EL CONTROL DE 6-30

1. INTRODUCCION

De acuerdo a lo establecido en las Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución, el control de la Calidad del Producto Técnico en lo referente a la Regulación de Tensión mediante campañas de medición en distintos puntos de la red, permite adquirir y procesar información sobre la regulación de tensión a nivel de suministro.

2. REGULACION DE LA TENSION

La calidad del producto con referencia a la regulación de la tensión, será efectuada por las Distribuidoras mediante mediciones en períodos mensuales, en la cantidad de usuarios establecidos en la Norma de Calidad de Servicio.

Los usuarios finales deberán ser clasificados según la densidad de carga del área que les corresponda, y para definir la densidad de carga de cada área se deberá seguir lo indicado en el numeral 6 de la presente metodología.

Se considera usuarios con servicio aislado a todos aquellos que se encuentran en áreas no interconectadas con el Sistema Nacional.

La elección de los usuarios a ser considerados en los cuales se verificará la Calidad del Producto Técnico, será realizada por la SIGET aplicando criterios estadísticos que aseguren la aleatoriedad de los usuarios a ser medidos.

Los criterios estadísticos a ser utilizados deberán garantizar los siguientes puntos:

- Aleatoriedad de todos los Usuarios.
- Distribución uniforme de muestra seleccionada proporcional a la población por Departamento, y/o Municipio, y/o por Colonia, y/o por Localidad y/o por Área de Servicio.

La SIGET realizará el sorteo de los usuarios seleccionados para el cumplimiento de la campaña a partir de la tabla de datos de usuarios denominada DATOS_USUARIOS, informada en la presente Metodología.

La SIGET entregará a la Distribuidora, con 20 días hábiles de antelación al inicio de cada mes, el listado de puntos a medir mensualmente.

La Distribuidora deberá notificar a la SIGET con 5 días hábiles de anticipación el lugar y la fecha para la realización de la medición, a fin poder auditar la instalación del equipo de medición.

2.1 ALCANCE DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN

Se deberá prever la realización de mediciones trifásicas en usuarios con suministro en BT en un porcentaje que contemple como mínimo el porcentaje de usuarios trifásicos respecto del total de usuarios al inicio de cada semestre de control.

Se considerará que la cantidad de mediciones mensuales establecidas en las Normas de Calidad de Servicio corresponde a mediciones válidas, es decir, que no presentan inconvenientes que determinen su rechazo.

La SIGET con personal propio o por contratación, podrá auditar la instalación y retiro de hasta la totalidad de mediciones que realice la Distribuidora.

La SIGET presentará los listados con los puntos de medición, incluyendo un número superior en un 25% a los definidos precedentemente, con el fin de asegurar el cumplimiento por parte de la Distribuidora de la cantidad de mediciones válidas mensuales a realizar. Se identificará claramente el orden de ocurrencia de los puntos seleccionados, dado que este será también el orden que se deberá tomar como referencia para la campaña de medición.

En el caso que no resulte posible la instalación en alguno de los puntos seleccionados, la Distribuidora deberá dejar constancia de este hecho y seleccionar el siguiente punto de acuerdo con el orden de ocurrencia.

La cantidad de mediciones podrá ser aumentada si a juicio de la Distribuidora resultasen inadecuadas para garantizar el Nivel de Representatividad de la Calidad de Servicio existente, en cuyo caso notificará a la SIGET con una antelación de por lo menos seis meses.

Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como en la vía pública. Asimismo, contará con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.

2.2 EQUIPO DE MEDICIÓN

Las características del equipo de Medición a ser utilizado para el cumplimiento de la Campaña de Medición se detallan en el Anexo N°1 de la presente Base Metodológica.

La Distribuidora enviará a la SIGET la base de datos que contendrá la identificación del número de serie de cada equipo, su marca, modelo y exactitud, así como la fecha de adquisición, calibración y/o ajuste que cada uno en particular haya tenido.

Con una anterioridad de 10 días hábiles al comienzo de cada semestre, la Distribuidora remitirá a la SIGET la base de datos conteniendo la totalidad de los equipos que podrán ser empleados en la realización de esta campaña.

Las mediciones realizadas por medio de equipos no aprobados o que no hayan sido incluidos en la base de datos remitida inicialmente, serán consideradas como no válidas por la SIGET.

En el caso que la Distribuidora requiera adicionar nuevos equipos de medición, ésta podrá solicitarlo previamente, dicha solicitud deberá estar acompañada de las justificaciones respectivas. La SIGET se reserva el derecho de autorizar y aprobar dichos equipos.

En caso que la Distribuidora adquiera nuevos equipos para ser utilizados en las campañas de medición; la Distribuidora deberá enviar las características técnicas de los mismos y cuando el caso lo amerite el software de lectura y su licencia de uso, e informará de éstos equipos antes del mes en que serán utilizados.

3. IMPLEMENTACION DE CAMPAÑA DE MEDICION

La implementación de la Campaña de Medición comprenderá las siguientes etapas de acuerdo al esquema descrito a continuación:

La SIGET enviará la Planilla de datos de Usuarios seleccionados, adjunta en el Anexo N° 4 de la presente metodología, con los datos de los puntos a medir.

La Distribuidora deberá confirmar las mediciones al reenviar la misma planilla completando los campos dirección y fecha de colocación.

Durante la instalación y retiro de los equipos de medición tanto en la medición como en la remediación, la Distribuidora completará la “Planilla de Instalación y Retiro” de acuerdo al formato definido por la SIGET, en el Anexo N° 6.

En el Anexo N° 3 se describe la forma de identificación unívoca de los puntos de medición por medio del Código SIGET y la correlativa denominación de los archivos de las mediciones.

4. CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES

A los fines del procesamiento de los archivos de las mediciones de regulación de tensión se deberán considerar los siguientes criterios:

- A los fines del control de la regulación de tensión, se define como TENSIÓN CARACTERÍSTICA del período:
 - Para Suministro Monofásico Bifilar: Al valor de la tensión sobre la cual se conecta el Usuario.
 - Para Suministros Monofásico Trifilar y Trifásicos: Al valor de tensión entre las fases en donde se registre el mayor apartamiento respecto de la tensión nominal.

- Se considerarán como registros no válidos siempre que se verifique algunas de las siguientes consideraciones:
 - Que el período de Integración de cada registro sea distinto de 15 minutos.
 - Que los valores de tensión en cualquiera de la o las fases medidas del período resulten menores al 70% del valor nominal de la tensión en el punto de suministro.
 - Que alguno de los valores del registro presente una incoherencia respecto al tipo de dato esperado. En esta condición se identificarán los valores de tensión o de energía con valores negativos, textos en campos numéricos, error en el formato de los campos de fechas o que el equipo de medición registre un código de anormalidad.
 - Que la fecha del registro sea anterior a la fecha de instalación o posterior a la fecha de retiro de acuerdo a lo informado en la Planilla de Instalación y Retiro.

- Se considerarán como mediciones no válidas siempre que se verifique algunas de las siguientes consideraciones:
 - Que la cantidad de períodos válidos no supere el equivalente a 6 días de medición (576 registros). Sin embargo, el equipo deberá estar instalado al menos los 7 días.
 - Que los datos informados en la Planilla de Instalación y Retiro no permita garantizar su adecuado procesamiento. Asimismo se verificará la correcta codificación de todos aquellos campos que se hayan establecido previamente.
 - Que el nombre del archivo no corresponda con la codificación establecida por la SIGET.
 - Que el equipo utilizado por la Distribuidora no corresponda con un formato de archivo informado y aprobado previamente por la SIGET.
 - Que la medición NO haya sido observada por la SIGET o por quien esta designe, durante el transcurso de la instalación y/o el retiro, por causas

imputables a la Distribuidora. Queda a opción de la SIGET presenciar la instalación y/o retiro de los mismos.

- Si el equipo de medición no registra energía en cada período, se asignará la energía consumida por el usuario, obtenida del medidor de energía, durante el período de medición entre los registros válidos, de acuerdo a la curva de carga normalizada que le corresponda y que se encuentra aprobada por la SIGET.
- En el proceso de asignación de la energía por intermedio de la curva de carga normalizada solo se tendrán en cuenta aquellos registros caracterizados como válidos.
- Se considerará una medición fuera de tolerancia, cuando su FEBnoper individual supere el establecido en la normativa de calidad de los servicios de distribución.

5. INFORMACION A PRESENTAR A LA SIGET

5.1 INFORMACIÓN A REMITIR MENSUALMENTE

La Distribuidora procesará la información registrada y la remitirá a la SIGET dentro de los primeros quince días hábiles del mes siguiente al de la medición, y con la identificación de los medios informáticos indicada en el Anexo N° 2 de la presente base metodológica:

- Un informe mensual Ejecutivo que contenga un resumen de los resultados obtenidos, observaciones y eventos ocurridos en el proceso de medición.
- Copia de los archivos de medición sin ningún tipo de procesamiento, obtenidos al producirse el retiro del equipo o después de finalizada la medición.
- Un informe mensual de todas las mediciones y remediciones realizadas, incluyendo los archivos ASCII con las mediciones efectuadas como así también las planillas originales correspondientes a las Planillas de Instalación y Retiro.
- Resultados mensuales del procesamiento de todas las mediciones y remediciones efectuadas, descriptas en las Tablas Planillas_Instalacion, Datos_Procesamiento, Datos_Tension, Datos_Energia, PRECIOS_ENERGIA, Y REDES, de acuerdo al Anexo N° 3 y descriptas en el Anexo N°5.
- Detalle de las mediciones a realizar de acuerdo al formulario descrito en el Anexo N°4.

5.2 INFORMACIÓN A REMITIR SEMESTRALMENTE

Con el objeto de seleccionar los puntos de medición para el cumplimiento de la campaña de medición, las empresas deberán enviar la tabla DATOS_USUARIOS completa con todos los usuarios activos al momento de la extracción, durante los primeros 15 días hábiles de los meses de abril y octubre.

La denominación y formato de esta tabla se deberá ajustar a lo establecido en el Anexo 5, ENVIOS SEMESTRALES.

La Distribuidora procesará la información registrada y remitirá a la SIGET los primeros 15 días hábiles del mes siguiente al de cierre de cada semestre de control:

- Un informe Ejecutivo que contenga un resumen de los resultados obtenidos y de las acciones a tomar en los casos de transgresiones a los límites.
- Un informe semestral con el resultado de los Indicadores Globales semestrales para cada uno de los tipos de usuarios considerados, que reflejen el comportamiento del Servicio Eléctrico de Distribución en los últimos doce meses.

- Archivo informático de las Tablas indicadas en el Anexo N°5, de manera de permitir su importación en base de datos para su procesamiento por parte de la SIGET.

5.3 INFORME DE LA CALIDAD DE SERVICIO Y SUMINISTRO

Se deberá incluir un resumen ejecutivo de la evolución de los indicadores en cada etapa para aquellos usuarios de las áreas de densidad de carga alta y baja de cada empresa Distribuidora.

La Información Semestral deberá ser remitida los primeros 15 días hábiles del mes siguiente al de finalización del período de control.

Esta información deberá ser presentado en forma escrita y en medio magnético.

Las empresas Distribuidoras deberán incluir en el referido informe el resumen de la evolución de los indicadores de cada mes y los promedios correspondientes a los referidos semestres.

6. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DE CARGA

Para determinar la densidad de carga a asignar a cada usuario se deberán tomar en cuenta las siguientes definiciones:

Área de densidad de carga: Es el área geográfica comprendida dentro de un cuadrado de un kilómetro por lado, de forma que para una empresa distribuidora las áreas de densidad de carga no se traslapen entre sí, debiendo contener a la totalidad de la red eléctrica y usuarios de la distribuidora.

Área de densidad de carga alta: Es aquella área de densidad de carga que contiene al menos mil habitantes o en donde la demanda de energía eléctrica de los usuarios es al menos 250 kilowatts, y que además se encuentre en una región que aglomere al menos 10 áreas contiguas que bajo los dos parámetros antes indicados puedan ser clasificadas como áreas de densidad de carga alta.

Los puertos marítimos y el casco urbano que los rodea, aeropuertos, cascos urbanos de las cabeceras departamentales y de los municipios de Santa Rosa de Lima, y Zaragoza, serán considerados como áreas de alta densidad de carga por su propia importancia, independientemente de la calificación que les corresponda en relación con la población o la demanda de energía.

Área de densidad de carga baja: Es aquella área de densidad de carga que no cumple con los requerimientos establecidos para ser clasificada como un área de densidad de carga alta.

Cálculo del número de habitantes: El número de habitantes de cada área (N_A) se determinará por medio de las siguientes fórmulas:

$$V_M = H_M / f_1$$

$$f_2 = \text{Mínimo} \left(1, \frac{U_M}{V_M} \right)$$

$$N_A = U_A * \frac{f_1}{f_2}$$

Dónde:

H_M = Cantidad de habitantes en el municipio al que pertenece el área de densidad de carga

V_M = Número de viviendas en el municipio al que pertenece el área de densidad de carga

N_A = Número de habitantes en el área de densidad de carga

U_A = Número de usuarios en el área de densidad de carga

U_M = Número de usuarios en el municipio al que pertenece el área de densidad de carga

f_1 = factor de número de habitantes por vivienda a nivel nacional

f_2 = grado de electrificación del municipio al que pertenece el área de densidad de carga

Nota 1: El valor de las variables H_M y f_1 deben corresponder con los datos más actualizados publicados por la Dirección General de Estadísticas y Censos referentes y disponible en el año base utilizado para el último estudio de revisión de los cargos de distribución.

Nota 2: El valor de las variables U_A y U_M deben corresponder con los datos reportados en las tablas CUADRICULAS, CUADRICULA_ USUARIO Y CUADÍCULA_MUNICIPIO requeridas en la presente metodología.

Nota 3: El listado de áreas de densidad de carga relacionado con las excepciones de puertos, aeropuertos, cabeceras departamentales, Santa Rosa de Lima y Zaragoza será definido por la SIGET.

Cálculo de la demanda de energía: La potencia demandada total de cada área de densidad de carga (P_A) se determinará considerando a la totalidad de usuarios asociados a dicha área, por medio de la siguiente fórmula:

$$P_A = \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^{n_i} \frac{D_{i,j}}{8760 * f_i}$$

Dónde:

P_A es la potencia total demandada en kW correspondiente al área de densidad de carga bajo análisis.

$D_{i,j}$ es la demanda anual facturada en kWh asociada a la tarifa “i” y al usuario “j” relacionado con el área de densidad de carga bajo análisis.

f_i es el factor de carga correspondiente a la tarifa “i”, según el último estudio de caracterización de la carga aprobado por la SIGET.

n_i es la cantidad de usuarios del área de densidad de carga bajo análisis asociados con la tarifa “i”.

T es la cantidad de tarifas aprobadas por la SIGET en la última revisión tarifaria.

ANEXO 1: CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MEDICION

En este anexo se describen los requerimientos que deberán cumplir los equipos a emplear por las empresas Distribuidoras para la realización de las mediciones correspondientes a las Campañas de Control de la Regulación de Tensión previstas en las Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución.

1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

La variable a medir será el valor eficaz verdadero (con Armónicas incluidas) de la tensión en las tres fases en el caso de conexiones trifásicas, en las dos fases en el caso de una monofásica trifilar y solo si la instalación elegida para medir es monofásica bifilar, se medirá esa sola fase.

El rango de medición de los valores de tensión a medir estará centrado en las tensiones nominales de servicio, con un rango de +30% y -30%.

La exactitud del sistema de medición de la tensión será la definida por la Clase 0,5 según norma IEC o equivalente.

La medición será permanente y con un seguimiento de la regulación de tensión a través de una constante de tiempo del orden de 30 segundos a 1 minuto. De esta forma se evitará medir perturbaciones, al filtrarse las frecuencias más altas.

En lo que respecta al registro, la información de la medición será registrada por un lapso de 7 días como mínimo, sin realizar descargas intermedias.

Para realizar el registro de la medición durante el lapso de 7 días, se deberán promediar las mediciones obtenidas en intervalos de 15 minutos.

Se podrán registrar adicionalmente los desvíos ocurridos dentro del intervalo de 15 minutos, pudiendo ser expresados a través de: 2 veces el sigma estadístico, o alternativamente, por un VMáx95% que no sea superado por un 5% de las muestras y por un VMín5% que sea superado por un 95% de las muestras tomadas en el intervalo.

Conjuntamente con la medición de la/s tensión/es se podrá medir la energía/potencia activa consumida en el punto de medición, integrada en períodos de 15 minutos sincronizado/s con el/las de la/las tensión/es.

La exactitud de la medición de la energía/potencia del equipo registrador deberá cumplir con las siguientes especificaciones: un valor máximo de 0.5% en la tensión y un valor menor al 2% para la medición de la energía incluyendo accesorios.

Los valores de exactitud de los equipos de medición, deberán ser certificados por el fabricante, o por laboratorios Internacionales o Nacionales reconocidos y aprobados por la SIGET, dichos valores de exactitud podrán ser revisados cuando la SIGET lo requiera.

Las condiciones ambientales en que deberán funcionar los equipos de medición y registro serán como mínimo las siguientes:

Rango de temperatura de operación: -5 °C a +50 °C.

Rango de humedad de operación: 40% a 95%.

Rango de presiones barométricas: 860 mbar a 1080 mbar.

El equipo de medición (o su software de procesamiento) deberá permitir que el resultado de la medición semanal sea almacenable en archivos de texto plano para su posterior procesamiento por parte de la SIGET.

El formato del archivo de salida de la medición deberá ser remitido a la SIGET para su aprobación, con una antelación de por lo menos tres meses a la fecha de implementación, de manera de que esta última pueda adecuar sus sistemas informáticos de procesamiento con la adecuada anticipación.

Una vez aprobados los formatos de salida de los archivos de la medición, estos no podrán ser modificados por la Distribuidora, bajo apercibimiento de considerar las mediciones realizadas con estos equipos como fallidas. Esto incluye los casos en los cuales se proceda a la compra de equipos de medición similares a los que dieran origen a la primera aprobación del formato, pero que poseen incluso pequeñas diferencias en el formato de salida. Idénticas consideraciones son aplicables en el caso que se proceda a una actualización del software de lectura de las mediciones, tales que estas ocasionen cambios en los formatos de salida.

La SIGET podrá aceptar que la Distribuidora envíe las mediciones en formato binario tal cual son extraídas del equipo de registro, solo si el software de lectura y su licencia de uso es remitida con antelación a la SIGET. El software deberá preferentemente permitir un procesamiento por lotes de los archivos binarios de las mediciones.

A partir de las mediciones realizadas en la Campaña de Regulación de Tensión, se realiza la Campaña previa de perturbaciones, con el objetivo de determinar las ubicaciones óptimas de los equipos a utilizar en la Campaña de Distorsión Armónica y Flicker.

La campaña previa de perturbaciones estará realizada con los mismos equipos que los empleados en la Campaña de Regulación de Tensión, y en sus mismos puntos de medición.

Para esto, los equipos empleados en la Campaña de Regulación de Tensión deberán medir y registrar al menos las siguientes variables:

TASA DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL (TDT)

Con inclusión de las tensiones armónicas pares e impares hasta la de orden 15°.

- Resolución de la indicación de la TDT: 0,25%
- Exactitud de la indicación de la TDT: 0,5%
- Indicación de la TDT: 10% fondo de escala
- Intervalo de captación: 15 minutos
- Forma de indicación: Valor medio de un mínimo de 15 mediciones en el período de 15 minutos

FLUCTUACIONES RÁPIDAS DE TENSIÓN (FLICKER)

- Fluctuación de la tensión en frecuencias desde 1Hz a 30 Hz. Máxima sensibilidad en 8 Hz (f_0)
- Umbral de detección $\Delta V / V$: 0,2% en f_0
- Exactitud en la determinación de la $\Delta V / V$: 0,5%
- Indicación de $\Delta V / V$ a fondo de escala : 0,2%
- Intervalo de captación: 15 minutos
- Forma de indicación: Valor medio de un mínimo de 15 mediciones en el período de 15 minutos

1.2 ENSAYOS

Los diferentes modelos de equipos de medición y registro a utilizar en la Campaña de Regulación de Tensión, deberán contar con protocolos de ensayos de tipo realizados por laboratorios Nacionales o Internacionales reconocidos y aprobados por la SIGET.

Se indicarán en cada caso bajo qué normas están contruidos los equipos.

Los ensayos de tipo exigidos serán:

- Ensayos de Aislación.
 - Rigidez dieléctrica
 - Frecuencia industrial
 - Impulso
- Compatibilidad electromagnética
 - Interferencias del ruido de alta frecuencia.
- Ensayos Climáticos.

- Ensayos mecánicos.

Previo a la instalación de los equipos por primera vez, se realizarán sobre cada uno de ellos los ensayos de contraste y funcionamiento que indique el fabricante y/o la SIGET, los cuales deberán repetirse a solicitud de la SIGET.

Deberá notificarse a la SIGET fehacientemente con 10 días hábiles de anticipación el lugar, fecha y hora de realización de estos ensayos a fin de asistir a los mismos.

ANEXO 2: IDENTIFICACIÓN DE LOS MEDIOS INFORMÁTICOS

Los medios informáticos (diskettes, disco compacto, etc.) a utilizar en el envío de información referida a las mediciones correspondientes a la Campaña de Control de la Regulación de Tensión, se deberán identificar con un rótulo que contenga la siguiente información:

En la parte superior derecha deberá figurar en letras de aproximadamente 1 cm de altura el Código “R”, el cual indicará que se trata de una entrega referente a la Campaña de Regulación de Tensión

A continuación se indicará:

NOMBRE DE LA DISTRIBUIDORA	
REPORTE DE:	REGULACION DE TENSION
	MES Y AÑO/SEMESTRE REPORTADO
FECHA DE ENTREGA	

El resto de la etiqueta se utilizará para realizar una descripción completa de la información que contiene, indicando la información reportada y el tipo de archivo.

ANEXO 3: FORMACIÓN DEL N° SIGET Y DENOMINACIÓN DE LOS ARCHIVOS DE LAS MEDICIONES DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

La siguiente codificación identifica cada una de las mediciones en forma unívoca, por medio de once caracteres, de acuerdo al formato siguiente:

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

POSICION	DESCRIPCIÓN	CODIGO
1	Una Letra según la empresa Distribuidora: <input type="checkbox"/> CAESS <input type="checkbox"/> CLESA <input type="checkbox"/> DELSUR <input type="checkbox"/> DEUSEM <input type="checkbox"/> EEO <input type="checkbox"/> EDESAL <input type="checkbox"/> B&D, Servicios Técnicos <input type="checkbox"/> ABRUZZO	A B C D E F G H
2	Campaña de Regulación de Tensión	R
3	1° Medición 2° Medición (1° Remedición) 3° Medición (2° Remedición), etc.	1 2 3, ...
4	Mes de Realización de la Medición Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre Octubre Noviembre Diciembre	1 → 9 O N D
5, 6, 7 y 8	Cuatro dígitos del año 2013, 2014, ..., 2015, etc.	2013, 2014, ..., 2015, etc.
9, 10 y 11	Tres dígitos para identificar la medición, en cada mes	001 → 999

Ejemplo: AR182015026.xxx

Dónde:

- A:** Distribuidora CAESS
- R:** Campaña de Regulación de Tensión
- 1:** Primera medición en el punto de suministro
- 8:** Medición realizada en el mes de Agosto
- 2015:** Medición realizada en el año 2015
- 026:** 26° medición realizada durante el mes

El nombre del archivo de la medición deberá estar conformado por el N° SIGET y su extensión.

ANEXO 5: MODELO DE DATOS PARA EL ENVIO DE INFORMACIÓN

ENVÍOS MENSUALES

La Distribuidora deberá remitir mensualmente los archivos informáticos organizados en tablas en formato ASCII, que deberán estar denominados con la siguiente codificación, la cual permitirá su identificación en forma unívoca de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7_NOMBRETABLA.xxx

Dígito 1 Código de identificación de la frecuencia de envío de la información

- M:** para identificar que la tabla es información remitida en forma mensual.

Dígito 2 Identificación de la Distribuidora

- A:** CAESS
- B:** CLESA
- C:** DELSUR
- D:** DEUSEM
- E:** EEO
- F:** EDESAL
- G:** B&D, Servicios Técnicos
- H:** ABRUZZO

Dígito 3 Código de identificación de la Campaña

- R:** Regulación de Tensión

Dígito 4 Código de identificación de las mediciones

- D:** identifica la Información enviada por la Distribuidora con los Resultados Mensuales.

Dígito 5 y 6 Código de identificación del Año de envío

- Dos últimos Dígitos del Año

Dígito 7 Código de identificación del Mes de Envío

- El mes en Formato utilizando
Del 1 al 9, O, N, D.

NOMBRE DE LA TABLA	DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO
PLANILLA_INSTALACION	Datos Planilla Instalación / Retiro
DATOS_PROCESAMIENTO	Datos Procesamiento Medición
PRECIOS_ENERGIA	Datos para procesamiento Precios de Energía
REDES	Identificación de la red del punto de medición
DATOS_TENSION	Datos para Procesamiento Tensión
DATOS_ENERGIA	Datos para Procesamiento Energía

Los campos de los registros informados en dichas tablas deberán estar delimitados por el separador de campo PIPE (|). Asimismo como final de línea se debe utilizar CrLf (ASCII 13 + ASCII 10)

Se deben informar la totalidad de los campos, aunque algunos de ellos no contenga dato, en cuyo caso quedarán vacíos y respetando el orden establecido en las tablas descritas.

A los fines de uniformizar los formatos: fecha y fecha + hora, los mismos deberán ser presentadas en el formato: dd/mm/aaaa; dd/mm/aa hh:mm.

Ejemplo: fecha 27/08/2005; fecha + hora 27/08/2005 13:08.

El campo decimal será informado con tres decimales, mientras que los campos de texto no podrán informarse con delimitadores propios, comillas dobles (“) o simples (‘).

TABLA: PLANILLA_INSTALACION

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3)	Texto (8)
Tarifa	Tipo de Tarifa asignada al Usuario	Texto (5)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio [en Volts]	Entero
Instalaciones	Tipo instalación (M = Monofásico, B = Bifásico, T = Trifásico)	Texto (1)
TipoUsuario	Densidad de carga alta (U), Densidad de carga baja (R), Aislado (A)	Texto (1)
CodigoMedidor	Código que Identifica al Medidor Comercial de la Energía	Texto (15)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
EnergiaInicial	Lectura Inicial del Medidor Comercial de Energía	Decimal
EnergiaFinal	Lectura final del Medidor Comercial de Energía	Decimal
NumeroContador	Código que identifica al Equipo Registrador de Calidad	Texto (10)
FechaColocacion	Fecha y Hora de la Colocación del Equipo de Registro	Fecha y Hora
FechaRetiro	Fecha y Hora del Retiro del Equipo de Registro	Fecha y Hora
Observacion	Observaciones en la Colocación y/o Retiro	Texto (250)
MedicionEnergia	Se indica si se realiza la medición (1), o se emplea una curva de carga (0)	Entero

La tarifa del usuario deberá indicarse de acuerdo a la siguiente codificación:

TARIFA	DESCRIPCIÓN
109	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda residencial con consumo menor o igual a 99 kWh.
110	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda residencial con consumo mayor que 99 kWh y menor o igual a 200 kWh.
111	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda residencial con consumo mayor de 200 kWh.
112	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda uso general
113	Tarifa de Alumbrado Público.
121	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, mediana demanda sin medición de potencia
122	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, mediana demanda con medición de potencia
123	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, mediana demanda con medidor horario
131	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, grandes demandas con medidor horario

TARIFA	DESCRIPCIÓN
132	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, grandes demandas con medidor electromecánico
211	Tarifa para Usuarios conectados en medianas demandas en MT, sin medidor de potencia
212	Tarifa para Usuarios conectados en medianas demandas en MT, con medidor de potencia
213	Tarifa para Usuarios conectados en medianas demandas en MT, con medidor horario
221	Tarifa para Usuarios conectados en grandes demandas en MT, con medidor horario
222	Tarifa para Usuarios conectados en grandes demandas en MT, con medidor electromecánico

Nota:

Para el caso de que la distribuidora aplique tarifas especiales no reguladas, con diferente denominación, SP1, 2, 3, 4 según sea el caso, la Distribuidora deberá adaptar dichas tarifas a las tarifas codificadas en la tabla anterior.

TABLA: DATOS_PROCESAMIENTO (de todas las mediciones)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3)	Texto (8)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio del Usuario	Entero
TipoUsuario	Densidad de carga alta (U), Densidad de carga baja (R), Aislado (A)	Texto (1)
Estado	Status del resultado del procesamiento del archivo de la medición de acuerdo a la codificación establecida.	Texto (3)
FechaInicio	Fecha y hora Inicio medición	Fecha y Hora
FechaFinal	Fecha y hora final de medición	Fecha y Hora
Energia	Energía consumida durante el período de Medición	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
CurvaCarga	Código identificación Curva de Carga empleada en el procesamiento	Texto (5)
RegistrosTotales	Cantidad de Registros Totales de 15 minutos de la medición	Entero
RegistrosValidos	Cantidad Total de Registros Válidos de 15 minutos de la medición	Entero
RegistrosFT	Total de registros válidos fuera de las Tolerancias Establecidas	Entero
EnergiaFT	Energía Total fuera de las Tolerancias Establecidas.	Decimal
CompIndividual	Monto en dólares de la compensación calculada para la medición realizada por excederse de los Limites Individuales.	Decimal

ESTADO	DESCRIPCION
000	Archivos en los cuales NO se han detectado problemas en su procesamiento
002	Archivos en los cuales la cantidad de períodos válidos de 15 minutos es menor a 576 (6 días)
004	Archivos que no pudieron ser extraídos del equipo de medición.
006	Archivos en los que se verifican errores de datos por mal funcionamiento del equipo de medición o inconvenientes informáticos, que impiden su procesamiento

TABLA: PRECIOS_ENERGIA (Precios por Tarifa para el cálculo de las compensaciones)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Tarifa	Tipo de Tarifa asignada al usuario o empresa según corresponda (*)	Texto (5)
PrecioEnergia	Precio de la energía de acuerdo al tipo de Tarifa asignada al Usuario	Decimal

- Nota: (*)

El cargo de energía ponderado para toda la Empresa se informará en el campo “PrecioEnergía” con el código “GLOBAL” en el campo Tarifa y este corresponderá al precio promedio ponderado de los doce meses anteriores al mes de entrega de la tabla.

Cuando la tarifa incorpore medición horaria se informará en el campo “PrecioEnergía” el cargo de energía ponderado.

En los meses que exista cambio de tarifa, se utilizará una tarifa ponderada en base a los días en los cuales ha estado vigente cada una de las tarifas (tarifa1* (# días vigente en el mes/total de días del mes)+ tarifa 2*(# días vigente en el mes/total de días del mes)).

TABLA: REDES (Identificación de la red del punto de medición)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco de SIGET correspondiente al nombre de la medición realizada	Texto (8)
IDUsuario	Número de Identificación del usuario conectado al transformador	Texto (30)
Tipo	Clasificación del servicio de acuerdo a la posición respecto al transformador de alimentación (A, B, o C)	Texto (1)
CentroMTBT	Nº de Centro MT/BT	Texto (20)

TIPO	DESCRIPCIÓN
A	Servicio ubicado más cercano al transformador que el punto de medición
B	Servicio ubicado más lejano al transformador que el punto de medición
C	Servicio no identificado de acuerdo a los conceptos A y B

TABLA: DATOS_TENSION (Valores de Tensión para el procesamiento de los Indicadores Globales)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3)	Texto (8)
NRG_Tot	Número de Registros Válidos Totales de 15 minutos	Entero
NRG_23p	Número de Registros Válidos para Apartamiento > 22%	Entero
NRG_22p	Número de Registros Válidos para 22% ≥ Apartamiento > 21%	Entero

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NRG_21p	Número de Registros Válidos para $21\% \geq \text{Apartamiento} > 20\%$	Entero
NRG_20p	Número de Registros Válidos para $20\% \geq \text{Apartamiento} > 19\%$	Entero
NRG_19p	Número de Registros Válidos para $19\% \geq \text{Apartamiento} > 18\%$	Entero
NRG_18p	Número de Registros Válidos para $18\% \geq \text{Apartamiento} > 17\%$	Entero
NRG_17p	Número de Registros Válidos para $17\% \geq \text{Apartamiento} > 16\%$	Entero
NRG_16p	Número de Registros Válidos para $16\% \geq \text{Apartamiento} > 15\%$	Entero
NRG_15p	Número de Registros Válidos para $15\% \geq \text{Apartamiento} > 14\%$	Entero
NRG_14p	Número de Registros Válidos para $14\% \geq \text{Apartamiento} > 13\%$	Entero
NRG_13p	Número de Registros Válidos para $13\% \geq \text{Apartamiento} > 12\%$	Entero
NRG_12p	Número de Registros Válidos para $12\% \geq \text{Apartamiento} > 11\%$	Entero
NRG_11p	Número de Registros Válidos para $11\% \geq \text{Apartamiento} > 10\%$	Entero
NRG_10p	Número de Registros Válidos para $10\% \geq \text{Apartamiento} > 9\%$	Entero
NRG_9p	Número de Registros Válidos para $9\% \geq \text{Apartamiento} > 8\%$	Entero
NRG_8p	Número de Registros Válidos para $8\% \geq \text{Apartamiento} > 7\%$	Entero
NRG_7p	Número de Registros Válidos para $7\% \geq \text{Apartamiento} > 6\%$	Entero
NRG_6p	Número de Registros Válidos para $6\% \geq \text{Apartamiento} > 5\%$	Entero
NRG_5p	Número de Registros Válidos para $5\% \geq \text{Apartamiento} > 4\%$	Entero
NRG_4p	Número de Registros Válidos para $4\% \geq \text{Apartamiento} > 3\%$	Entero
NRG_3p	Número de Registros Válidos para $3\% \geq \text{Apartamiento} > 2\%$	Entero
NRG_2p	Número de Registros Válidos para $2\% \geq \text{Apartamiento} > 1\%$	Entero
NRG_1p	Número de Registros Válidos para $1\% \geq \text{Apartamiento} > 0\%$	Entero
NRG_0	Número de Registros Válidos para $0\% \geq \text{Apartamiento} \geq -1\%$	Entero

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NRG_1n	Número de Registros Válidos para $-1% > \text{Apartamiento} \geq -2%$	Entero
NRG_2n	Número de Registros Válidos para $-2% > \text{Apartamiento} \geq -3%$	Entero
NRG_3n	Número de Registros Válidos para $-3% > \text{Apartamiento} \geq -4%$	Entero
NRG_4n	Número de Registros Válidos para $-4% > \text{Apartamiento} \geq -5%$	Entero
NRG_5n	Número de Registros Válidos para $-5% > \text{Apartamiento} \geq -6%$	Entero
NRG_6n	Número de Registros Válidos para $-6% > \text{Apartamiento} \geq -7%$	Entero
NRG_7n	Número de Registros Válidos para $-7% > \text{Apartamiento} \geq -8%$	Entero
NRG_8n	Número de Registros Válidos para $-8% > \text{Apartamiento} \geq -9%$	Entero
NRG_9n	Número de Registros Válidos para $-9% > \text{Apartamiento} \geq -10%$	Entero
NRG_10n	Número de Registros Válidos para $-10% > \text{Apartamiento} \geq -11%$	Entero
NRG_11n	Número de Registros Válidos para $-11% > \text{Apartamiento} \geq -12%$	Entero
NRG_12n	Número de Registros Válidos para $-12% > \text{Apartamiento} \geq -13%$	Entero
NRG_13n	Número de Registros Válidos para $-13% > \text{Apartamiento} \geq -14%$	Entero
NRG_14n	Número de Registros Válidos para $-14% > \text{Apartamiento} \geq -15%$	Entero
NRG_15n	Número de Registros Válidos para $-15% > \text{Apartamiento} \geq -16%$	Entero
NRG_16n	Número de Registros Válidos para $-16% > \text{Apartamiento} \geq -17%$	Entero
NRG_17n	Número de Registros Válidos para $-17% > \text{Apartamiento} \geq -18%$	Entero
NRG_18n	Número de Registros Válidos para $-18% > \text{Apartamiento} \geq -19%$	Entero
NRG_19n	Número de Registros Válidos para $-19% > \text{Apartamiento} \geq -20%$	Entero
NRG_20n	Número de Registros Válidos para $-20% > \text{Apartamiento} \geq -21%$	Entero
NRG_21n	Número de Registros Válidos para $-21% > \text{Apartamiento} \geq -22%$	Entero
NRG_22n	Número de Registros Válidos para $-22% > \text{Apartamiento}$	Entero

Dónde:

$$\text{Apartamiento} = (U_{\text{MEDIDA}} - U_{\text{NOMINAL}}) / U_{\text{NOMINAL}}$$

TABLA: DATOS_ENERGIA (Valores de Energía para el procesamiento de los Indicadores Globales)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3)	Texto (8)
ENG_Tot	Energía Total Registrada en el período de medición [en kWh]	Decimal
ENG_23p	Energía Registrada en la Medición para Apartamiento > 22%	Decimal
ENG_22p	Energía Registrada en la Medición para $22\% \geq$ Apartamiento > 21%	Decimal
ENG_21p	Energía Registrada en la Medición para $21\% \geq$ Apartamiento > 20%	Decimal
ENG_20p	Energía Registrada en la Medición para $20\% \geq$ Apartamiento > 19%	Decimal
ENG_19p	Energía Registrada en la Medición para $19\% \geq$ Apartamiento > 18%	Decimal
ENG_18p	Energía Registrada en la Medición para $18\% \geq$ Apartamiento > 17%	Decimal
ENG_17p	Energía Registrada en la Medición para $17\% \geq$ Apartamiento > 16%	Decimal
ENG_16p	Energía Registrada en la Medición para $16\% \geq$ Apartamiento > 15%	Decimal
ENG_15p	Energía Registrada en la Medición para $15\% \geq$ Apartamiento > 14%	Decimal
ENG_14p	Energía Registrada en la Medición para $14\% \geq$ Apartamiento > 13%	Decimal
ENG_13p	Energía Registrada en la Medición para $13\% \geq$ Apartamiento > 12%	Decimal
ENG_12p	Energía Registrada en la Medición para $12\% \geq$ Apartamiento > 11%	Decimal
ENG_11p	Energía Registrada en la Medición para $11\% \geq$ Apartamiento > 10%	Decimal
ENG_10p	Energía Registrada en la Medición para $10\% \geq$ Apartamiento > 9%	Decimal
ENG_9p	Energía Registrada en la Medición para $9\% \geq$ Apartamiento > 8%	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
ENG_8p	Energía Registrada en la Medición para $8\% \geq$ Apartamiento $> 7\%$	Decimal
ENG_7p	Energía Registrada en la Medición para $7\% \geq$ Apartamiento $> 6\%$	Decimal
ENG_6p	Energía Registrada en la Medición para $6\% \geq$ Apartamiento $> 5\%$	Decimal
ENG_5p	Energía Registrada en la Medición para $5\% \geq$ Apartamiento $> 4\%$	Decimal
ENG_4p	Energía Registrada en la Medición para $4\% \geq$ Apartamiento $> 3\%$	Decimal
ENG_3p	Energía Registrada en la Medición para $3\% \geq$ Apartamiento $> 2\%$	Decimal
ENG_2p	Energía Registrada en la Medición para $2\% \geq$ Apartamiento $> 1\%$	Decimal
ENG_1p	Energía Registrada en la Medición para $1\% \geq$ Apartamiento $> 0\%$	Decimal
ENG_0	Energía Registrada en la Medición para $0\% \geq$ Apartamiento $\geq -1\%$	Decimal
ENG_1n	Energía Registrada en la Medición para $-1\% >$ Apartamiento $\geq -2\%$	Decimal
ENG_2n	Energía Registrada en la Medición para $-2\% >$ Apartamiento $\geq -3\%$	Decimal
ENG_3n	Energía Registrada en la Medición para $-3\% >$ Apartamiento $\geq -4\%$	Decimal
ENG_4n	Energía Registrada en la Medición para $-4\% >$ Apartamiento $\geq -5\%$	Decimal
ENG_5n	Energía Registrada en la Medición para $-5\% >$ Apartamiento $\geq -6\%$	Decimal
ENG_6n	Energía Registrada en la Medición para $-6\% >$ Apartamiento $\geq -7\%$	Decimal
ENG_7n	Energía Registrada en la Medición para $-7\% >$ Apartamiento $\geq -8\%$	Decimal
ENG_8n	Energía Registrada en la Medición para $-8\% \geq$ Apartamiento $\geq -9\%$	Decimal
ENG_9n	Energía Registrada en la Medición para $-9\% >$ Apartamiento $\geq -10\%$	Decimal
ENG_10n	Energía Registrada en la Medición para $-10\% >$ Apartamiento $\geq -11\%$	Decimal
ENG_11n	Energía Registrada en la Medición para $-11\% >$ Apartamiento $\geq -12\%$	Decimal
ENG_12n	Energía Registrada en la Medición para $-12\% >$ Apartamiento $\geq -13\%$	Decimal
ENG_13n	Energía Registrada en la Medición para $-13\% >$ Apartamiento $\geq -14\%$	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
ENG_14n	Energía Registrada en la Medición para $-14\% >$ Apartamiento $\geq -15\%$	Decimal
ENG_15n	Energía Registrada en la Medición para $-15\% >$ Apartamiento $\geq -16\%$	Decimal
ENG_16n	Energía Registrada en la Medición para $-16\% >$ Apartamiento $\geq -17\%$	Decimal
ENG_17n	Energía Registrada en la Medición para $-17\% >$ Apartamiento $\geq -18\%$	Decimal
ENG_18n	Energía Registrada en la Medición para $-18\% >$ Apartamiento $\geq -19\%$	Decimal
ENG_19n	Energía Registrada en la Medición para $-19\% >$ Apartamiento $\geq -20\%$	Decimal
ENG_20n	Energía Registrada en la Medición para $-20\% >$ Apartamiento $\geq -21\%$	Decimal
ENG_21n	Energía Registrada en la Medición para $-21\% >$ Apartamiento $\geq -22\%$	Decimal
ENG_22n	Energía Registrada en la Medición para $-22\% >$ Apartamiento	Decimal

Dónde:

$$\text{Apartamiento} = (U_{\text{MEDIDA}} - U_{\text{NOMINAL}}) / U_{\text{NOMINAL}}$$

ENVÍOS SEMESTRALES

El distribuidor deberá remitir semestralmente los archivos informáticos organizados en tablas en formato ASCII, que deberán estar denominados con la siguiente codificación, la cual permitirá su identificación en forma unívoca de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7.NOMBRETABLA.xxx

Dígito 1 Código de identificación de la frecuencia de envío de la información

- S:** para identificar que la tabla es información remitida en forma semestral.

Dígito 2 Identificación de la Distribuidora

- A:** CAESS
- B:** CLESA
- C:** DELSUR
- D:** DEUSEM
- E:** EEO
- F:** EDESAL
- G:** B&D, Servicios Técnicos
- H:** ABRUZZO

Dígito 3 Código de identificación de la Campaña

- ❑ **R:** Regulación de Tensión

Dígito 4 Código de identificación de las Remediciones

- ❑ **D:** identifica la Información enviada por la Distribuidora con los Resultados Semestrales

Dígito 5 y 6 Código de identificación del Año de envió

- ❑ Dos últimos Dígitos del Año

Dígito 7 Código de identificación del Mes de Envío

- ❑ El mes en Formato utilizando Del 1 al 9, O, N, D.

NOMBRE DE LA TABLA	DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO
INDICADORES_GLOBALES	Datos de los indicadores globales de producto técnico
DATOS_USUARIOS	Datos de todos los usuarios

Los campos de los registros informados en dichas tablas deberán estar delimitados por el separador de campo PIPE (|). Asimismo como final de línea se debe utilizar CrLf.

Se deben informar la totalidad de los campos, aunque algunos de ellos no contenga dato, en cuyo caso quedarán vacíos y respetando el orden establecido en las tablas descritas.

Los formatos de fecha y hora si deberán uniformizar de la siguiente manera:

- a) fecha dd/mm/aaaa Ejemplo: fecha 27/08/2005
- b) fecha + hora, dd/mm/aa hh:mm Ejemplo: fecha + hora 27/08/2005 13:08

El campo decimal será informado con dos decimales.

TABLA: INDICADORES_GLOBALES (Indicadores Globales en el semestre)

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
FEBnoper	Frecuencia Equivalente fuera de las tolerancias permitidas [en %]	Decimal
FECCnoper	Sumatoria de las Frecuencias equivalentes por energía consumida para las bandas no permitidas	Decimal
Ntrgper	Nº total de registros dentro de las tolerancias establecidas	Entero
NRgtot	Cantidad total de registros válidos	Entero
CompGlobal	Monto Total en dólares de la compensación calculada para la medición realizada por excederse de los Limites Globales.	Decimal

TABLA: DATOS_USUARIOS (Datos de los Usuarios de la Distribuidora)

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Tarifa	Tarifa correspondiente al usuario	Texto (5)
TipoRegistro	Indica si es un registro dado de alta, de baja o si tiene modificación en alguno de sus campos (A=Alta, B=Baja, M=Modificación)	Texto (1)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio del Usuario	Entero
AreaGeografica	Densidad Alta (A) / Media (M) / Baja (B)	Texto (1)
TipoServicio	Densidad de carga alta (U) / Densidad de carga baja (R)	Texto (1)
TipoInstalacion	Monofásica (M) / Trifásica (T)	Texto (1)
Subestación	Subestación AT/MT o Nº de transformador desde donde se alimenta al usuario	Texto (50)
Circuito	Nº de circuito MT desde donde se alimenta al usuario para división red normal	Texto (50)

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
CenMTBT	Nº de centro MT/BT desde donde se alimenta al usuario en BT para división red normal.	Texto (20)
IDMedidor	Identificación de medidor	Texto (25)
TipoMedidor	Código de Identificación del tipo de medidor (nos deben enviar los tipos)	Texto (30)
FechaColocacion	Fecha de colocación de medidor	Fecha
Nombre	Nombre del usuario	Texto (50)
Calle	Calle	Texto (60)
NumeroVivienda	Número	Texto (10)
Piso	Piso	Texto (10)
Unidad	Unidad/Apartamento	Texto (5)
Telefono	Teléfono	Texto (10)
Departamento	Departamento	Texto (50)
Municipio	Municipio	Texto (50)
Colonia	Colonia o Cantón	Texto (50)
Potencia	Potencia facturada	Decimal
CoordenadaX	CoordenadaX (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Usuario	Decimal
CoordenadaY	CoordenadaY (Sistema Universal Transverse Mercator – UTM-) de la posición del Usuario	Decimal

Nota:

Debe tenerse en cuenta que en el campo “TipoRegistro” debe figurar la letra “A”.

En los campos “Departamento” y “Municipio” los correspondientes nombres deberán ser expresados en letras mayúsculas, sin acentos, ni abreviaturas, ni símbolos ajenos al alfabeto español, no se deberán utilizar las palabras “DEPARTAMENTO” o “MUNICIPIO”, ni espacios al inicio o al final de los nombres, y para el caso de

nombres compuestos por dos o más palabras se deberá utilizar exactamente un espacio como separador de palabras.

La tarifa del usuario deberá indicarse de acuerdo a la siguiente codificación:

TARIFA	DESCRIPCIÓN
109	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda residencial con consumo menor o igual a 99 kWh.
110	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda residencial con consumo menor o igual a 200 kWh.
111	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda residencial con consumo mayor de 200 kWh.
112	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, pequeña demanda uso general
121	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, mediana demanda sin medición de potencia
122	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, mediana demanda con medición de potencia
123	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, mediana demanda con medidor horario
131	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, grandes demandas con medidor horario
132	Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, grandes demandas con medidor electromecánico
211	Tarifa para Usuarios conectados en medianas demandas en MT, sin medidor de potencia
212	Tarifa para Usuarios conectados en medianas demandas en MT, con medidor de potencia
213	Tarifa para Usuarios conectados en medianas demandas en MT, con medidor horario
221	Tarifa para Usuarios conectados en grandes demandas en MT, con medidor horario

TARIFA	DESCRIPCIÓN
222	Tarifa para Usuarios conectados en grandes demandas en MT, con medidor electromecánico

Nota:

Para el caso de que la distribuidora aplique tarifas especiales no reguladas, con diferente denominación, SP1, 2, 3, 4 según sea el caso, la Distribuidora deberá adaptar dichas tarifas a las tarifas codificadas en la tabla anterior.

ANEXO 6: PLANILLA DE INSTALACIÓN Y RETIRO

CAMPAÑA DE CONTROL DEL PRODUCTO TECNICO - PLANILLAS DE INSTALACION Y RETIRO

DISTRIBUIDORA: -----

Período: -----

Número SIGET									
IdUsuario					Nombre del Usuario:				
Dirección									
Tensión de Servicio:	Tipo Instalación	M	T		Energía Inicial:				
Tarifa:	Tipo Servicio:	U	R	A	Codigo Medidor:			Energía Final:	
Nro. Contador:	Med. Energia	Sí	No	Fecha Colocacion:			Fecha Retiro:		
Observación:									
Instalación					Retiro				
Firma Distribuidora:					Firma Distribuidora:				

Número SIGET									
IdUsuario					Nombre del Usuario:				
Dirección									
Tensión de Servicio:	Tipo Instalación	M	T		Energía Inicial:				
Tarifa:	Tipo Servicio:	U	R	A	Codigo Medidor:			Energía Final:	
Nro. Contador:	Med. Energia	Sí	No	Fecha Colocacion:			Fecha Retiro:		
Observación:									
Instalación					Retiro				
Firma Distribuidora:					Firma Distribuidora:				

Número SIGET									
IdUsuario					Nombre del Usuario:				
Dirección									
Tensión de Servicio:	Tipo Instalación	M	T		Energía Inicial:				
Tarifa:	Tipo Servicio:	U	R	A	Codigo Medidor:			Energía Final:	
Nro. Contador:	Med. Energia	Sí	No	Fecha Colocacion:			Fecha Retiro:		
Observación:									
Instalación					Retiro				
Firma Distribuidora:					Firma Distribuidora:				

ANEXO 7: EQUIPOS AUTORIZADOS POR LA SIGET PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD

**TABLA DE LOS EQUIPOS DE MEDICION AUTORIZADOS POR LA SIGET
PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DE SERVICIO TECNICO Y PRODUCTO**

DISTRIBUIDORA:

Item	Número de Serie del Equipo	Marca	Modelo	Exactitud del Equipo	Fecha de Adquisición	Fecha de Calibración



ANEXO D

Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico
Referente a la Campaña de Perturbaciones Armónicas y Flicker

Diciembre 2014

ÍNDICE

1.	METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO REFERENTE A LA CAMPAÑA DE PERTURBACIONES	1
1.1	CAMPAÑA DE VERIFICACIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	1
1.2	EQUIPO DE MEDICIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS.....	3
1.3	INFORMACION A REMITIR A LA SIGET	4
1.4	CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES	4
1.5	DETERMINACIÓN DE USUARIOS AFECTADOS.....	6
	ANEXO N° 1	7
	ANEXO N° 2.....	9
	ANEXO N° 3.....	12
	ANEXO N° 4.....	13
	ANEXO N° 5.....	14
	ANEXO N° 6.....	18
	ANEXO N° 7.....	42
	ANEXO N° 8.....	43

1. METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO REFERENTE A LA CAMPAÑA DE PERTURBACIONES

1.1 CAMPAÑA DE VERIFICACIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La SIGET seleccionará mensualmente un (1) punto de verificación de flicker y un (1) punto de verificación de distorsión armónica de tensión por cada sesenta mil (60,000) usuarios. En caso el distribuidor no cuente al menos con sesenta mil (60,000) usuarios, éste deberá realizar al menos una (1) medición válida de efecto parpadeo (flicker) y una (1) medición válida de distorsión armónica en cada mes. Sin embargo, la SIGET podrá modificar la cantidad de puntos de medición o requerir mediciones adicionales en un período específico.

En las mediciones seleccionadas para medir la incidencia de efecto parpadeo, también se deberá medir la distorsión armónica de tensión, recíprocamente, en las mediciones seleccionadas para medir la incidencia de distorsión armónica, también se deberá medir el efecto parpadeo. No obstante lo anterior, el incumplimiento de una medición se determinará a partir de la evaluación del indicador de la campaña para la cual fue designada la medición.

La SIGET entregará a la distribuidora, con veinte (20) días hábiles de antelación al inicio de cada mes, el listado de puntos a medir mensualmente, para lo cual utilizará la planilla de datos adjunta en el Anexo N° 4 de la presente metodología.

La distribuidora deberá notificar a la SIGET con cinco (5) días hábiles de anticipación al inicio del mes de medición, la dirección y la fecha para la realización de las mediciones, para lo cual complementará la planilla de datos previamente remitida por la SIGET.

Se considerará que la cantidad de mediciones mensuales establecidas en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, corresponde a mediciones válidas, es decir, que no presentan inconvenientes que determinen su rechazo.

La SIGET con personal propio o por contratación, podrá auditar la instalación y retiro de las mediciones que realice el distribuidor.

En el caso que no resulte posible la instalación de un equipo de medición en alguno de los puntos seleccionados, la distribuidora deberá presentar dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes, la justificación correspondiente, debidamente documentada, de forma que permita a la SIGET comprobar y evaluar el caso. La SIGET notificará a la empresa distribuidora acerca de la resolución del caso. Si la situación planteada no pudiera ser comprobada o resultase inválida, la SIGET podrá exigir la realización de la medición correspondiente, en caso contrario proporcionará un sustituto. La medición del usuario pendiente o de su sustituto, deberá ser realizada en el mes posterior a la notificación de la

resolución de la justificación, constituyéndose dicho punto en una medición adicional a ser efectuada junto con las mediciones correspondientes en ese mes.

Durante la instalación y retiro de los equipos de medición, tanto en la medición como en la remediación, en caso la hubiere, la distribuidora completará la “Planilla de Instalación y Retiro” de acuerdo al formato definido por la SIGET, en el Anexo N° 7.

La empresa distribuidora dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes, enviará a la SIGET un informe en formato digital con la información de incidencia de flicker y distorsión armónica de voltaje recolectada por medio de las mediciones de regulación de tensión realizadas en el mes anterior, el cual deberá contener los siguientes campos o columnas:

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
ID Usuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET	Texto (14)
Tarifa	tarifa del usuario según la tabla DATOS_USUARIOS	Texto (3)
MontoProm3UF	Monto promedio de las últimas tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición	Decimal
FechaInstalacion	Fecha y hora de instalación de la medición	Fecha + Hora
FechaRetiro	Fecha de retiro de la medición	Fecha + Hora
P90Pst	Percentil 90 del Pst	Decimal
P90THDV	Percentil 90 del THDV	Decimal
FInPst	Frecuencia de incumplimiento del límite Pst	Decimal
FInTHDV	Frecuencia de incumplimiento del límite THDV	Decimal

Los términos P90Pst y P90THDV se refieren al mínimo valor registrado en la medición que supere al 90% de los valores de Pst o THDV (según corresponda), considerando solamente a los registros válidos de cada medición. En el caso que se evalúe más de una fase, lo que corresponde es obtener los percentiles noventa de THDV o Pst (según corresponda) de cada fase y seleccionar al mayor entre dichos valores.

En el caso que debido a limitaciones del equipo de medición, se hubiese registrado el parámetro $\Delta V/V$ en lugar del Pst, el término P90Pst se calculará por medio de dichos valores, es decir, considerando el mínimo valor registrado en la medición que supere al noventa por ciento (90%) de los valores de $\Delta V/V$. En este caso, no será aplicable el cálculo del término FInPst.

Los factores “FInPst” y “FInTHDV” se calcularán a partir de las siguientes expresiones:

$$FInPst = \frac{\text{Cantidad de registros válidos de la medición con } Pst > Pst \text{ límite}}{\text{Cantidad de registros válidos de la medición}}$$

$$FInTHDV = \frac{\text{Cantidad de registros válidos de la medición con } THDV > THD \text{ límite}}{\text{Cantidad de registros válidos de la medición}}$$

La SIGET con personal propio o por contratación, podrá auditar la instalación, retiro, descarga, procesamiento o cualquier otro aspecto relacionado con la medición o de la totalidad de mediciones que realice el distribuidor.

1.2 EQUIPO DE MEDICIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como en la vía pública. Asimismo, contará con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.

Las características del equipo de medición a ser utilizado para el cumplimiento de la campaña de medición se detallan en los Anexos N° 1 y N° 2 de la presente metodología.

Con una anterioridad de diez (10) días hábiles al comienzo de cada semestre, el distribuidor deberá enviar a la SIGET la base de datos que contendrá la identificación del número de serie de cada equipo, su marca, modelo y exactitud, así como las fechas de adquisición, calibración y/o ajuste que cada uno en particular haya tenido, dicha información deberá ser entregada en forma impresa y magnética.

Las mediciones realizadas por medio de equipos no aprobados por la SIGET, podrán ser consideradas como no válidas por la SIGET y en ese caso, deberán ser realizadas dentro del plazo máximo de diez (10) días hábiles contados a partir de la orden que en tal sentido emita la SIGET.

En el caso que la distribuidora requiera adicionar nuevos equipos de medición, ésta deberá solicitarlo previamente, acompañando dicha solicitud de las justificaciones respectivas. La SIGET se reserva el derecho de autorizar y aprobar dichos equipos.

En caso que la distribuidora adquiera nuevos equipos para ser utilizados en las campañas de medición, ésta deberá informar las características técnicas de los mismos, así mismo deberá remitir a la SIGET el software de lectura y su licencia de uso, e informará de éstos con treinta (30) días calendario antes de su utilización.

Los certificados de calibración, ajuste o características técnicas de los equipos utilizados para la campaña de perturbaciones entre otros, deberán ser presentados en idioma español o en inglés con su respectiva traducción al español certificada por notario.

Los equipos utilizados para la campaña de medición deberán contar entre otros, con su certificado de ajuste y calibración emitido por el fabricante o por laboratorios internacionales o nacionales reconocidos y aprobados por la SIGET.

1.3 INFORMACION A REMITIR A LA SIGET

La distribuidora procesará la información registrada y la remitirá a la SIGET, dentro de los primeros quince (15) días hábiles del mes siguiente al de la medición, respetando las reglas de identificación indicadas en el Anexo N° 3 de la presente base metodológica. La información a remitir consiste en lo siguiente:

- a) Un informe ejecutivo mensual que contenga un resumen de los resultados obtenidos, observaciones y eventos ocurridos en el proceso de medición. Dicha información deberá ser remitida en forma impresa y magnética.
- b) Copia de los archivos de medición, tanto válidos como inválidos, sin ningún tipo de procesamiento, obtenidos al producirse el retiro del equipo o después de finalizada la medición.
- c) Un informe en formato impreso y digital de todas las mediciones y remediciones realizadas, incluyendo una copia digital de los archivos planos (formato ASCII, TXT, CSV, etc.) con las mediciones efectuadas así como también las planillas originales correspondientes a las planillas de instalación y retiro indicadas en la presente metodología.
- d) Resultados mensuales del procesamiento de todas las mediciones y remediciones efectuadas, descritas en la planilla adjunta del Anexo N° 5 de la presente metodología.

1.4 CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES

A los fines del procesamiento de los archivos de las mediciones de perturbaciones (flicker y armónicos), se deberán aplicar los criterios siguientes:

- a) Consideraciones generales:
 1. Los archivos planos (formato ASCII, TXT, CSV, etc.) deberán contener encabezado, nombrando a cada columna conforme a lo establecido en la presente metodología.
 2. Los parámetros eléctricos a ser medidos e informados en las mediciones, deberán ser parámetros de fase.
 3. Se deberán informar los voltajes, potencias, energías, flicker, corrientes y voltajes armónicos por fase.
 4. El archivo de la medición deberá contener los valores de las componentes fundamentales de corriente, tensión o ambas, según sea el caso.
 5. La tensión medida deberá ser referida al nivel de tensión de entrega entre fase y neutro, excepto que la SIGET de manera explícita lo requiera de otra manera.

6. El período mínimo de medición deberá ser de siete (7) días continuos.
- b) Se considerará que un registro es inválido siempre que se verifique alguna de las siguientes condiciones:
1. Que el período de integración del registro sea distinto de diez (10) minutos.
 2. Si entre dos registros existe un intervalo distinto de diez (10) minutos, se considerarán inválidos los dos (2) registros que limitan dicho intervalo de medición.
 3. Que los valores de tensión en cualquiera de las fases medidas en el período de medición resulten menores que el setenta por ciento (70%) del valor nominal de la tensión.
 4. Que los valores de tensión en cualquiera de las fases medidas en el período de medición resulten mayores que el ciento veinte por ciento (120%) del valor nominal de la tensión en el punto de suministro.
 5. Que alguno de los valores del registro presente una incoherencia respecto al tipo de dato esperado. En esta condición se identificarán los valores de tensión, potencia o energía con valores negativos o nulos, textos en campos numéricos, error en el formato de los campos de fechas y horas o que el equipo de medición registre un código de anomalía.
 6. Que la fecha y hora de algún registro sea anterior a la fecha y hora de instalación o posterior a la fecha y hora de retiro, de acuerdo a lo informado en la planilla de instalación y retiro.
 7. Que los valores de distorsión armónicas o efecto parpadeo (flicker) sean negativos.
- c) Se considerarán como mediciones inválidas siempre que en una medición se verifique alguna de las siguientes condiciones:
1. Cantidad total de registros menor que mil ocho (1,008) o cantidad de registros válidos menor que ochocientos sesenta y cuatro (864).
 2. Inconsistencia de información entre los datos de la medición y los datos informados en la planilla de instalación y retiro.
 3. Nombre de archivo con codificación diferente a la establecida en la presente metodología.
 4. Medición con observaciones por parte de la SIGET o por quien ésta designe, durante el transcurso de la instalación y/o retiro, por causas imputables a la

distribuidora. Queda a opción de la SIGET presenciar la instalación y/o retiro de los mismos.

5. Presencia de errores de datos por mal funcionamiento del equipo de medición o inconvenientes informáticos que impidan su procesamiento.
6. La falta de alguna columna de datos requerida por la presente metodología.
7. Que se presenten valores de parámetros de línea y no de fase tal como lo requiere en la presente metodología.

1.5 DETERMINACIÓN DE USUARIOS AFECTADOS

En los casos en los cuales mediante una medición se demuestre que existe distorsión armónica o efecto parpadeo en las redes de distribución en niveles que superan los límites establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, la empresa distribuidora deberá identificar a todos los usuarios afectados por dichas perturbaciones, considerando para ello lo siguiente:

- a) Si la medición se realiza en los terminales secundarios de un transformador de distribución, o en el punto de entrega de un usuario con servicio en baja tensión, y se transgreden los límites establecidos de flicker, armónicos o ambos, se considerará que los usuarios afectados son todos los usuarios conectados al transformador, con excepción de aquellos usuarios que hayan sido identificados como perturbadores por sobrepasar los límites de perturbaciones establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.
- b) Si la medición se realiza a nivel de media tensión, en redes de distribución o puntos de entrega a usuarios finales, y se transgreden los límites de perturbación por flicker, armónicos o ambos, se considerará que los usuarios afectados son todos aquéllos que dependen del circuito o alimentador en media tensión en donde se efectuó la medición, o al que pertenece el punto de entrega medido, con excepción de aquellos usuarios que hayan sido identificados como perturbadores.
- c) La compensación, cuando aplique, se realizará por el tipo de perturbación que se esté analizando, es decir, por efecto parpadeo (flicker), distorsión armónica, o ambas según sea el caso.

ANEXO N° 1

CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN PARA EL EFECTO PARPADEO (FLICKER)

En este anexo se describen los requerimientos que deberán cumplir los equipos a emplear por las empresas distribuidoras para la realización de las mediciones correspondientes a las mediciones de flicker previstas en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

Se enumeran a continuación las características que debe cumplir el equipo de medida de flicker para verificar los niveles de referencia definidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, Acuerdo No. 192-E-2004 o el que lo reemplace. Estas características siguen las recomendaciones dadas por la norma IEC-61000-4-15.

1.1 Variables de medición

- Fluctuaciones del valor eficaz de la tensión de una fase, tanto para instalaciones trifásicas como para las monofásicas.
- La tensión siempre se mide entre fase y neutro.
- Para los efectos de calcular penalizaciones se requiere el registro simultáneo de la potencia y energía por fase y la trifásica con el nivel de perturbación.
- La medición de energía y potencia podrá realizarse con un equipo separado, en este caso, los equipos deberán estar adecuadamente sincronizados.

1.2 Tipo de Equipo

- Digital conforme a las especificaciones de los bloques que lo constituyen desde el 1 hasta el 5 según la norma IEC-61000-4-15.
- Modo de operación continuo.

1.3 Intervalos de acumulación de medidas:

- Intervalo de medida de corta duración: en el cual se obtiene el índice de severidad de Flicker en 10 minutos.
- Intervalo de medida de larga duración: en el cual se obtiene el índice de severidad de Flicker en 2 horas. Se determina a partir de 12 medidas consecutivas de 10 minutos.

1.4 Características del circuito de entrada de tensión

- Tensiones nominales (UN): 120 o 240 V (+20% / -30%).
- Nivel de aislamiento de 2 kV rms durante un minuto, y 2 kV pico para un impulso de 1,2/50 microsegundos.
- Factor de cresta: 1,5 - 2 UN.
- El transformador de entrada no debe introducir una atenuación significativa para un ancho de banda de +/- 25 Hz. centrado en f0.

1.5 Almacenamiento interno

- De al menos 7 días sin realizar descargas intermedias.

1.6 Salidas

- Interface serie o paralela para computadora que permita obtener el/los archivo/s de la medición en formato plano (ASCII, TXT, CSV, etc.).

1.7 Condiciones ambientales

- Temperatura de operación: 0°C a +40°C.
- Humedad relativa en operación: 45% a 95%
- Presiones barométricas: 860 mbar a 1080 mbar.

1.8 Tests de compatibilidad electromagnética

- Según norma IEC-61000-4-15 o la que la reemplace.

1.9 Tests de condiciones climáticas

- Según norma IEC-61000-4-15 o la que la reemplace.

1.10 Características de los transductores

- Cuando sea necesario el empleo de transformadores de tensión o de corriente, estos deberán tener características acordes con la del instrumento.

ANEXO N° 2

CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN PARA ARMÓNICAS

Se enumeran a continuación las características que debe cumplir el equipo de medida de armónicas para verificar los niveles de referencia, de acuerdo a las recomendaciones dadas por la norma IEC 61000-4-7 o la que la reemplace.

2.1 Variables de medición

- Tensiones y corrientes armónicas (desde $n=2$ hasta 40) y tasa de distorsión total de la tensión de cada fase (medición trifásica).
- La tensión y la corriente siempre se mide entre fase y neutro.
- Para los efectos de calcular penalizaciones se requiere el registro simultáneo de la potencia y energía por fase y la trifásica con los niveles de perturbación.
- La medición de potencia y energía podrá realizarse con un equipo separado, en este caso, los equipos deberán estar adecuadamente sincronizados.

2.2 Tipo de equipo

- Digital basado en la FFT (Transformada Rápida de Fourier).
- Ancho de ventana entre 0,1 y 0,5 seg. (opcional, seleccionable).
- Modo de operación continuo pudiendo existir intervalos sin medida entre ventanas consecutivas.

2.3 Intervalos de acumulación de medidas

El intervalo obligatorio de medida será de corta duración, correspondiente a un período de observación de diez (10) minutos. Se debe contar con los valores eficaces de las armónicas de al menos cien (100) ventanas. En este período se toma como valor representativo de cada armónica, el valor eficaz obtenido a partir de los valores eficaces de cada ventana comprendida en el período medido (opcionalmente y para efectos informativos, se pueden clasificar los valores eficaces de cada ventana estadísticamente mediante los percentiles de 50%, 95% y 99%.)

Intervalo opcional de medida de muy corta duración: acumulación de un tiempo efectivo de medida de tres (3) segundos, (la suma de la duración de las ventanas sin considerar los intervalos sin medida debe ser de tres (3) segundos, se recomienda que el período de medida total correspondiente al período de observación, no supere los diez (10) segundos). En este período para efectos térmicos, se toma como valor representativo de cada armónico el valor eficaz obtenido a partir de los valores eficaces de cada ventana comprendida en el período medido. En

este período, para efectos instantáneos, se toma como valor representativo de cada armónica el máximo de los valores eficaces de las ventanas comprendidas en dicho período.

Los valores representativos de los respectivos intervalos podrán ser obtenidos por post-procesamiento.

2.4 Características de los circuitos de entrada de tensión

- Tensiones nominales (UN): 120 o 240 V (+20% / -30%).
- Mantener precisión hasta 1.2 UN.
- Factor de cresta: 1.5 - 2 UN.
- Tensión a frecuencia industrial durante 1 seg. igual al mínimo de 4 UN o 1 kV rms.
- Consumo de potencia menor de 3 VA.

2.5 Precisión

- Clase A de acuerdo con la norma IEC 61000-4-7.
- Para la medición de energía el error total del aparato más los transformadores o pinzas corresponderá a un valor no mayor del dos por ciento (2%).

2.6 Almacenamiento interno

- De al menos 7 días sin realizar descargas intermedias.

2.7 Salidas

- Interface serie o paralela para computadora que permita obtener el/los archivo/s de la medición en formato plano (ASCII, TXT, CSV, etc.).

2.8 Condiciones ambientales

- Temperatura de operación: 0°C a +45°C.
- Humedad relativa en operación: 40% a 95%.
- Presiones barométricas: 860 mbar a 1080 mbar.

2.9 Variaciones e interferencias en la tensión de alimentación

- Las especificadas en la norma IEC 61000-4-7.

2.10 Tensión de interferencia en modo común

- Las especificadas en la norma IEC 61000-4-7.

2.11 Descargas electrostáticas

- Según norma IEC 801-2.

2.12 Campos electromagnéticos

- Según norma IEC 61000-4-7.

2.13 Características de los transductores

- Cuando sea necesario el empleo de transformadores de tensión o de corriente, estos deberán tener características acordes con las del instrumento.

ANEXO N° 3

FORMACIÓN DEL NÚMERO SIGET Y DENOMINACIÓN DE LOS ARCHIVOS DE LAS MEDICIONES

La siguiente codificación identifica cada una de las mediciones en forma unívoca, por medio de catorce caracteres, de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14

POSICION	DESCRIPCIÓN	CODIGO
1	Una Letra según la empresa Distribuidora: <input type="checkbox"/> CAESS. <input type="checkbox"/> CLESA. <input type="checkbox"/> DEUSEM. <input type="checkbox"/> DELSUR. <input type="checkbox"/> EEO. <input type="checkbox"/> EDESAL. <input type="checkbox"/> B&D. <input type="checkbox"/> ABRUZZO.	A B C D E F G H
2	Flicker. Armónicas.	F A
3	1° Medición. 2° Medición (1° Remedición). 3° Medición (2° Remedición), etc. Código de conteo independiente para cada punto medido	1 2 3
4	Mes de Realización de la Medición Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre. Octubre. Noviembre. Diciembre.	1 → 9 O N D
5, 6, 7 y 8	Cuatro dígitos del año	2010, 2011...
9 y 10	Dos dígitos para identificar la medición, en cada mes.	01 →99
11	Identificación del tipo de suministro Bifilar Trifilar Trifásico	1 2 3
12	Medición para la búsqueda del usuario perturbador Otro tipo de medición	P O
13 y 14	Un dígito para identificar la medición Medición para la búsqueda del usuario perturbador Otro tipo de medición	01 →99 00

El nombre del archivo de la medición deberá estar conformado por el número SIGET y su respectiva extensión.

Ejemplos:

Código de 1ª medición remitida por la a SIGET: AF112012012O00

Código de 1ª medición a un usuario potencialmente perturbador: AF112012012P01

Código de 2ª medición a un usuario potencialmente perturbador: AF122012012P01

Código de 1ª medición a un segundo usuario potencialmente perturbador: AF112012012P02

Código de 2ª medición en el punto remitido por la SIGET: AF212012012O00

ANEXO N° 5

MODELO DE DATOS PARA EL ENVÍO DE INFORMACIÓN

ENVÍOS MENSUALES

La distribuidora deberá remitir mensualmente un informe ejecutivo y los archivos informáticos organizados en tablas en formato ASCII, que deberán estar denominados con la siguiente codificación, la cual permitirá su identificación en forma unívoca de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10_NOMBRETABLA.xxx

Dígito 1: Código de identificación de la frecuencia de envío de la información.

- M:** para identificar que la tabla es información remitida en forma mensual.

Dígito 2: Identificación del distribuidor.

- A:** CAESS.
- B:** CLESA.
- C:** DEUSEM.
- D:** DELSUR.
- E:** EEO.
- F:** EDESAL.
- G:** B&D SERVICIOS TÉCNICOS.
- H:** ABRUZZO.

Dígito 3: Código de identificación de las mediciones.

- P:** Perturbaciones.

Dígito 4: Código del tipo de perturbación medida.

- F:** Flicker.
- A:** Armónicas.

Dígito 5: Código de identificación de las mediciones.

- D:** Identifica la información enviada por la distribuidora con los resultados mensuales.

Dígito 6, 7, 8 y 9: Código de identificación del año de envío.

- Cuatro dígitos del año.

Dígito 10: Código de identificación del mes de envío.

□ El mes utilizando el en formato siguiente:

Del 1 al 9 para los meses de enero a septiembre, O para octubre, N para noviembre y D para diciembre.

Nombre de la Tabla	Descripción del Contenido
PLANILLA_INSTALACION	Datos de la Planilla Instalación/Retiro.
DATOS_PROCESAMIENTO	Datos Procesamiento de las mediciones.

Los campos de los registros informados en dichas tablas deberán estar delimitados por el separador de campo PIPE (|). Asimismo como final de línea se debe utilizar CrLf.

Se deben informar la totalidad de los campos, aunque algunos de ellos no contengan datos, en cuyo caso quedarán vacíos y respetando el orden establecido en las tablas descritas.

A fin de uniformizar los formatos, se establecen los siguientes:

Fecha y Fecha + Hora, los mismos deberán ser presentados en el formato: dd/mm/aaaa; dd/mm/aa hh:mm.

Ejemplo: Fecha 27/08/2010; Fecha + Hora 27/08/2010 13:08.

El campo decimal será informado con dos decimales.

TABLA: PLANILLA_INSTALACION (Datos planilla Instalación y Retiro)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realiza la medición	Texto (30)
IDCentro	Nombre del centro de transformación o punto en donde se realiza la medición asociado al usuario o punto medido.	Texto (25)
Tarifa	Tipo de tarifa asignada al usuario, o la tarifa GLOBAL reportada en la tabla CARGO_ENERGIA cuando la medición se realice en las salidas de un transformador de distribución, un corte en media tensión, una barra de una subestación u otro punto diferente a un usuario final.	Texto (8)
SCC3F	Capacidad de corto circuito trifásica del sistema en el punto de medición (kW)	Decimal
SCC1F	Capacidad de corto circuito monofásica del sistema en el punto de medición (kW)	Decimal
Direccion	Dirección en donde se instaló el equipo de medición.	Texto (25)
TipoInstalacion	Tipo de instalación (M: Monofásica, B: Bifásica, T: Trifásica)	Texto (1)
TipoUsuario	Urbano (U), Rural (R), Aislado (A)	Texto (1)
TensionServicio	Tensión nominal de servicio [en Voltios].	Entero
IDEquipo	Código que identifica del equipo registrador de calidad.	Texto (15)
IDMedidorUsuario	Código que identifica al medidor de energía del usuario	Texto (20)
FechaInstalación	Fecha y Hora de la colocación del equipo de registro.	Fecha y Hora
FechaRetiro	Fecha y Hora del retiro del equipo de registro.	Fecha y Hora
EnergiaIn	Lectura inicial del medidor de energía del usuario, o el valor de cero (0) cuando la medición se realice en las salidas de un transformador de distribución, un corte en media tensión, una barra de una subestación u otro punto diferente a un usuario final.	Decimal
EnergiaFin	Lectura final del medidor de energía del usuario, o el valor total de la energía registrada en el equipo de medición cuando la medición se realice en las salidas de un transformador de distribución, un corte en media tensión, una barra de una subestación u otro punto diferente a un usuario final.	Decimal
Observación	Observaciones en la colocación y/o retiro del equipo.	Texto (250)
RTP	Relación de transformación de los transformadores de potencial	Entero

RTC	Relación de transformación de los transformadores de corriente	Entero
-----	--	--------

El campo tarifa corresponde con las indicadas en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

TABLA: DATOS_PROCESAMIENTO (Datos de procesamiento de todas las mediciones)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realiza la medición	Texto (30)
Estado	Status del resultado del procesamiento del archivo de la medición de acuerdo a la codificación establecida en la tabla siguiente.	Texto (3)
RegistrosTotales	Cantidad de registros totales de la medición.	Entero
RegistrosValidos	Cantidad total de registros válidos.	Entero
RegistrosInvalidos	Total de registros inválidos.	Entero
EnergiaFT	Energía total fuera de las tolerancias establecidas.	Decimal
MedValida	Sí (1), No (0)	Entero
Penalizacion	Penalización por Flicker (F), por armónicos (A), por Flicker y Armónicos (FA), sin penalización (SP)	Texto (2)
ComPenF	Monto de compensación por Flicker (US / \$)	Decimal
ComPenA	Monto de compensación por Armónicos (US / \$)	Decimal
ComPenTotal	Monto de compensación total (Flicker + Armónicos)(US / \$)	Decimal

ESTADO	DESCRIPCIÓN
000	Archivos en los cuales NO se han detectado problemas en su procesamiento.
001	Archivos en los cuales la cantidad de períodos válidos de 10 minutos es menor a 1008 (7 días).
002	Archivos en los cuales la cantidad de períodos válidos de 10 minutos es menor o igual a 864 (6 días).
003	Archivos que no pudieron ser extraídos del equipo de medición.
004	Archivos en los que se verifican errores de datos por mal funcionamiento del equipo de medición o inconvenientes informáticos, que impiden su procesamiento.

El contenido de los campos ComPenF, ComPenA y ComPenTotal, deberán ser reportados como valores nulos cuando no se haya identificado al usuario perturbador, una vez identificado, se deberán reportar los valores correspondientes.

ANEXO N° 6

CONTENIDO DE LOS ARCHIVOS DE MEDICIÓN DE PERTURBACIONES POR FLICKER Y ARMÓNICOS

A continuación se establecen los campos que deberán contener los archivos de mediciones de Armónicos y Flicker. Las mediciones de Armónicos y Flicker se deberán realizar en puntos o usuarios diferentes.

Para la presentación y procesamiento de los archivos de perturbaciones por armónicos y Flicker, se deberán tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ El THD en tensión o corriente se calculará respecto de la fundamental.
- ✓ Los voltajes, corrientes, potencias y energías se medirán por fase.
- ✓ Se deberá informar la totalidad de los campos.
- ✓ Los voltajes y corrientes requeridos deberán ser referidos a nivel primario en caso se realice la medición en forma indirecta (utilizando transformadores de corriente y potencial).
- ✓ En los casos en que se utilicen transformadores de corriente y potencial, y se evalúe el flicker generado por el usuario, también se requiere de mediciones de flicker en la red secundaria del usuario final.
- ✓ Las componentes fundamentales y armónicas de la tensión y corriente deberán ser presentadas en voltios y amperios respectivamente.
- ✓ El THD de tensión o corriente y el PST se medirá por fase.

7.1 Distorsión armónica de la tensión

Campos requeridos en el archivo de medición de la distorsión armónica en tensión.

7.1.1 Medición bifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realice la medición.	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh_L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh_T	Energía total medida en Wh	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
W_L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W_T	Potencia total medida en W	Decimal
V_h1_L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V_h2_L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V_h3_L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V_h4_L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V_h5_L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V_h6_L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V_h7_L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V_h8_L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V_h9_L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V_h10_L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V_h11_L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V_h12_L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V_h13_L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V_h14_L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V_h15_L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V_h16_L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V_h17_L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V_h18_L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V_h19_L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V_h20_L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V_h21_L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V_h22_L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V_h23_L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V_h24_L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V_h25_L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
THDV_L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
PST_L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal

7.1.2 Medición trifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realice la medición.	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh_L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh_L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh_T	Energía total medida en Wh	Decimal
W_L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
W_L2	Potencia promedio medida en L2, en W	Decimal
W_T	Potencia total medida en W	Decimal
V_h1_L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V_h1_L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
V_h2_L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V_h2_L2	Voltaje del armónico 2 en L2, en voltios	Decimal
V_h3_L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V_h3_L2	Voltaje del armónico 3 en L2, en voltios	Decimal
V_h4_L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V_h4_L2	Voltaje del armónico 4 en L2, en voltios	Decimal
V_h5_L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V_h5_L2	Voltaje del armónico 5 en L2, en voltios	Decimal
V_h6_L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V_h6_L2	Voltaje del armónico 6 en L2, en voltios	Decimal
V_h7_L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V_h7_L2	Voltaje del armónico 7 en L2, en voltios	Decimal
V_h8_L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V_h8_L2	Voltaje del armónico 8 en L2, en voltios	Decimal
V_h9_L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V_h9_L2	Voltaje del armónico 9 en L2, en voltios	Decimal
V_h10_L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V_h10_L2	Voltaje del armónico 10 en L2, en voltios	Decimal
V_h11_L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V_h11_L2	Voltaje del armónico 11 en L2, en voltios	Decimal
V_h12_L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V_h12_L2	Voltaje del armónico 12 en L2, en voltios	Decimal
V_h13_L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V_h13_L2	Voltaje del armónico 13 en L2, en voltios	Decimal
V_h14_L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V_h14_L2	Voltaje del armónico 14 en L2, en voltios	Decimal
V_h15_L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V_h15_L2	Voltaje del armónico 15 en L2, en voltios	Decimal
V_h16_L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V_h16_L2	Voltaje del armónico 16 en L2, en voltios	Decimal
V_h17_L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V_h17_L2	Voltaje del armónico 17 en L2, en voltios	Decimal
V_h18_L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V_h18_L2	Voltaje del armónico 18 en L2, en voltios	Decimal
V_h19_L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V_h19_L2	Voltaje del armónico 19 en L2, en voltios	Decimal
V_h20_L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V_h20_L2	Voltaje del armónico 20 en L2, en voltios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V_h21_L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V_h21_L2	Voltaje del armónico 21 en L2, en voltios	Decimal
V_h22_L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V_h22_L2	Voltaje del armónico 22 en L2, en voltios	Decimal
V_h23_L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V_h23_L2	Voltaje del armónico 23 en L2, en voltios	Decimal
V_h24_L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V_h24_L2	Voltaje del armónico 24 en L2, en voltios	Decimal
V_h25_L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
V_h25_L2	Voltaje del armónico 25 en L2, en voltios	Decimal
THDV_L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
THDV_L2	Distorsión armónica total de tensión en L2	Decimal
PST_L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST_L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal

7.1.3 Medición trifásica

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realice la medición.	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh_L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh_L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh_L3	Energía medida en L3, en Wh	Decimal
Wh_T	Energía total medida en Wh	Decimal
W_L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W_L2	Potencia promedio medida en L2, en W	Decimal
W_L3	Potencia promedio medida en L3, en W	Decimal
W_T	Potencia total medida en W	Decimal
V_h1_L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V_h1_L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
V_h1_L3	Voltaje fundamental de fase en L3, en voltios	Decimal
V_h2_L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V_h2_L2	Voltaje del armónico 2 en L2, en voltios	Decimal
V_h2_L3	Voltaje del armónico 2 en L3, en voltios	Decimal
V_h3_L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V_h3_L2	Voltaje del armónico 3 en L2, en voltios	Decimal
V_h3_L3	Voltaje del armónico 3 en L3, en voltios	Decimal
V_h4_L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V_h4_L2	Voltaje del armónico 4 en L2, en voltios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V_h4_L3	Voltaje del armónico 4 en L3, en voltios	Decimal
V_h5_L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V_h5_L2	Voltaje del armónico 5 en L2, en voltios	Decimal
V_h5_L3	Voltaje del armónico 5 en L3, en voltios	Decimal
V_h6_L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V_h6_L2	Voltaje del armónico 6 en L2, en voltios	Decimal
V_h6_L3	Voltaje del armónico 6 en L3, en voltios	Decimal
V_h7_L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V_h7_L2	Voltaje del armónico 7 en L2, en voltios	Decimal
V_h7_L3	Voltaje del armónico 7 en L3, en voltios	Decimal
V_h8_L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V_h8_L2	Voltaje del armónico 8 en L2, en voltios	Decimal
V_h8_L3	Voltaje del armónico 8 en L3, en voltios	Decimal
V_h9_L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V_h9_L2	Voltaje del armónico 9 en L2, en voltios	Decimal
V_h9_L3	Voltaje del armónico 9 en L3, en voltios	Decimal
V_h10_L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V_h10_L2	Voltaje del armónico 10 en L2, en voltios	Decimal
V_h10_L3	Voltaje del armónico 10 en L3, en voltios	Decimal
V_h11_L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V_h11_L2	Voltaje del armónico 11 en L2, en voltios	Decimal
V_h11_L3	Voltaje del armónico 11 en L3, en voltios	Decimal
V_h12_L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V_h12_L2	Voltaje del armónico 12 en L2, en voltios	Decimal
V_h12_L3	Voltaje del armónico 12 en L3, en voltios	Decimal
V_h13_L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V_h13_L2	Voltaje del armónico 13 en L2, en voltios	Decimal
V_h13_L3	Voltaje del armónico 13 en L3, en voltios	Decimal
V_h14_L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V_h14_L2	Voltaje del armónico 14 en L2, en voltios	Decimal
V_h14_L3	Voltaje del armónico 14 en L3, en voltios	Decimal
V_h15_L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V_h15_L2	Voltaje del armónico 15 en L2, en voltios	Decimal
V_h15_L3	Voltaje del armónico 15 en L3, en voltios	Decimal
V_h16_L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V_h16_L2	Voltaje del armónico 16 en L2, en voltios	Decimal
V_h16_L3	Voltaje del armónico 16 en L3, en voltios	Decimal
V_h17_L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V_h17_L2	Voltaje del armónico 17 en L2, en voltios	Decimal
V_h17_L3	Voltaje del armónico 17 en L3, en voltios	Decimal
V_h18_L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V_h18_L2	Voltaje del armónico 18 en L2, en voltios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V_h18_L3	Voltaje del armónico 18 en L3, en voltios	Decimal
V_h19_L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V_h19_L2	Voltaje del armónico 19 en L2, en voltios	Decimal
V_h19_L3	Voltaje del armónico 19 en L3, en voltios	Decimal
V_h20_L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V_h20_L2	Voltaje del armónico 20 en L2, en voltios	Decimal
V_h20_L3	Voltaje del armónico 20 en L3, en voltios	Decimal
V_h21_L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V_h21_L2	Voltaje del armónico 21 en L2, en voltios	Decimal
V_h21_L3	Voltaje del armónico 21 en L3, en voltios	Decimal
V_h22_L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V_h22_L2	Voltaje del armónico 22 en L2, en voltios	Decimal
V_h22_L3	Voltaje del armónico 22 en L3, en voltios	Decimal
V_h23_L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V_h23_L2	Voltaje del armónico 23 en L2, en voltios	Decimal
V_h23_L3	Voltaje del armónico 23 en L3, en voltios	Decimal
V_h24_L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V_h24_L2	Voltaje del armónico 24 en L2, en voltios	Decimal
V_h24_L3	Voltaje del armónico 24 en L3, en voltios	Decimal
V_h25_L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
V_h25_L2	Voltaje del armónico 25 en L2, en voltios	Decimal
V_h25_L3	Voltaje del armónico 25 en L3, en voltios	Decimal
THDV_L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
THDV_L2	Distorsión armónica total de tensión en L2	Decimal
THDV_L3	Distorsión armónica total de tensión en L3	Decimal
PST_L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST_L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal
PST_L3	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L3	Decimal

7.2 Distorsión armónica de la corriente de carga

En aquellos casos en los que el distribuidor busque al usuario perturbador y realice mediciones de la corriente de carga, la medición deberá contener los campos siguientes:

7.2.1 Medición bifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDUsuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
V_h1_L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
Wh_L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Wh_T	Energía total medida en Wh	Decimal
W_L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W_T	Potencia total medida en W	Decimal
I_h1_L1	Corriente fundamental en L1, en amperios	Decimal
I_h1_N	Corriente fundamental en N, en amperios	Decimal
I_h2_L1	Corriente del armónico 2 en L1, en amperios	Decimal
I_h2_N	Corriente del armónico 2 en N, en amperios	Decimal
I_h3_L1	Corriente del armónico 3 en L1, en amperios	Decimal
I_h3_N	Corriente del armónico 3 en N, en amperios	Decimal
I_h4_L1	Corriente del armónico 4 en L1, en amperios	Decimal
I_h4_N	Corriente del armónico 4 en N, en amperios	Decimal
I_h5_L1	Corriente del armónico 5 en L1, en amperios	Decimal
I_h5_N	Corriente del armónico 5 en N, en amperios	Decimal
I_h6_L1	Corriente del armónico 6 en L1, en amperios	Decimal
I_h6_N	Corriente del armónico 6 en N, en amperios	Decimal
I_h7_L1	Corriente del armónico 7 en L1, en amperios	Decimal
I_h7_N	Corriente del armónico 7 en N, en amperios	Decimal
I_h8_L1	Corriente del armónico 8 en L1, en amperios	Decimal
I_h8_N	Corriente del armónico 8 en N, en amperios	Decimal
I_h9_L1	Corriente del armónico 9 en L1, en amperios	Decimal
I_h9_N	Corriente del armónico 9 en N, en amperios	Decimal
I_h10_L1	Corriente del armónico 10 en L1, en amperios	Decimal
I_h10_N	Corriente del armónico 10 en N, en amperios	Decimal
I_h11_L1	Corriente del armónico 11 en L1, en amperios	Decimal
I_h11_N	Corriente del armónico 11 en N, en amperios	Decimal
I_h12_L1	Corriente del armónico 12 en L1, en amperios	Decimal
I_h12_N	Corriente del armónico 12 en N, en amperios	Decimal
I_h13_L1	Corriente del armónico 13 en L1, en amperios	Decimal
I_h13_N	Corriente del armónico 13 en N, en amperios	Decimal
I_h14_L1	Corriente del armónico 14 en L1, en amperios	Decimal
I_h14_N	Corriente del armónico 14 en N, en amperios	Decimal
I_h15_L1	Corriente del armónico 15 en L1, en amperios	Decimal
I_h15_N	Corriente del armónico 15 en N, en amperios	Decimal
I_h16_L1	Corriente del armónico 16 en L1, en amperios	Decimal
I_h16_N	Corriente del armónico 16 en N, en amperios	Decimal
I_h17_L1	Corriente del armónico 17 en L1, en amperios	Decimal
I_h17_N	Corriente del armónico 17 en N, en amperios	Decimal
I_h18_L1	Corriente del armónico 18 en L1, en amperios	Decimal
I_h18_N	Corriente del armónico 18 en N, en amperios	Decimal
I_h19_L1	Corriente del armónico 19 en L1, en amperios	Decimal
I_h19_N	Corriente del armónico 19 en N, en amperios	Decimal
I_h20_L1	Corriente del armónico 20 en L1, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I_h20_N	Corriente del armónico 20 en N, en amperios	Decimal
I_h21_L1	Corriente del armónico 21 en L1, en amperios	Decimal
I_h21_N	Corriente del armónico 21 en N, en amperios	Decimal
I_h22_L1	Corriente del armónico 22 en L1, en amperios	Decimal
I_h22_N	Corriente del armónico 22 en N, en amperios	Decimal
I_h23_L1	Corriente del armónico 23 en L1, en amperios	Decimal
I_h23_N	Corriente del armónico 23 en N, en amperios	Decimal
I_h24_L1	Corriente del armónico 24 en L1, en amperios	Decimal
I_h24_N	Corriente del armónico 24 en N, en amperios	Decimal
I_h25_L1	Corriente del armónico 25 en L1, en amperios	Decimal
I_h25_N	Corriente del armónico 25 en N, en amperios	Decimal
THDI_L1	Distorsión armónica total de corriente en L1	Decimal
PST_L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal

7.2.2 Medición trifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDUsuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
V_h1_L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V_h1_L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
Wh_L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh_L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh_T	Energía total medida en Wh	Decimal
W_L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W_L2	Potencia promedio medida en L2, en W	Decimal
W_T	Potencia total medida en W	Decimal
I_h1_L1	Corriente fundamental en L1, en amperios	Decimal
I_h1_L2	Corriente fundamental en L2, en amperios	Decimal
I_h1_N	Corriente fundamental en N, en amperios	Decimal
I_h2_L1	Corriente del armónico 2 en L1, en amperios	Decimal
I_h2_L2	Corriente del armónico 2 en L2, en amperios	Decimal
I_h2_N	Corriente del armónico 2 en N, en amperios	Decimal
I_h3_L1	Corriente del armónico 3 en L1, en amperios	Decimal
I_h3_L2	Corriente del armónico 3 en L2, en amperios	Decimal
I_h3_N	Corriente del armónico 3 en N, en amperios	Decimal
I_h4_L1	Corriente del armónico 4 en L1, en amperios	Decimal
I_h4_L2	Corriente del armónico 4 en L2, en amperios	Decimal
I_h4_N	Corriente del armónico 4 en N, en amperios	Decimal
I_h5_L1	Corriente del armónico 5 en L1, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I_h5_L2	Corriente del armónico 5 en L2, en amperios	Decimal
I_h5_N	Corriente del armónico 5 en N, en amperios	Decimal
I_h6_L1	Corriente del armónico 6 en L1, en amperios	Decimal
I_h6_L2	Corriente del armónico 6 en L2, en amperios	Decimal
I_h6_N	Corriente del armónico 6 en N, en amperios	Decimal
I_h7_L1	Corriente del armónico 7 en L1, en amperios	Decimal
I_h7_L2	Corriente del armónico 7 en L2, en amperios	Decimal
I_h7_N	Corriente del armónico 7 en N, en amperios	Decimal
I_h8_L1	Corriente del armónico 8 en L1, en amperios	Decimal
I_h8_L2	Corriente del armónico 8 en L2, en amperios	Decimal
I_h8_N	Corriente del armónico 8 en N, en amperios	Decimal
I_h9_L1	Corriente del armónico 9 en L1, en amperios	Decimal
I_h9_L2	Corriente del armónico 9 en L2, en amperios	Decimal
I_h9_N	Corriente del armónico 9 en N, en amperios	Decimal
I_h10_L1	Corriente del armónico 10 en L1, en amperios	Decimal
I_h10_L2	Corriente del armónico 10 en L2, en amperios	Decimal
I_h10_N	Corriente del armónico 10 en N, en amperios	Decimal
I_h11_L1	Corriente del armónico 11 en L1, en amperios	Decimal
I_h11_L2	Corriente del armónico 11 en L2, en amperios	Decimal
I_h11_N	Corriente del armónico 11 en N, en amperios	Decimal
I_h12_L1	Corriente del armónico 12 en L1, en amperios	Decimal
I_h12_L2	Corriente del armónico 12 en L2, en amperios	Decimal
I_h12_N	Corriente del armónico 12 en N, en amperios	Decimal
I_h13_L1	Corriente del armónico 13 en L1, en amperios	Decimal
I_h13_L2	Corriente del armónico 13 en L2, en amperios	Decimal
I_h13_N	Corriente del armónico 13 en N, en amperios	Decimal
I_h14_L1	Corriente del armónico 14 en L1, en amperios	Decimal
I_h14_L2	Corriente del armónico 14 en L2, en amperios	Decimal
I_h14_N	Corriente del armónico 14 en N, en amperios	Decimal
I_h15_L1	Corriente del armónico 15 en L1, en amperios	Decimal
I_h15_L2	Corriente del armónico 15 en L2, en amperios	Decimal
I_h15_N	Corriente del armónico 15 en N, en amperios	Decimal
I_h16_L1	Corriente del armónico 16 en L1, en amperios	Decimal
I_h16_L2	Corriente del armónico 16 en L2, en amperios	Decimal
I_h16_N	Corriente del armónico 16 en N, en amperios	Decimal
I_h17_L1	Corriente del armónico 17 en L1, en amperios	Decimal
I_h17_L2	Corriente del armónico 17 en L2, en amperios	Decimal
I_h17_N	Corriente del armónico 17 en N, en amperios	Decimal
I_h18_L1	Corriente del armónico 18 en L1, en amperios	Decimal
I_h18_L2	Corriente del armónico 18 en L2, en amperios	Decimal
I_h18_N	Corriente del armónico 18 en N, en amperios	Decimal
I_h19_L1	Corriente del armónico 19 en L1, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I_h19_L2	Corriente del armónico 19 en L2, en amperios	Decimal
I_h19_N	Corriente del armónico 19 en N, en amperios	Decimal
I_h20_L1	Corriente del armónico 20 en L1, en amperios	Decimal
I_h20_L2	Corriente del armónico 20 en L2, en amperios	Decimal
I_h20_N	Corriente del armónico 20 en N, en amperios	Decimal
I_h21_L1	Corriente del armónico 21 en L1, en amperios	Decimal
I_h21_L2	Corriente del armónico 21 en L2, en amperios	Decimal
I_h21_N	Corriente del armónico 21 en N, en amperios	Decimal
I_h22_L1	Corriente del armónico 22 en L1, en amperios	Decimal
I_h22_L2	Corriente del armónico 22 en L2, en amperios	Decimal
I_h22_N	Corriente del armónico 22 en N, en amperios	Decimal
I_h23_L1	Corriente del armónico 23 en L1, en amperios	Decimal
I_h23_L2	Corriente del armónico 23 en L2, en amperios	Decimal
I_h23_N	Corriente del armónico 23 en N, en amperios	Decimal
I_h24_L1	Corriente del armónico 24 en L1, en amperios	Decimal
I_h24_L2	Corriente del armónico 24 en L2, en amperios	Decimal
I_h24_N	Corriente del armónico 24 en N, en amperios	Decimal
I_h25_L1	Corriente del armónico 25 en L1, en amperios	Decimal
I_h25_L2	Corriente del armónico 25 en L2, en amperios	Decimal
I_h25_N	Corriente del armónico 25 en N, en amperios	Decimal
THDI_L1	Distorsión armónica total de corriente en L1	Decimal
THDI_L2	Distorsión armónica total de corriente en L2	Decimal
PST_L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST_L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal

7.2.3 Medición trifásica

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDUsuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
V_h1_L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V_h1_L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
V_h1_L3	Voltaje fundamental de fase en L3, en voltios	Decimal
Wh_L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh_L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh_L3	Energía medida en L3, en Wh	Decimal
Wh_T	Energía total medida en Wh	Decimal
W_L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W_L2	Potencia promedio medida en L2, en W	Decimal
W_L3	Potencia promedio medida en L3, en W	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
W_T	Potencia total medida en W	Decimal
I_h1_L1	Corriente fundamental en L1, en amperios	Decimal
I_h1_L2	Corriente fundamental en L2, en amperios	Decimal
I_h1_L3	Corriente fundamental en L3, en amperios	Decimal
I_h1_N	Corriente fundamental en N, en amperios	Decimal
I_h2_L1	Corriente del armónico 2 en L1, en amperios	Decimal
I_h2_L2	Corriente del armónico 2 en L2, en amperios	Decimal
I_h2_L3	Corriente del armónico 2 en L3, en amperios	Decimal
I_h2_N	Corriente del armónico 2 en N, en amperios	Decimal
I_h3_L1	Corriente del armónico 3 en L1, en amperios	Decimal
I_h3_L2	Corriente del armónico 3 en L2, en amperios	Decimal
I_h3_L3	Corriente del armónico 3 en L3, en amperios	Decimal
I_h3_N	Corriente del armónico 3 en N, en amperios	Decimal
I_h4_L1	Corriente del armónico 4 en L1, en amperios	Decimal
I_h4_L2	Corriente del armónico 4 en L2, en amperios	Decimal
I_h4_L3	Corriente del armónico 4 en L3, en amperios	Decimal
I_h4_N	Corriente del armónico 4 en N, en amperios	Decimal
I_h5_L1	Corriente del armónico 5 en L1, en amperios	Decimal
I_h5_L2	Corriente del armónico 5 en L2, en amperios	Decimal
I_h5_L3	Corriente del armónico 5 en L3, en amperios	Decimal
I_h5_N	Corriente del armónico 5 en N, en amperios	Decimal
I_h6_L1	Corriente del armónico 6 en L1, en amperios	Decimal
I_h6_L2	Corriente del armónico 6 en L2, en amperios	Decimal
I_h6_L3	Corriente del armónico 6 en L3, en amperios	Decimal
I_h6_N	Corriente del armónico 6 en N, en amperios	Decimal
I_h7_L1	Corriente del armónico 7 en L1, en amperios	Decimal
I_h7_L2	Corriente del armónico 7 en L2, en amperios	Decimal
I_h7_L3	Corriente del armónico 7 en L3, en amperios	Decimal
I_h7_N	Corriente del armónico 7 en N, en amperios	Decimal
I_h8_L1	Corriente del armónico 8 en L1, en amperios	Decimal
I_h8_L2	Corriente del armónico 8 en L2, en amperios	Decimal
I_h8_L3	Corriente del armónico 8 en L3, en amperios	Decimal
I_h8_N	Corriente del armónico 8 en N, en amperios	Decimal
I_h9_L1	Corriente del armónico 9 en L1, en amperios	Decimal
I_h9_L2	Corriente del armónico 9 en L2, en amperios	Decimal
I_h9_L3	Corriente del armónico 9 en L3, en amperios	Decimal
I_h9_N	Corriente del armónico 9 en N, en amperios	Decimal
I_h10_L1	Corriente del armónico 10 en L1, en amperios	Decimal
I_h10_L2	Corriente del armónico 10 en L2, en amperios	Decimal
I_h10_L3	Corriente del armónico 10 en L3, en amperios	Decimal
I_h10_N	Corriente del armónico 10 en N, en amperios	Decimal
I_h11_L1	Corriente del armónico 11 en L1, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I_h11_L2	Corriente del armónico 11 en L2, en amperios	Decimal
I_h11_L3	Corriente del armónico 11 en L3, en amperios	Decimal
I_h11_N	Corriente del armónico 11 en N, en amperios	Decimal
I_h12_L1	Corriente del armónico 12 en L1, en amperios	Decimal
I_h12_L2	Corriente del armónico 12 en L2, en amperios	Decimal
I_h12_L3	Corriente del armónico 12 en L3, en amperios	Decimal
I_h12_N	Corriente del armónico 12 en N, en amperios	Decimal
I_h13_L1	Corriente del armónico 13 en L1, en amperios	Decimal
I_h13_L2	Corriente del armónico 13 en L2, en amperios	Decimal
I_h13_L3	Corriente del armónico 13 en L3, en amperios	Decimal
I_h13_N	Corriente del armónico 13 en N, en amperios	Decimal
I_h14_L1	Corriente del armónico 14 en L1, en amperios	Decimal
I_h14_L2	Corriente del armónico 14 en L2, en amperios	Decimal
I_h14_L3	Corriente del armónico 14 en L3, en amperios	Decimal
I_h14_N	Corriente del armónico 14 en N, en amperios	Decimal
I_h15_L1	Corriente del armónico 15 en L1, en amperios	Decimal
I_h15_L2	Corriente del armónico 15 en L2, en amperios	Decimal
I_h15_L3	Corriente del armónico 15 en L3, en amperios	Decimal
I_h15_N	Corriente del armónico 15 en N, en amperios	Decimal
I_h16_L1	Corriente del armónico 16 en L1, en amperios	Decimal
I_h16_L2	Corriente del armónico 16 en L2, en amperios	Decimal
I_h16_L3	Corriente del armónico 16 en L3, en amperios	Decimal
I_h16_N	Corriente del armónico 16 en N, en amperios	Decimal
I_h17_L1	Corriente del armónico 17 en L1, en amperios	Decimal
I_h17_L2	Corriente del armónico 17 en L2, en amperios	Decimal
I_h17_L3	Corriente del armónico 17 en L3, en amperios	Decimal
I_h17_N	Corriente del armónico 17 en N, en amperios	Decimal
I_h18_L1	Corriente del armónico 18 en L1, en amperios	Decimal
I_h18_L2	Corriente del armónico 18 en L2, en amperios	Decimal
I_h18_L3	Corriente del armónico 18 en L3, en amperios	Decimal
I_h18_N	Corriente del armónico 18 en N, en amperios	Decimal
I_h19_L1	Corriente del armónico 19 en L1, en amperios	Decimal
I_h19_L2	Corriente del armónico 19 en L2, en amperios	Decimal
I_h19_L3	Corriente del armónico 19 en L3, en amperios	Decimal
I_h19_N	Corriente del armónico 19 en N, en amperios	Decimal
I_h20_L1	Corriente del armónico 20 en L1, en amperios	Decimal
I_h20_L2	Corriente del armónico 20 en L2, en amperios	Decimal
I_h20_L3	Corriente del armónico 20 en L3, en amperios	Decimal
I_h20_N	Corriente del armónico 20 en N, en amperios	Decimal
I_h21_L1	Corriente del armónico 21 en L1, en amperios	Decimal
I_h21_L2	Corriente del armónico 21 en L2, en amperios	Decimal
I_h21_L3	Corriente del armónico 21 en L3, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I_h21_N	Corriente del armónico 21 en N, en amperios	Decimal
I_h22_L1	Corriente del armónico 22 en L1, en amperios	Decimal
I_h22_L2	Corriente del armónico 22 en L2, en amperios	Decimal
I_h22_L3	Corriente del armónico 22 en L3, en amperios	Decimal
I_h22_N	Corriente del armónico 22 en N, en amperios	Decimal
I_h23_L1	Corriente del armónico 23 en L1, en amperios	Decimal
I_h23_L2	Corriente del armónico 23 en L2, en amperios	Decimal
I_h23_L3	Corriente del armónico 23 en L3, en amperios	Decimal
I_h23_N	Corriente del armónico 23 en N, en amperios	Decimal
I_h24_L1	Corriente del armónico 24 en L1, en amperios	Decimal
I_h24_L2	Corriente del armónico 24 en L2, en amperios	Decimal
I_h24_L3	Corriente del armónico 24 en L3, en amperios	Decimal
I_h24_N	Corriente del armónico 24 en N, en amperios	Decimal
I_h25_L1	Corriente del armónico 25 en L1, en amperios	Decimal
I_h25_L2	Corriente del armónico 25 en L2, en amperios	Decimal
I_h25_L3	Corriente del armónico 25 en L3, en amperios	Decimal
I_h25_N	Corriente del armónico 25 en N, en amperios	Decimal
THDI_L1	Distorsión armónica total de corriente en L1	Decimal
THDI_L2	Distorsión armónica total de corriente en L2	Decimal
THDI_L3	Distorsión armónica total de corriente en L3	Decimal
PST_L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST_L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal
PST_L3	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L3	Decimal

7.3 Distorsión por efecto parpadeo (flicker)

Campos requeridos en el archivo de medición del efecto parpadeo (flicker).

7.3.1 Medición bifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realice la medición.	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh_L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh_T	Energía total medida en Wh	Decimal
W_L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W_T	Potencia total medida en W	Decimal
FP_L1	Factor de potencia medido en L1	Decimal
V_h1_L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V_h2_L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V_h3_L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V_h4_L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V_h5_L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V_h6_L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V_h7_L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V_h8_L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V_h9_L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V_h10_L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V_h11_L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V_h12_L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V_h13_L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V_h14_L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V_h15_L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V_h16_L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V_h17_L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V_h18_L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V_h19_L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V_h20_L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V_h21_L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V_h22_L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V_h23_L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V_h24_L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V_h25_L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
I_h1_L1	Corriente fundamental en L1, en amperios	Decimal
I_h1_N	Corriente fundamental en N, en amperios	Decimal
I_h2_L1	Corriente del armónico 2 en L1, en amperios	Decimal
I_h2_N	Corriente del armónico 2 en N, en amperios	Decimal
I_h3_L1	Corriente del armónico 3 en L1, en amperios	Decimal
I_h3_N	Corriente del armónico 3 en N, en amperios	Decimal
I_h4_L1	Corriente del armónico 4 en L1, en amperios	Decimal
I_h4_N	Corriente del armónico 4 en N, en amperios	Decimal
I_h5_L1	Corriente del armónico 5 en L1, en amperios	Decimal
I_h5_N	Corriente del armónico 5 en N, en amperios	Decimal
I_h6_L1	Corriente del armónico 6 en L1, en amperios	Decimal
I_h6_N	Corriente del armónico 6 en N, en amperios	Decimal
I_h7_L1	Corriente del armónico 7 en L1, en amperios	Decimal
I_h7_N	Corriente del armónico 7 en N, en amperios	Decimal
I_h8_L1	Corriente del armónico 8 en L1, en amperios	Decimal
I_h8_N	Corriente del armónico 8 en N, en amperios	Decimal
I_h9_L1	Corriente del armónico 9 en L1, en amperios	Decimal
I_h9_N	Corriente del armónico 9 en N, en amperios	Decimal
I_h10_L1	Corriente del armónico 10 en L1, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I_h10_N	Corriente del armónico 10 en N, en amperios	Decimal
I_h11_L1	Corriente del armónico 11 en L1, en amperios	Decimal
I_h11_N	Corriente del armónico 11 en N, en amperios	Decimal
I_h12_L1	Corriente del armónico 12 en L1, en amperios	Decimal
I_h12_N	Corriente del armónico 12 en N, en amperios	Decimal
I_h13_L1	Corriente del armónico 13 en L1, en amperios	Decimal
I_h13_N	Corriente del armónico 13 en N, en amperios	Decimal
I_h14_L1	Corriente del armónico 14 en L1, en amperios	Decimal
I_h14_N	Corriente del armónico 14 en N, en amperios	Decimal
I_h15_L1	Corriente del armónico 15 en L1, en amperios	Decimal
I_h15_N	Corriente del armónico 15 en N, en amperios	Decimal
I_h16_L1	Corriente del armónico 16 en L1, en amperios	Decimal
I_h16_N	Corriente del armónico 16 en N, en amperios	Decimal
I_h17_L1	Corriente del armónico 17 en L1, en amperios	Decimal
I_h17_N	Corriente del armónico 17 en N, en amperios	Decimal
I_h18_L1	Corriente del armónico 18 en L1, en amperios	Decimal
I_h18_N	Corriente del armónico 18 en N, en amperios	Decimal
I_h19_L1	Corriente del armónico 19 en L1, en amperios	Decimal
I_h19_N	Corriente del armónico 19 en N, en amperios	Decimal
I_h20_L1	Corriente del armónico 20 en L1, en amperios	Decimal
I_h20_N	Corriente del armónico 20 en N, en amperios	Decimal
I_h21_L1	Corriente del armónico 21 en L1, en amperios	Decimal
I_h21_N	Corriente del armónico 21 en N, en amperios	Decimal
I_h22_L1	Corriente del armónico 22 en L1, en amperios	Decimal
I_h22_N	Corriente del armónico 22 en N, en amperios	Decimal
I_h23_L1	Corriente del armónico 23 en L1, en amperios	Decimal
I_h23_N	Corriente del armónico 23 en N, en amperios	Decimal
I_h24_L1	Corriente del armónico 24 en L1, en amperios	Decimal
I_h24_N	Corriente del armónico 24 en N, en amperios	Decimal
I_h25_L1	Corriente del armónico 25 en L1, en amperios	Decimal
I_h25_N	Corriente del armónico 25 en N, en amperios	Decimal
THDV_L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
THDI_L1	Distorsión armónica total de corriente en L1	Decimal
PST_L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal

7.3.2 Medición trifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realice la medición.	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Hora	Hora del registro	Hora
Wh_L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh_L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh_T	Energía total medida en Wh	Decimal
W_L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W_L2	Potencia promedio medida en L2, en W	Decimal
W_T	Potencia total medida en W	Decimal
FP_L1	Factor de potencia medido en L1	Decimal
FP_L2	Factor de potencia medido en L2	Decimal
V_h1_L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V_h1_L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
V_h2_L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V_h2_L2	Voltaje del armónico 2 en L2, en voltios	Decimal
V_h3_L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V_h3_L2	Voltaje del armónico 3 en L2, en voltios	Decimal
V_h4_L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V_h4_L2	Voltaje del armónico 4 en L2, en voltios	Decimal
V_h5_L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V_h5_L2	Voltaje del armónico 5 en L2, en voltios	Decimal
V_h6_L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V_h6_L2	Voltaje del armónico 6 en L2, en voltios	Decimal
V_h7_L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V_h7_L2	Voltaje del armónico 7 en L2, en voltios	Decimal
V_h8_L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V_h8_L2	Voltaje del armónico 8 en L2, en voltios	Decimal
V_h9_L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V_h9_L2	Voltaje del armónico 9 en L2, en voltios	Decimal
V_h10_L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V_h10_L2	Voltaje del armónico 10 en L2, en voltios	Decimal
V_h11_L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V_h11_L2	Voltaje del armónico 11 en L2, en voltios	Decimal
V_h12_L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V_h12_L2	Voltaje del armónico 12 en L2, en voltios	Decimal
V_h13_L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V_h13_L2	Voltaje del armónico 13 en L2, en voltios	Decimal
V_h14_L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V_h14_L2	Voltaje del armónico 14 en L2, en voltios	Decimal
V_h15_L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V_h15_L2	Voltaje del armónico 15 en L2, en voltios	Decimal
V_h16_L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V_h16_L2	Voltaje del armónico 16 en L2, en voltios	Decimal
V_h17_L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V_h17_L2	Voltaje del armónico 17 en L2, en voltios	Decimal
V_h18_L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V_h18_L2	Voltaje del armónico 18 en L2, en voltios	Decimal
V_h19_L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V_h19_L2	Voltaje del armónico 19 en L2, en voltios	Decimal
V_h20_L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V_h20_L2	Voltaje del armónico 20 en L2, en voltios	Decimal
V_h21_L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V_h21_L2	Voltaje del armónico 21 en L2, en voltios	Decimal
V_h22_L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V_h22_L2	Voltaje del armónico 22 en L2, en voltios	Decimal
V_h23_L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V_h23_L2	Voltaje del armónico 23 en L2, en voltios	Decimal
V_h24_L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V_h24_L2	Voltaje del armónico 24 en L2, en voltios	Decimal
V_h25_L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
V_h25_L2	Voltaje del armónico 25 en L2, en voltios	Decimal
I_h1_L1	Corriente fundamental en L1, en amperios	Decimal
I_h1_L2	Corriente fundamental en L2, en amperios	Decimal
I_h1_N	Corriente fundamental en N, en amperios	Decimal
I_h2_L1	Corriente del armónico 2 en L1, en amperios	Decimal
I_h2_L2	Corriente del armónico 2 en L2, en amperios	Decimal
I_h2_N	Corriente del armónico 2 en N, en amperios	Decimal
I_h3_L1	Corriente del armónico 3 en L1, en amperios	Decimal
I_h3_L2	Corriente del armónico 3 en L2, en amperios	Decimal
I_h3_N	Corriente del armónico 3 en N, en amperios	Decimal
I_h4_L1	Corriente del armónico 4 en L1, en amperios	Decimal
I_h4_L2	Corriente del armónico 4 en L2, en amperios	Decimal
I_h4_N	Corriente del armónico 4 en N, en amperios	Decimal
I_h5_L1	Corriente del armónico 5 en L1, en amperios	Decimal
I_h5_L2	Corriente del armónico 5 en L2, en amperios	Decimal
I_h5_N	Corriente del armónico 5 en N, en amperios	Decimal
I_h6_L1	Corriente del armónico 6 en L1, en amperios	Decimal
I_h6_L2	Corriente del armónico 6 en L2, en amperios	Decimal
I_h6_N	Corriente del armónico 6 en N, en amperios	Decimal
I_h7_L1	Corriente del armónico 7 en L1, en amperios	Decimal
I_h7_L2	Corriente del armónico 7 en L2, en amperios	Decimal
I_h7_N	Corriente del armónico 7 en N, en amperios	Decimal
I_h8_L1	Corriente del armónico 8 en L1, en amperios	Decimal
I_h8_L2	Corriente del armónico 8 en L2, en amperios	Decimal
I_h8_N	Corriente del armónico 8 en N, en amperios	Decimal
I_h9_L1	Corriente del armónico 9 en L1, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I_h9_L2	Corriente del armónico 9 en L2, en amperios	Decimal
I_h9_N	Corriente del armónico 9 en N, en amperios	Decimal
I_h10_L1	Corriente del armónico 10 en L1, en amperios	Decimal
I_h10_L2	Corriente del armónico 10 en L2, en amperios	Decimal
I_h10_N	Corriente del armónico 10 en N, en amperios	Decimal
I_h11_L1	Corriente del armónico 11 en L1, en amperios	Decimal
I_h11_L2	Corriente del armónico 11 en L2, en amperios	Decimal
I_h11_N	Corriente del armónico 11 en N, en amperios	Decimal
I_h12_L1	Corriente del armónico 12 en L1, en amperios	Decimal
I_h12_L2	Corriente del armónico 12 en L2, en amperios	Decimal
I_h12_N	Corriente del armónico 12 en N, en amperios	Decimal
I_h13_L1	Corriente del armónico 13 en L1, en amperios	Decimal
I_h13_L2	Corriente del armónico 13 en L2, en amperios	Decimal
I_h13_N	Corriente del armónico 13 en N, en amperios	Decimal
I_h14_L1	Corriente del armónico 14 en L1, en amperios	Decimal
I_h14_L2	Corriente del armónico 14 en L2, en amperios	Decimal
I_h14_N	Corriente del armónico 14 en N, en amperios	Decimal
I_h15_L1	Corriente del armónico 15 en L1, en amperios	Decimal
I_h15_L2	Corriente del armónico 15 en L2, en amperios	Decimal
I_h15_N	Corriente del armónico 15 en N, en amperios	Decimal
I_h16_L1	Corriente del armónico 16 en L1, en amperios	Decimal
I_h16_L2	Corriente del armónico 16 en L2, en amperios	Decimal
I_h16_N	Corriente del armónico 16 en N, en amperios	Decimal
I_h17_L1	Corriente del armónico 17 en L1, en amperios	Decimal
I_h17_L2	Corriente del armónico 17 en L2, en amperios	Decimal
I_h17_N	Corriente del armónico 17 en N, en amperios	Decimal
I_h18_L1	Corriente del armónico 18 en L1, en amperios	Decimal
I_h18_L2	Corriente del armónico 18 en L2, en amperios	Decimal
I_h18_N	Corriente del armónico 18 en N, en amperios	Decimal
I_h19_L1	Corriente del armónico 19 en L1, en amperios	Decimal
I_h19_L2	Corriente del armónico 19 en L2, en amperios	Decimal
I_h19_N	Corriente del armónico 19 en N, en amperios	Decimal
I_h20_L1	Corriente del armónico 20 en L1, en amperios	Decimal
I_h20_L2	Corriente del armónico 20 en L2, en amperios	Decimal
I_h20_N	Corriente del armónico 20 en N, en amperios	Decimal
I_h21_L1	Corriente del armónico 21 en L1, en amperios	Decimal
I_h21_L2	Corriente del armónico 21 en L2, en amperios	Decimal
I_h21_N	Corriente del armónico 21 en N, en amperios	Decimal
I_h22_L1	Corriente del armónico 22 en L1, en amperios	Decimal
I_h22_L2	Corriente del armónico 22 en L2, en amperios	Decimal
I_h22_N	Corriente del armónico 22 en N, en amperios	Decimal
I_h23_L1	Corriente del armónico 23 en L1, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I_h23_L2	Corriente del armónico 23 en L2, en amperios	Decimal
I_h23_N	Corriente del armónico 23 en N, en amperios	Decimal
I_h24_L1	Corriente del armónico 24 en L1, en amperios	Decimal
I_h24_L2	Corriente del armónico 24 en L2, en amperios	Decimal
I_h24_N	Corriente del armónico 24 en N, en amperios	Decimal
I_h25_L1	Corriente del armónico 25 en L1, en amperios	Decimal
I_h25_L2	Corriente del armónico 25 en L2, en amperios	Decimal
I_h25_N	Corriente del armónico 25 en N, en amperios	Decimal
THDV_L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
THDV_L2	Distorsión armónica total de tensión en L2	Decimal
THDI_L1	Distorsión armónica total de corriente en L1	Decimal
THDI_L2	Distorsión armónica total de corriente en L2	Decimal
PST_L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST_L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal

7.3.3 Medición trifásica

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realice la medición.	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh_L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh_L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh_L3	Energía medida en L3, en Wh	Decimal
Wh_T	Energía total medida en Wh	Decimal
W_L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W_L2	Potencia promedio medida en L2, en W	Decimal
W_L3	Potencia promedio medida en L3, en W	Decimal
W_T	Potencia total medida en W	Decimal
FP_L1	Factor de potencia medido en L1	Decimal
FP_L2	Factor de potencia medido en L2	Decimal
FP_L3	Factor de potencia medido en L3	Decimal
V_h1_L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V_h1_L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
V_h1_L3	Voltaje fundamental de fase en L3, en voltios	Decimal
V_h2_L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V_h2_L2	Voltaje del armónico 2 en L2, en voltios	Decimal
V_h2_L3	Voltaje del armónico 2 en L3, en voltios	Decimal
V_h3_L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V_h3_L2	Voltaje del armónico 3 en L2, en voltios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V_h3_L3	Voltaje del armónico 3 en L3, en voltios	Decimal
V_h4_L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V_h4_L2	Voltaje del armónico 4 en L2, en voltios	Decimal
V_h4_L3	Voltaje del armónico 4 en L3, en voltios	Decimal
V_h5_L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V_h5_L2	Voltaje del armónico 5 en L2, en voltios	Decimal
V_h5_L3	Voltaje del armónico 5 en L3, en voltios	Decimal
V_h6_L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V_h6_L2	Voltaje del armónico 6 en L2, en voltios	Decimal
V_h6_L3	Voltaje del armónico 6 en L3, en voltios	Decimal
V_h7_L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V_h7_L2	Voltaje del armónico 7 en L2, en voltios	Decimal
V_h7_L3	Voltaje del armónico 7 en L3, en voltios	Decimal
V_h8_L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V_h8_L2	Voltaje del armónico 8 en L2, en voltios	Decimal
V_h8_L3	Voltaje del armónico 8 en L3, en voltios	Decimal
V_h9_L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V_h9_L2	Voltaje del armónico 9 en L2, en voltios	Decimal
V_h9_L3	Voltaje del armónico 9 en L3, en voltios	Decimal
V_h10_L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V_h10_L2	Voltaje del armónico 10 en L2, en voltios	Decimal
V_h10_L3	Voltaje del armónico 10 en L3, en voltios	Decimal
V_h11_L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V_h11_L2	Voltaje del armónico 11 en L2, en voltios	Decimal
V_h11_L3	Voltaje del armónico 11 en L3, en voltios	Decimal
V_h12_L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V_h12_L2	Voltaje del armónico 12 en L2, en voltios	Decimal
V_h12_L3	Voltaje del armónico 12 en L3, en voltios	Decimal
V_h13_L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V_h13_L2	Voltaje del armónico 13 en L2, en voltios	Decimal
V_h13_L3	Voltaje del armónico 13 en L3, en voltios	Decimal
V_h14_L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V_h14_L2	Voltaje del armónico 14 en L2, en voltios	Decimal
V_h14_L3	Voltaje del armónico 14 en L3, en voltios	Decimal
V_h15_L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V_h15_L2	Voltaje del armónico 15 en L2, en voltios	Decimal
V_h15_L3	Voltaje del armónico 15 en L3, en voltios	Decimal
V_h16_L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V_h16_L2	Voltaje del armónico 16 en L2, en voltios	Decimal
V_h16_L3	Voltaje del armónico 16 en L3, en voltios	Decimal
V_h17_L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V_h17_L2	Voltaje del armónico 17 en L2, en voltios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V_h17_L3	Voltaje del armónico 17 en L3, en voltios	Decimal
V_h18_L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V_h18_L2	Voltaje del armónico 18 en L2, en voltios	Decimal
V_h18_L3	Voltaje del armónico 18 en L3, en voltios	Decimal
V_h19_L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V_h19_L2	Voltaje del armónico 19 en L2, en voltios	Decimal
V_h19_L3	Voltaje del armónico 19 en L3, en voltios	Decimal
V_h20_L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V_h20_L2	Voltaje del armónico 20 en L2, en voltios	Decimal
V_h20_L3	Voltaje del armónico 20 en L3, en voltios	Decimal
V_h21_L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V_h21_L2	Voltaje del armónico 21 en L2, en voltios	Decimal
V_h21_L3	Voltaje del armónico 21 en L3, en voltios	Decimal
V_h22_L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V_h22_L2	Voltaje del armónico 22 en L2, en voltios	Decimal
V_h22_L3	Voltaje del armónico 22 en L3, en voltios	Decimal
V_h23_L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V_h23_L2	Voltaje del armónico 23 en L2, en voltios	Decimal
V_h23_L3	Voltaje del armónico 23 en L3, en voltios	Decimal
V_h24_L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V_h24_L2	Voltaje del armónico 24 en L2, en voltios	Decimal
V_h24_L3	Voltaje del armónico 24 en L3, en voltios	Decimal
V_h25_L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
V_h25_L2	Voltaje del armónico 25 en L2, en voltios	Decimal
V_h25_L3	Voltaje del armónico 25 en L3, en voltios	Decimal
I_h1_L1	Corriente fundamental en L1, en amperios	Decimal
I_h1_L2	Corriente fundamental en L2, en amperios	Decimal
I_h1_L3	Corriente fundamental en L3, en amperios	Decimal
I_h1_N	Corriente fundamental en N, en amperios	Decimal
I_h2_L1	Corriente del armónico 2 en L1, en amperios	Decimal
I_h2_L2	Corriente del armónico 2 en L2, en amperios	Decimal
I_h2_L3	Corriente del armónico 2 en L3, en amperios	Decimal
I_h2_N	Corriente del armónico 2 en N, en amperios	Decimal
I_h3_L1	Corriente del armónico 3 en L1, en amperios	Decimal
I_h3_L2	Corriente del armónico 3 en L2, en amperios	Decimal
I_h3_L3	Corriente del armónico 3 en L3, en amperios	Decimal
I_h3_N	Corriente del armónico 3 en N, en amperios	Decimal
I_h4_L1	Corriente del armónico 4 en L1, en amperios	Decimal
I_h4_L2	Corriente del armónico 4 en L2, en amperios	Decimal
I_h4_L3	Corriente del armónico 4 en L3, en amperios	Decimal
I_h4_N	Corriente del armónico 4 en N, en amperios	Decimal
I_h5_L1	Corriente del armónico 5 en L1, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I_h5_L2	Corriente del armónico 5 en L2, en amperios	Decimal
I_h5_L3	Corriente del armónico 5 en L3, en amperios	Decimal
I_h5_N	Corriente del armónico 5 en N, en amperios	Decimal
I_h6_L1	Corriente del armónico 6 en L1, en amperios	Decimal
I_h6_L2	Corriente del armónico 6 en L2, en amperios	Decimal
I_h6_L3	Corriente del armónico 6 en L3, en amperios	Decimal
I_h6_N	Corriente del armónico 6 en N, en amperios	Decimal
I_h7_L1	Corriente del armónico 7 en L1, en amperios	Decimal
I_h7_L2	Corriente del armónico 7 en L2, en amperios	Decimal
I_h7_L3	Corriente del armónico 7 en L3, en amperios	Decimal
I_h7_N	Corriente del armónico 7 en N, en amperios	Decimal
I_h8_L1	Corriente del armónico 8 en L1, en amperios	Decimal
I_h8_L2	Corriente del armónico 8 en L2, en amperios	Decimal
I_h8_L3	Corriente del armónico 8 en L3, en amperios	Decimal
I_h8_N	Corriente del armónico 8 en N, en amperios	Decimal
I_h9_L1	Corriente del armónico 9 en L1, en amperios	Decimal
I_h9_L2	Corriente del armónico 9 en L2, en amperios	Decimal
I_h9_L3	Corriente del armónico 9 en L3, en amperios	Decimal
I_h9_N	Corriente del armónico 9 en N, en amperios	Decimal
I_h10_L1	Corriente del armónico 10 en L1, en amperios	Decimal
I_h10_L2	Corriente del armónico 10 en L2, en amperios	Decimal
I_h10_L3	Corriente del armónico 10 en L3, en amperios	Decimal
I_h10_N	Corriente del armónico 10 en N, en amperios	Decimal
I_h11_L1	Corriente del armónico 11 en L1, en amperios	Decimal
I_h11_L2	Corriente del armónico 11 en L2, en amperios	Decimal
I_h11_L3	Corriente del armónico 11 en L3, en amperios	Decimal
I_h11_N	Corriente del armónico 11 en N, en amperios	Decimal
I_h12_L1	Corriente del armónico 12 en L1, en amperios	Decimal
I_h12_L2	Corriente del armónico 12 en L2, en amperios	Decimal
I_h12_L3	Corriente del armónico 12 en L3, en amperios	Decimal
I_h12_N	Corriente del armónico 12 en N, en amperios	Decimal
I_h13_L1	Corriente del armónico 13 en L1, en amperios	Decimal
I_h13_L2	Corriente del armónico 13 en L2, en amperios	Decimal
I_h13_L3	Corriente del armónico 13 en L3, en amperios	Decimal
I_h13_N	Corriente del armónico 13 en N, en amperios	Decimal
I_h14_L1	Corriente del armónico 14 en L1, en amperios	Decimal
I_h14_L2	Corriente del armónico 14 en L2, en amperios	Decimal
I_h14_L3	Corriente del armónico 14 en L3, en amperios	Decimal
I_h14_N	Corriente del armónico 14 en N, en amperios	Decimal
I_h15_L1	Corriente del armónico 15 en L1, en amperios	Decimal
I_h15_L2	Corriente del armónico 15 en L2, en amperios	Decimal
I_h15_L3	Corriente del armónico 15 en L3, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I_h15_N	Corriente del armónico 15 en N, en amperios	Decimal
I_h16_L1	Corriente del armónico 16 en L1, en amperios	Decimal
I_h16_L2	Corriente del armónico 16 en L2, en amperios	Decimal
I_h16_L3	Corriente del armónico 16 en L3, en amperios	Decimal
I_h16_N	Corriente del armónico 16 en N, en amperios	Decimal
I_h17_L1	Corriente del armónico 17 en L1, en amperios	Decimal
I_h17_L2	Corriente del armónico 17 en L2, en amperios	Decimal
I_h17_L3	Corriente del armónico 17 en L3, en amperios	Decimal
I_h17_N	Corriente del armónico 17 en N, en amperios	Decimal
I_h18_L1	Corriente del armónico 18 en L1, en amperios	Decimal
I_h18_L2	Corriente del armónico 18 en L2, en amperios	Decimal
I_h18_L3	Corriente del armónico 18 en L3, en amperios	Decimal
I_h18_N	Corriente del armónico 18 en N, en amperios	Decimal
I_h19_L1	Corriente del armónico 19 en L1, en amperios	Decimal
I_h19_L2	Corriente del armónico 19 en L2, en amperios	Decimal
I_h19_L3	Corriente del armónico 19 en L3, en amperios	Decimal
I_h19_N	Corriente del armónico 19 en N, en amperios	Decimal
I_h20_L1	Corriente del armónico 20 en L1, en amperios	Decimal
I_h20_L2	Corriente del armónico 20 en L2, en amperios	Decimal
I_h20_L3	Corriente del armónico 20 en L3, en amperios	Decimal
I_h20_N	Corriente del armónico 20 en N, en amperios	Decimal
I_h21_L1	Corriente del armónico 21 en L1, en amperios	Decimal
I_h21_L2	Corriente del armónico 21 en L2, en amperios	Decimal
I_h21_L3	Corriente del armónico 21 en L3, en amperios	Decimal
I_h21_N	Corriente del armónico 21 en N, en amperios	Decimal
I_h22_L1	Corriente del armónico 22 en L1, en amperios	Decimal
I_h22_L2	Corriente del armónico 22 en L2, en amperios	Decimal
I_h22_L3	Corriente del armónico 22 en L3, en amperios	Decimal
I_h22_N	Corriente del armónico 22 en N, en amperios	Decimal
I_h23_L1	Corriente del armónico 23 en L1, en amperios	Decimal
I_h23_L2	Corriente del armónico 23 en L2, en amperios	Decimal
I_h23_L3	Corriente del armónico 23 en L3, en amperios	Decimal
I_h23_N	Corriente del armónico 23 en N, en amperios	Decimal
I_h24_L1	Corriente del armónico 24 en L1, en amperios	Decimal
I_h24_L2	Corriente del armónico 24 en L2, en amperios	Decimal
I_h24_L3	Corriente del armónico 24 en L3, en amperios	Decimal
I_h24_N	Corriente del armónico 24 en N, en amperios	Decimal
I_h25_L1	Corriente del armónico 25 en L1, en amperios	Decimal
I_h25_L2	Corriente del armónico 25 en L2, en amperios	Decimal
I_h25_L3	Corriente del armónico 25 en L3, en amperios	Decimal
I_h25_N	Corriente del armónico 25 en N, en amperios	Decimal
THDV_L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
THDV_L2	Distorsión armónica total de tensión en L2	Decimal
THDV_L3	Distorsión armónica total de tensión en L3	Decimal
THDI_L1	Distorsión armónica total de corriente en L1	Decimal
THDI_L2	Distorsión armónica total de corriente en L2	Decimal
THDI_L3	Distorsión armónica total de corriente en L3	Decimal
PST_L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST_L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal
PST_L3	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L3	Decimal

ANEXO N° 7

PLANILLA INSTALACIÓN / RETIRO



CAMPAÑA DE CONTROL DEL PRODUCTO TECNICO - PERTURBACIONES - PLANILLAS DE INSTALACION Y RETIRO

DISTRIBUIDORA: _____

Período: _____

ID Medición:							
ID Punto Medición:			ID Centro:				
Nombre del Usuario:							
Dirección:							
Tensión de Servicio:	Tipo Instalación:	M		B		T	Energía Inicial:
Tarifa:	Tipo Usuario:	U		R		A	
ID Medidor Usuario:	ID Equipo:						Energía Final:
Fecha y Hora Colocación:	Fecha y Hora Retiro:						
SCC3F:	RTP:						
SCC1F:	RTC:						
Observación:							
Instalación			Retiro				
Firma Distribuidora:			Firma Distribuidora:				

ANEXO N° 8

MODELO DE DATOS PARA EL ENVIO DE INFORMACIÓN DE INCIDENCIAS POR ARMÓNICOS Y FLICKER EN LA CAMPAÑA DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

La empresa distribuidora deberá remitir mensualmente el informe de incidencias por armónicos y flicker detectados en la campaña de regulación de tensión, según lo requerido en el numeral 1.1 de la presente metodología, organizado en una tabla en formato ASCII, que deberá estar denominada con la siguiente codificación:

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10_NOMBRETABLA.xxx

POSICION	DESCRIPCIÓN	CODIGO
1	Código de identificación de la frecuencia de envío de la información	M
2	Una Letra según la empresa Distribuidora: <input type="checkbox"/> CAESS <input type="checkbox"/> CLESA <input type="checkbox"/> DELSUR <input type="checkbox"/> DEUSEM <input type="checkbox"/> EEO <input type="checkbox"/> EDESAL <input type="checkbox"/> B&D, Servicios Técnicos <input type="checkbox"/> ABRUZZO	A B C D E F G H
3	Código de identificación de la campaña.	R
4 y 5	Código de identificación del tipo de datos.	AF
6, 7, 8 y 9	Código de identificación del año de envío.	2013, 2014, 2015,...
10	Código de identificación del mes de envío. Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre Octubre Noviembre Diciembre	1 → 9 O N D

NOMBRETABLA: Denominación de la tabla, el cual corresponderá con: RESUMEN_REGULACION.

La extensión del archivo deberá ser .TXT

Ejemplo:

MARAF20151_ RESUMEN_REGULACION.TXT

La información requerida deberá ser remitida a la SIGET organizada en tablas en formato ASCII.

Los campos de los registros informados en dicha tabla deberán estar delimitados por el separador de campo PIPE (|). Asimismo como final de línea se debe utilizar CrLf (ASCII 13 + ASCII 10).

Se deben informar la totalidad de los campos, en caso alguno de ellos no contenga datos, se deberá informar con cero (0) y se deberá respetar el orden establecido en la tabla.

La tabla deberá ser informada con los encabezados de los campos.

Los formatos de fecha y fecha más hora deberán informarse de la siguiente manera:

Fecha: aaaa/MM/dd Ejemplo: fecha 2008/01/01

Fecha mas hora: aaaa/MM/dd hh:mm Ejemplo: fecha mas hora 2008/01/01 15:45

El campo decimal será informado con dos decimales, mientras que los campos de texto no podrán informarse con delimitadores propios, comillas dobles (“) o simples (‘).

SIGET

ANEXO E

Metodología para el Control de Equipos de Medición

Diciembre 2014

INDICE

CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES	1
CAPÍTULO II: EQUIPOS DE CALIBRACIÓN, CONTRASTE Y VERIFICACIÓN	5
CAPÍTULO III: CONTROL DE EQUIPOS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	6
CAPÍTULO IV: MUESTRA Y PRUEBA DE MEDIDORES EN USO	9
CAPÍTULO V: EQUIPOS DE PRUEBA DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN	10
CAPÍTULO VI: DETERMINACIÓN DE REGISTRO DE PORCENTAJE PROMEDIO.....	13
CAPÍTULO VII: CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE MEDIDORES DE ENERGÍA.....	15
CAPÍTULO VIII: INFORMACIÓN A REMITIR MENSUALMENTE.....	15
CAPÍTULO IX: BASE DE DATOS Y PERIODICIDAD DE ENVÍO	16
CAPÍTULO X: PROCEDIMIENTO ANTE CONDICIONES IRREGULARES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL USUARIO FINAL	25

METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN

CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES

Art. 1. La presente metodología establece las condiciones generales bajo las cuales se evaluará la calidad del servicio comercial en lo referente a la actividad de verificación y ajuste de la precisión de los equipos de medición y registro de energía y potencia, así como los procedimientos técnicos, controles y forma de entrega de la información relacionada.

Quedan comprendidas las comprobaciones asociadas a la campaña de verificación de la precisión del equipo de medición indicada en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, la calibración o ajuste de los equipos de medición nuevos o usados, por actividades de mantenimiento o de alta de nuevos usuarios, entre otras.

También es objeto de esta metodología definir y describir las condiciones técnicas bajo las cuales las empresas distribuidoras desarrollarán la contrastación y verificación de los equipos de medición de energía eléctrica y potencia, tomando en cuenta los aspectos siguientes:

- a) Características técnicas de los instrumentos de medición del registro de porcentaje promedio;
- b) Control de los equipos de medición y registro, nuevos y en uso;
- c) Identificación de los dispositivos de medición y registro; y
- d) Técnicas de medición y verificación.

Art. 2. Esta metodología es de aplicación obligatoria para los distribuidores de energía eléctrica y personas naturales.

Art. 3. Para los efectos de la presente metodología, los plazos indicados en la misma se contarán en días hábiles, a menos que se especifique lo contrario.

Art. 4. La medición del consumo de energía eléctrica deberá cumplir con lo establecido en el marco legal correspondiente:

- a) Ley General de Electricidad;
- b) Reglamento de la Ley General de Electricidad;
- c) Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica;
- d) Términos y Condiciones de los Pliegos Tarifarios vigentes;
- e) Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica;
- f) Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución; y,

- g) Cualquier otro reglamento, norma o metodología que fuere aplicable a la actividad de medición de potencia o energía eléctrica que emita o apruebe el Órgano Ejecutivo o la SIGET.

Art. 5. Para la aplicación de la presente metodología se establecen las definiciones siguientes:

Calibración: Consiste en el ajuste del equipo y la contrastación del mismo realizando la comparación entre lo que indica un instrumento y lo que "debiera indicar" de acuerdo a un patrón de referencia con un valor conocido.

Contrastación: Comparar las mediciones de dos equipos de medición con el objeto de verificar si las mediciones de uno de ellos es confiable, utilizando como referencia al otro equipo, el cual debe encontrarse debidamente calibrado y contar con un nivel de precisión adecuado.

Exactitud: Número que indica la proximidad de un valor medido al valor verdadero.

Medidor de energía: Instrumento o medidor de electricidad que mide y registra la integral, con respecto al tiempo de la potencia activa del circuito en el cual está conectado. Esta integral de la potencia es la energía consumida por el circuito durante el intervalo en el que realiza la integración y la unidad de medida comúnmente es el kilowatthora.

Precisión: El grado en que una determinada medición concuerda con el valor definido.

Sistema de medición: Grupo de equipos (medidores de energía eléctrica, transformadores de potencial y corriente, cableado de la medición, etc.) utilizados conjuntamente para la medición y registro de la energía y potencia eléctrica.

Verificación: es la comprobación de la precisión que posee un equipo de medición en un momento determinado.

Art. 6. Las verificaciones realizadas a los medidores de energía o sistemas de medición defectuosos, dañados y/o manipulados por terceros, no serán consideradas para el cálculo de compensaciones y para el cálculo de los indicadores correspondientes.

El distribuidor dentro del plazo máximo de quince (15) días posteriores al mes en el que se realizó la prueba, deberá presentar el caso a la SIGET conteniendo todas las pruebas y razones por las cuales considera inválida la verificación realizada.

La SIGET dictaminará sobre la validez de las evidencias presentadas y de las correspondientes verificaciones. En el caso que los casos sean rechazados, las verificaciones serán consideradas como válidas y deberán ser tomadas en cuenta para el cálculo de las compensaciones e indicadores de la calidad del servicio de los sistemas de distribución.

Si la empresa distribuidora no presenta el caso en el término previsto para tal efecto, no existirá dispensa de la compensación a los usuarios afectados (si los hubiere) y los resultados de las verificaciones se deberán incorporar en el cálculo de los indicadores correspondientes.

Art. 7. Las empresas distribuidoras son responsables de mantener en buen estado de funcionamiento los medidores de energía o sistemas de medición, utilizando para ello los procedimientos y controles pertinentes. En similar circunstancia, se encontrará la empresa comercializadora que haya suministrado dicho equipo o asumido la responsabilidad del mantenimiento del mismo, previo acuerdo con el distribuidor.

Art. 8. Los sistemas de medición deberán ser construidos y ubicados tomando en consideración las disposiciones establecidas en:

- a) Normas Técnicas de Diseño Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución eléctrica, contenida en el Acuerdo No. 29-E-2000, o el que la sustituya;
- b) Estándares para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía eléctrica, contenido en el Acuerdo No. 66-E-2001, o el que lo sustituya;
- c) Manual de Especificaciones Técnicas de los materiales y Equipos Utilizados para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica, contenido en el Acuerdo No. 301-E-2003, o el que lo sustituya;
- d) Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión, contenida en el Acuerdo No. 93-E-2008 o el que lo sustituya; y,
- e) Cualquier otro reglamento, norma, o metodología aplicable que emita o apruebe el Órgano Ejecutivo o la SIGET.

Art. 9. Los sistemas de medición serán instalados de acuerdo con las características del servicio, tomando en cuenta: la seguridad de las personas, el acceso, facilidades para la instalación y mantenimiento, la seguridad y protección de las instalaciones del usuario y del distribuidor.

Art. 10. Cuando los equipos de medición del usuario final no funcionen adecuadamente, el distribuidor realizará la calibración o sustitución a más tardar en treinta días calendario contados a partir de que el usuario final presente el reclamo al Distribuidor, o si no hubo reclamo, a partir del momento que el Distribuidor tuvo conocimiento de la situación, notificándole al usuario final la actividad realizada.

Si los defectos, desperfectos o daños no son atribuibles al usuario final, los costos por la calibración, reparación o reemplazo del equipo de medición correrán por cuenta del distribuidor.

En los casos que los defectos, desperfectos o daños sean atribuibles al usuario final, los costos por la calibración, reparación o reemplazo del equipo de medición correrán por cuenta del usuario final.

Art. 11. Cuando un usuario final presente un reclamo por alto consumo, cobros altos, error de facturación, la empresa distribuidora deberá someter el equipo de medición a las pruebas correspondientes para determinar la precisión del medidor de energía o sistema de medición.

No obstante lo anterior, no será necesario efectuar pruebas de precisión cuando: 1) La distribuidora, resuelva como procedente aplicar al usuario final el reintegro del exceso facturado;

2) Los reclamos estén relacionados con antecedentes recientes concernientes a problemas de alto consumo o del funcionamiento o estado del medidor; y, la última prueba de precisión del medidor en operación haya sido realizada en las instalaciones del usuario final en un período no mayor a dos meses anteriores a la interposición del reclamo; y. 3) Cuando la distribuidora demuestre que el incremento en la facturación se debió a cualquiera de los casos siguientes:

- a) Pérdida de subsidio;
- b) Alza en el precio de la energía eléctrica;
- c) Acumulación de consumo de dos o más meses;
- d) Incremento en la tasa municipal.

Art. 12. Los laboratorios de medición de las empresas distribuidoras deberán contar con los equipos necesarios para dar cumplimiento a las actividades de calibración, verificación y control de medidores de energía y potencia y equipos complementarios de conformidad con las normativas y estándares aplicables.

No obstante lo anterior, si una empresa distribuidora considera que la adquisición de tales equipos provocaría un incremento sensible en la tarifa a pagar por los usuarios finales, podrá solicitar a la SIGET que la exonere de la obligación establecida en el presente artículo, incorporando en la solicitud cotizaciones que evidencien el costo de tales equipos y cuantificando el efecto económico que tal adquisición tendría en los cargos de distribución.

En el caso anterior, la SIGET contará con 20 días hábiles contados desde la recepción de la solicitud del distribuidor para requerir a la empresa distribuidora la información adicional que considere necesaria, o en su defecto para iniciar el análisis de la solicitud, en el caso de que la SIGET requiera información adicional, esta deberá ser presentada por la distribuidora ante la SIGET en el plazo máximo de 20 días hábiles contados a partir del requerimiento efectuado por la SIGET, debiendo la SIGET iniciar el análisis al siguiente día hábil, debiendo aceptar o rechazar la solicitud en el plazo de 20 días hábiles contados desde que haya iniciado el análisis de la solicitud.

Art. 13. Los indicadores sobre los cuales se evaluará la calidad del servicio comercial, específicamente en lo referente a la precisión de los equipos de medición, se realizará conforme a lo establecido en la presente metodología y en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, contenida en el Acuerdo 192-E-2004, o el que lo reemplace.

Art. 14. Para el caso de pruebas y comprobaciones realizadas fuera del marco de la campaña para el control de los equipos de medición, producto de reclamos o denuncias interpuestas por los usuarios entre otros, se aplicaran los mismos criterios y compensaciones establecidos en la presente metodología y lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, contenida en el Acuerdo No. 192-E-2004, o el que las reemplace.

Art. 15. El distribuidor deberá realizarle pruebas de precisión a los medidores de energía que adquiera, basándose en la norma Military Standard 414 o ANSI/ASQ Z1.9 para determinar la muestra que será verificada, indistintamente de que los medidores sean utilizados para nuevos servicios, mantenimiento, sustitución de medidores defectuosos, o sustitución de medidores como resultado de la campaña para el control de los equipos de medición, entre otros.

Para el caso de medidores electromecánicos y/o de pequeñas demandas, el distribuidor deberá requerir explícitamente al fabricante o proveedor que calibre o ajuste los medidores a una precisión del 100%, tanto a carga baja o ligera, como a carga plena, procurando en ambos casos la mínima desviación posible, sin transgredir el rango comprendido entre 99% y 101%.

Adicionalmente, el distribuidor deberá informar a la SIGET los resultados de las pruebas de aceptación realizadas a los lotes de medidores que adquiera (cada lote se deberá referir al mismo modelo, marca y fecha de adquisición), dicho informe deberá ser remitido a la SIGET en el plazo de 10 día hábiles contados a partir de la finalización de las pruebas de aceptación, y contendrá como mínimo la siguiente información:

- a) Datos generales de los medidores: tipo de medidor (electromecánico, electrónico, híbrido), fabricante, modelo, fecha de compra, constante total de la medición, clase, Número de elementos, fases, número de hilos, razón de registro (Rr), Revoluciones del disco por kilowattthora (kh), voltaje de operación, corriente máxima del medidor, constante de demanda máxima, Constante propia del registro (Kr), corriente de prueba, y frecuencia nominal de operación. En el caso que debido al tipo de medidor, algunos de los parámetros no sea aplicable, el valor de dichos parámetros deberá ser informado con el código “N/A”.
- b) Parámetros estadísticos utilizados en el estudio de aceptación del lote y la memoria de cálculo correspondiente que muestre como mínimo, el tamaño del lote de medidores, plan de muestreo seleccionado, nivel de inspección, nivel de calidad aceptable, límite de aceptación, tamaño de la muestra, promedio y desviación estándar correspondiente a cada tipo de registro de porcentaje -a carga baja, a carga plena y a factor de potencia, cuando (este último cuando aplique)- de los medidores examinados, cantidad de medidores verificados cuyos registros de porcentaje se encontraron fuera de los límites establecidos en el artículo 42 de la presente metodología, descripción del mecanismo mediante el cual se garantizó que los medidores seleccionados para las pruebas fueran seleccionados de manera aleatoria, análisis, observaciones, comentarios y conclusiones del personal que responsable de realizar las pruebas y de aceptar el lote.
- c) Listado de los números de serie de los medidores probados junto con los resultados de las pruebas realizadas indicando para cada medidor los registros de porcentaje a carga baja, a carga plena y el registro de porcentaje promedio, además cuando aplique, también se deberá informar el correspondiente registro a factor de potencia. Además, deberá incluirse una columna adicional por cada registro (a carga baja, a carga plena y a factor de potencia) para indicar si el medidor cumple con los límites establecidos en la norma ANSI C.12.1-2001, de forma tal que si el registro tiene una desviación menor o igual que la indicada en la norma ANSI C.12-2001, en la correspondiente columna se deberá informar el código “S” y en caso contrario se deberá informar el código “N”.

CAPÍTULO II: EQUIPOS DE CALIBRACIÓN, CONTRASTE Y VERIFICACIÓN

Art. 16. Las empresas distribuidoras utilizarán los dispositivos para la verificación, calibración o realización de otras pruebas a instrumentos o sistemas de medición, tales como contrastación de instrumentos, medidores o sistemas de medición que cumplan como mínimo con las referencias indicadas en la Norma ANSI C12.1-2001 o la que la sustituya.

Art. 17. Las empresas distribuidoras, efectuarán el mantenimiento preventivo y correctivo a los dispositivos para la verificación y contraste de los instrumentos o sistemas de medición, para lo cual deberán utilizar los servicios de una entidad debidamente acreditada.

Art. 18. Los patrones e instrumentos que posean los dispositivos para la verificación y calibración de los equipos de medición, no podrán ser manipulados, modificados o alterados en ninguna forma.

Los patrones deberán poseer un sello de seguridad, instalado por el fabricante o por la empresa o institución calificada que realizó el mantenimiento.

Art. 19. Las empresas distribuidoras, a través de un laboratorio especializado y debidamente acreditado, certificarán cada tres años los dispositivos utilizados para la verificación o calibración de los equipos de medición. La certificación que emita dicho laboratorio, deberá ser remitida a la SIGET dentro del plazo máximo de quince (15) días contados a partir de su emisión.

Art. 20. Cuando lo considere pertinente, la SIGET efectuará auditorías técnicas con el fin de verificar que los equipos que conforman los laboratorios de medición y sus instrumentos, cumplan con las condiciones establecidas en la Norma ANSI C.12.1-2001 o la que la sustituya.

Art. 21. Los certificados de calibración, ajuste, precisión, entre otros, deberán estar en idioma español o inglés, en este último caso, con su respectiva traducción al español certificada por notario.

CAPÍTULO III: CONTROL DE EQUIPOS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Art. 22. Para la etapa inicial de la presente metodología, la empresa distribuidora deberá elaborar una base de datos de los medidores de energía eléctrica y equipos complementarios de su propiedad, en la que para cada nuevo medidor de energía o sistema de medición que instale registrará, como mínimo, la siguiente información:

1. ID del usuario;
2. Número de identificación del medidor;
3. Constante total de la medición;
4. Fabricante del medidor;
5. Clase;
6. Número de elementos;
7. Fases;
8. Número de hilos;
9. Razón de registro (Rr);
10. Revoluciones del disco por kilowattthora (kh);
11. Voltaje de operación;
12. Corriente máxima del medidor;
13. Constante de demanda máxima;
14. Constante propia del registro (Kr);
15. Corriente de prueba;
16. Fecha de compra del medidor;

17. Historial de instalaciones
18. Fecha de instalación del medidor;
19. Fecha de la última verificación;
20. Modelo del medidor;
21. Frecuencia nominal de operación;
22. Dirección del suministro adscrito al medidor;
23. Departamento;
24. Municipio.

También deberá contener la información de los equipos complementarios de los medidores de energía eléctrica, tales como transformadores de corriente y potencial en caso los hubiere, para los cuales se deberá especificar la información siguiente:

25. Relación de transformación de los transformadores de potencial;
26. Relación de transformación de los transformadores de corriente;
27. Fecha de instalación de los transformadores de corriente;
28. Fecha de instalación de los transformadores de potencial.

En la base de datos antes indicada también se deberán registrar los datos de la totalidad de los medidores y sistemas de medición en operación al momento de comenzar la etapa inicial de la presente metodología. La distribuidora deberá utilizar toda aquella información disponible en sus sistemas informáticos y archivos electrónicos (archivos en formato, Excel, Acces, csv y similares que mediante algún procedimiento puedan ser exportados a bases de datos) a fin de que los datos de cada registro estén lo más completos posible; en el caso de que existan medidores de energía o sistemas de medición instalados antes de la etapa inicial de la presente metodología, para los cuales la información antes requerida no esté disponible en los sistemas informáticos ni en archivos electrónicos de las empresas distribuidoras, los campos de los registros correspondientes deberán contener valores nulos.

Art. 23. A partir de la etapa inicial de la presente metodología, para la identificación de los medidores de energía eléctrica las empresas distribuidoras deberán solicitar al fabricante que en la placa de características del medidor, incluya como mínimo la información siguiente:

1. Nombre de la empresa distribuidora;
2. Año de fabricación del medidor;
3. Numeración del medidor con al menos seis (6) caracteres;
4. Número de fases;
5. Número de hilos;
6. Frecuencia nominal de operación;
7. Voltaje nominal de operación;
8. Amperaje nominal básico de operación;
9. Amperaje máximo de operación;
10. Constante de registro (Kr), si aplica;
11. Relación de engranaje (Rg) y (Rr), si aplica;
12. Tipo;
13. Forma.

Art. 24. A partir de la etapa inicial de la presente metodología, en los nuevos sistemas de medición que instale, a empresa distribuidora deberá indicar en el medidor de energía eléctrica, de manera claramente visible, la relación de transformación de los transformadores de corriente y potencial y la constante total de la medición.

Art. 25. Los medidores de energía eléctrica, electromecánicos, electrónicos o híbridos, deberán ser reemplazados en los casos siguientes:

- a) Cuando presenten daños mecánicos o electrónicos que imposibiliten el adecuado registro de energía y/o potencia;
- b) Se deberán reemplazar los medidores que durante las verificaciones resulten fuera de los límites establecidos y no sea posible ajustarlos dentro de dichos límites;
- c) Si al contrastar y/o verificar el medidor, se detecta que éste no se encuentra funcionando correctamente y no sea posible corregir el problema en el lugar de la prueba;
- d) Cuando hayan sido hurtados o dañados por terceros;
- e) Cuando a juicio del distribuidor requieran ser cambiados, dicho cambio se realizará a costo del distribuidor, excepto cuando se compruebe que el malfuncionamiento fue causado por el usuario final;
- f) Los medidores electromecánicos deberán ser reemplazados como máximo en un plazo no mayor de treinta (30) años, a partir de la fecha de su instalación. En el caso de medidores retirados e instalados nuevamente, la fecha de instalación a considerar para su cambio será la correspondiente a la primera instalación del equipo; para medidores, retirados e instalados nuevamente que se encuentren en operación antes de la etapa inicial de implementación de la presente metodología, y en los que la distribuidora desconozca la fecha de la primera instalación del equipo, se registrará la fecha donde se encuentre instalado al comienzo de la etapa inicial;
- g) Los medidores electrónicos e híbridos, deberán ser reemplazados cuando al haber realizado el contraste y verificación respectiva, los resultados obtenidos estén fuera de los límites establecidos, o presenten deficiencia o inadecuada programación de los parámetros de medición del medidor. Estos últimos, deberán ser reemplazados como máximo en un plazo no mayor de quince (15) años para usuarios de pequeña demanda y veinte (20) años para usuarios de mediana y gran demanda, contados a partir de la fecha de su instalación. En caso que el medidor sea retirado e instalado nuevamente, la fecha de instalación a considerar para su cambio será la correspondiente a la primera instalación del equipo; para medidores, retirados e instalados nuevamente que se encuentren en operación antes de la etapa inicial de implementación de la presente metodología, y en los que la distribuidora desconozca la fecha de la primera instalación del equipo, se registrará la fecha donde se encuentre instalado al comienzo de la etapa inicial.

Art. 26. Para los nuevos medidores que se adquieran a partir de la entrada en vigencia del presente procedimiento, cuando lo estime conveniente, la SIGET podrá requerir los certificados de calibración de los medidores expedidos por el fabricante y/o por el Centro de Investigaciones de

Metrología (CIM), así como los certificados sobre el cumplimiento de las Normas Salvadoreñas Obligatorias establecidas por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y/o los Reglamentos Técnicos establecidos por el Organismo Salvadoreño de Reglamentación Técnica (OSARTEC).

CAPÍTULO IV: MUESTRA Y PRUEBA DE MEDIDORES EN USO

Art. 27. En el caso de la campaña para el control de los equipos de medición, la SIGET seleccionará los usuarios sujetos a la verificación del medidor de energía eléctrica, dicha selección será realizada aplicando criterios estadísticos y ubicación geográfica.

La SIGET realizará el sorteo correspondiente de acuerdo a la información contenida en la tabla DBMEDIDORES, descrita en la presente metodología.

La SIGET entregará a la distribuidora el listado de usuarios a los cuales se les realizara la verificación del medidor, con veinte (20) días de antelación al inicio de cada mes.

La distribuidora deberá notificar a la SIGET con cinco (5) días de anticipación el lugar y la fecha para la realización de la verificación del medidor, a fin de poder auditar la realización de la prueba.

Art. 28. La SIGET podrá auditar la realización de las verificaciones a los equipos de medición.

Con la finalidad de asegurar el cumplimiento de la cantidad de pruebas válidas mensuales a realizar, la SIGET remitirá a la distribuidora los listados de los usuarios seleccionados, incluyendo un número superior al diez por ciento (10%) de los definidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución. Se identificará claramente el orden de ocurrencia de los puntos seleccionados, que deberá ser el orden de referencia para la campaña para el control de los equipos de medición.

Art. 29. La cantidad de pruebas de la muestra podrá ser modificada si a juicio de la SIGET resultasen inadecuadas para garantizar el nivel de representatividad de los lotes seleccionados, en cuyo caso notificará al distribuidor con una antelación de seis (6) meses.

Art. 30. La SIGET enviará al distribuidor la plantilla de datos de los usuarios seleccionados para la campaña para el control de los equipos de medición, con los datos de los puntos en los cuales se realizaran las verificaciones a los equipos de medición.

La distribuidora deberá reenviar la misma plantilla completando los campos de dirección y fecha de realización de la prueba.

Art. 31. En el caso que no resulte posible la realización de las pruebas en alguno de los puntos seleccionados, se elegirá el punto siguiente de acuerdo con el orden de ocurrencia, dejando claramente identificado y documentado el motivo por el cual no se pudo realizar la prueba. La distribuidora dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes, deberá informar a la SIGET los puntos seleccionados a los que en el mes anterior no fue posible realizar la prueba con su respectiva justificación.

La SIGET analizará las justificaciones presentadas y dictaminará sobre la validez de las mismas, dentro de los primeros quince días hábiles del mes siguiente a la recepción de las justificaciones, informando al distribuidor la aceptación o rechazo de las justificaciones presentadas. Los puntos respecto de los cuales no sean aceptadas las justificaciones presentadas por el distribuidor, deberán ser tomados en cuenta para la campaña para el control de los equipos de medición inmediata posterior a la notificación, constituyéndose dicho punto en una verificación adicional a ser efectuada junto con las verificaciones correspondientes a ese mes calendario.

Art. 32. El distribuidor deberá realizar la cantidad de pruebas válidas conforme al rango de usuarios que posea; adicionalmente, deberá realizar las pruebas cuyas justificaciones no hayan sido aceptadas por la SIGET.

Art. 33. La SIGET llevará a cabo la selección de los usuarios a los cuales se les verificará la precisión del equipo de medición, considerando lotes de medidores de similares características tales como: marca, tipo, antigüedad, fabricante u otras características que considere la SIGET. El tamaño de la muestra deberá ser tal, que garantice la representatividad del lote y, por ende, del total del parque de medidores del distribuidor.

Para la selección de los lotes de medidores, deberán tomarse en cuenta los criterios siguientes:

- a) Fecha de instalación del medidor (se dará mayor prioridad a los medidores más antiguos);
- b) Fecha de la última contrastación y/o verificación;
- c) Marca y modelo (siendo prioritarios los modelos más antiguos);
- d) Ubicación geográfica (selección de muestras por departamento, municipio, etc.).

Art. 34. Se considerará que un lote de medidores incumple las exigencias establecidas, si el cinco por ciento (5%) o más de la muestra de dicho lote no cumple con las condiciones de calidad, exactitud y precisión establecidas en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y en la presente metodología. En estos casos la SIGET definirá las acciones a seguir, pudiendo solicitar la revisión y corrección de las calibraciones del lote completo de medidores evaluado o la sustitución de total o parcial de los medidores de dicho lote. En estos mismos casos la Distribuidora podrá solicitar a la SIGET, la aprobación de la emisión de una nueva muestra ampliada sobre el mismo lote de medidores que permita validar los resultados iniciales.

En caso de aprobarse por la SIGET ésta validación, la Distribuidora desarrollará la toma de la muestra de forma adicional, sin interferir con la cantidad de verificaciones a realizar mensualmente en el marco de la campaña para el control de los equipos de medición.

CAPÍTULO V: EQUIPOS DE PRUEBA DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

Art. 35. Los equipos con los que se realizarán las verificaciones de los medidores de energía eléctrica, deberán contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de las pruebas y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.

El equipo de medición a utilizar por el distribuidor deberá ser especialmente diseñado para realizar las pruebas de precisión de los medidores.

Art. 36. El distribuidor deberá enviar a la SIGET la base de datos que contendrá la identificación del número de serie de cada equipo de comprobación, marca, modelo y precisión; así como la fecha de adquisición, calibración y/o ajuste que cada uno en particular haya tenido, acompañado de su respectivo certificado.

El distribuidor remitirá a la SIGET dentro de los primeros quince (15) días del mes de noviembre de cada año, la base de datos conteniendo la totalidad de los equipos que propone utilizar para la realización de la campaña para el control de los equipos de medición para que sea aprobada, rechazada o modificada por la SIGET.

Las pruebas realizadas por medio de equipos no aprobados por la SIGET, no serán válidas.

Cuando la distribuidora requiera adicionar nuevos equipos de prueba, ésta deberá informarlo previamente a la SIGET adjuntando las certificaciones correspondientes a dichos equipos. La SIGET verificará que los nuevos equipos cumplan con las normativas requeridas, en caso de cumplirlas autorizará el uso de los mismos, y en caso contrario la SIGET no autorizará su uso y solicitará al Distribuidor que subsane las deficiencias.

Adicionalmente a lo anterior, cuando el distribuidor adquiera nuevos equipos para ser utilizados en la campaña para el control de los equipos de medición éste deberá informar a la SIGET las características técnicas de los mismos, el software de lectura y su licencia de uso, con el fin de que apruebe, rechace o emita observaciones sobre la utilización de dichos equipos.

En caso de incumplimiento de la disposición anterior, las pruebas realizadas con dichos equipos no serán válidas; en cuyo caso, el distribuidor deberá programar dichas pruebas dentro del plazo máximo de cinco (5) días siguientes contados a partir de la recepción de la resolución que en dicho sentido haya emitido la SIGET.

Art. 37. Las condiciones ambientales en que deberán funcionar los equipos de prueba serán las definidas en la Norma ANSI C12.1-2001, así como en las Normas Salvadoreñas Obligatorias establecidas por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y los Reglamentos Técnicos establecidos por el Organismo Salvadoreño de Reglamentación Técnica (OSARTEC).

Art. 38. El equipo de prueba (o su software de procesamiento) deberá permitir que los resultados de las pruebas sean almacenadas en archivos de texto plano, para su posterior procesamiento por parte de la SIGET.

Los equipos utilizados para las verificaciones deberán registrar al menos los siguientes parámetros:

- a) Código Prueba (Código SIGET)
- b) Registro de porcentaje a carga baja o ligera conforme a lo establecido en la norma ANSI C12.1-2001.
- c) Registro de porcentaje a carga plena o total conforme a lo establecido en la norma ANSI C12.1-2001.

- d) Registro de porcentaje del factor de potencia conforme a lo establecido en la norma ANSI C12.1-2001.
- e) Registro de porcentaje promedio conforme a lo establecido en la norma ANSI C12.1-2001.

Art. 39. La precisión y exactitud requerida para los sistemas de medición (Transformadores de corriente, potencial y medidores de energía), será conforme a lo establecido en la presente Metodología y en las normas ANSI C 12.1-2001 y C 57.13.

EQUIPO	% EXACTITUD
Medidor de estado sólido	0.2
Transformador de corriente	0.3
Transformador de potencial	0.3

Para los medidores electromecánicos y/o de pequeñas demandas en operación, se considerará que poseen un desempeño aceptable cuando el registro de porcentaje promedio, conforme a lo establecido en la norma ANSI C12.1-2001, no sea menor al noventa y ocho por ciento (98%) ni superior al ciento dos por ciento (102%).

Además, los medidores de energía, deberán ajustarse cuando el registro de error exceda 1% ya sea en carga total o carga ligera, teniendo en cuenta que el registro de los medidores de energía tanto en carga total como en carga ligera, deberá ajustarse dentro de estos límites procurando la menor desviación con respecto al 100%.

Con la finalidad de garantizar el buen desempeño de los equipos de medición, estos deberán responder a normas internacionales de fabricación tales como IEC o ANSI u otras que apruebe la SIGET, así como con las normas salvadoreñas obligatorias emitidas por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología y/o los Reglamentos Técnicos emitidos por el Organismo Salvadoreño de Reglamentación Técnica (OSARTEC).

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

Al finalizar las verificaciones de cada equipo de medición, conforme a lo establecido en la presente metodología (ya sea en el marco de la campaña para el control de los equipos de medición, o cuando aplica, debido a un reclamo, o una solicitud presentada por un usuario final que involucra una verificación del medidor o equipo de medición), se deberá completar el formulario de prueba y entregar copia del mismo con los resultados de las pruebas realizadas al usuario, adicionalmente se le deberá solicitar al usuario un acuse de recibido. El formulario original, con el acuse de recibo deberá ser archivado por la distribuidora y podrá ser requerido por la SIGET. Dicho formulario deberá contener al menos los siguientes datos:

- a) Nombre del usuario;
- b) ID del usuario;
- c) Dirección del usuario;
- d) Registro de Porcentaje promedio inicial (tal y como encontrado);
- e) Empresa distribuidora;
- f) Fecha y hora de inicio de la prueba;

- g) Fecha y hora de finalización de la prueba;
- h) Código del personal que realiza la prueba;
- i) Observaciones generales del técnico;
- j) Número telefónico del usuario;
- k) Firma del técnico responsable y del usuario;
- l) Registro de porcentaje promedio final (tal y como dejado);
- m) Observaciones generales del usuario.

CAPÍTULO VI: DETERMINACIÓN DE REGISTRO DE PORCENTAJE PROMEDIO

Art. 40. A continuación se describen los métodos para determinar el registro de porcentaje promedio según la Norma ANSI C12.1-2001.

Método 1

El registro de porcentaje promedio es el promedio ponderado del registro de porcentaje a carga baja (LL) y a carga total (FL), dando al registro de carga total un valor de cuatro (4). Usando este método:

$$\text{Registro de Porcentaje Promedio} = \frac{4FL + LL}{5}$$

En donde:

LL: Registro de porcentaje a carga baja

FL: Registro de porcentaje a carga total

Método 2

El registro de porcentaje promedio es el promedio del registro de porcentaje a carga baja (LL) y a carga total (FL), dando al registro de carga total un valor de uno (1). Usando este método:

$$\text{Registro de Porcentaje Promedio} = \frac{FL + LL}{2}$$

En donde:

LL: Registro de porcentaje a carga baja

FL: Registro de porcentaje a carga total

Método 3

El registro de porcentaje promedio es el registro de un solo punto, cuando este punto representa el registro dentro de un rango de carga.

Método 4

El registro de porcentaje promedio para medidores polifásicos es el promedio ponderado del registro de porcentaje a carga baja (LL) y a carga total (FL) y de factor de potencia (FP), proporcionando al registro de carga total un peso de cuatro (4) y al registro de carga baja un peso de dos (2). Usando este método:

$$\text{Registro de Porcentaje Promedio} = \frac{4FL + 2LL + PF}{7}$$

En donde:

LL: Registro de porcentaje a carga baja

FL: Registro de porcentaje a carga total

FP: Registro de porcentaje de factor de potencia

Métodos a utilizar por el distribuidor para realizar las pruebas de precisión

Art. 41. Para la determinación del registro de porcentaje promedio conforme a lo establecido en la norma ANSI C12.1-2001, se utilizarán las fórmulas que a continuación se detallan. No obstante, podrá utilizarse el método más conveniente al tipo de carga. Las pruebas realizadas con métodos no autorizados por la SIGET serán consideradas como no válidas; en cuyo caso el distribuidor deberá programar nuevas pruebas dentro de un plazo máximo de cinco (5) días, contados a partir de la recepción de la orden que en ese sentido haya emitido la SIGET.

Método A

Para la determinación del registro de porcentaje promedio de los medidores electromecánicos, se utilizará la siguiente expresión:

$$\text{Registro de Porcentaje Promedio} = \frac{FL + LL}{2}$$

En donde:

LL: Registro de porcentaje a carga baja

FL: Registro de porcentaje a carga total

Método B

Para la determinación del registro de porcentaje promedio de los medidores electrónicos e híbridos, se utilizará la siguiente expresión:

$$\text{Registro de Porcentaje Promedio} = \frac{4FL + 2LL + PF}{7}$$

En donde:

LL: Registro de porcentaje a carga baja
 FL: Registro de porcentaje a carga total
 PF: Registro de porcentaje a factor de potencia

Cuando lo considere conveniente, la SIGET podrá requerir al distribuidor la realización de pruebas con cualquiera de los métodos indicados en el artículo 40.

CAPÍTULO VII: CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE MEDIDORES DE ENERGÍA

Art. 42. Los medidores de energía cuya precisión sea verificada en virtud de la atención de un reclamo del usuario final (conforme a lo establecido en el artículo 11 de la presente metodología), conexión de nuevos suministros de energía, sustitución de equipos de medición existentes, aceptación de lotes de nuevos medidores, actividades de mantenimiento de las empresas distribuidora o la campaña para el control de los equipos de medición, etcétera, deberán ajustarse al 100% cuando el registro de error exceda el 1% ya sea en carga total (100%) o carga baja (10%) o cuando el registro de error exceda el 2% en el factor de potencia. El ajuste deberá realizarse dentro de los citados límites procurando la menor desviación con respecto al 100%, tanto en carga plena o total como en carga baja o ligera.

En caso de no ser posible el ajuste del medidor de energía a los parámetros indicados en la presente metodología, éste deberá ser reemplazado por uno debidamente ajustado y/o calibrado y que cumpla con lo establecido en la Norma ANSI C12.1-2001 o la que la sustituya; dicho cambio será efectuado por el distribuidor.

CAPÍTULO VIII: INFORMACIÓN A REMITIR MENSUALMENTE

Art. 43. La distribuidora deberá notificar a la SIGET dentro del plazo máximo de cinco (5) días de anticipación, el lugar y fecha para la realización de verificaciones de los equipos de medición que se realizarán en el mes, mediante el formato contenido en la siguiente tabla.

Tabla No. 1

CAMPAÑA DE VERIFICACIÓN DE EXACTITUD DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

DISTRIBUIDORA PERIODO

Número	Id del Usuario	Nombre del Usuario	Dirección	Fecha Prueba

Art. 44. El distribuidor procesará la información registrada de las pruebas realizadas y remitirá a la SIGET dentro de los primeros quince (15) días del mes siguiente, la información que a continuación se detalla:

- a) Resumen y detalle de los resultados obtenidos, observaciones y eventos ocurridos en el proceso de ejecución de las pruebas.

- b) Copia de los archivos de las pruebas sin ningún tipo de procesamiento (Archivos Vírgenes), obtenidos de las pruebas realizadas.
- c) Archivo plano (TXT o CSV) conteniendo la información de las pruebas realizadas en el mes, según los formatos establecidos para tal efecto en la presente metodología.

Art. 45. La información provista por las empresas distribuidoras a la SIGET, deberá incluir los casos de excepción en los que fue imposible efectuar la verificación programada, consignando las razones y pruebas que los justifique y la medición efectuada en reemplazo.

CAPÍTULO IX: BASE DE DATOS Y PERIODICIDAD DE ENVÍO

Art. 46. El distribuidor deberá remitir a la SIGET la información requerida en la presente metodología; dicha información deberá ser organizada en tablas en formato ASCII.

Los campos de los registros informados en la tabla deberán estar delimitados por el separador PIPE (|). Asimismo como final de línea se debe utilizar CrLf (ASCII 13 + ASCII 10).

Se deben informar la totalidad de los campos.

Para uniformizar los formatos: Fecha y Fecha + Hora, los mismos deberán ser presentados en formato: dd/mm/yyyy; dd/mm/yyyy hh:mm.

Ejemplo:

- Fecha: 12/02/2010
- Fecha + Hora: 12/02/2010 14:38

El campo decimal será informado con tres (3) decimales, mientras que los campos de texto no podrán informarse con delimitadores propios, comillas dobles (“”) o simples (‘’).

Art. 47. El distribuidor remitirá mensualmente a la SIGET la base de datos de medidores de sus usuarios. Dicha base de datos deberá contener la información que se detalla a continuación:

La tabla deberá remitirse a la SIGET en medio magnético, nombrada de acuerdo a la codificación:

1 2 3 4 5 6 7_NOMBRETABLA.xxx

Dígito 1: Código de identificación de la Distribuidora

Los códigos de identificación de las empresas distribuidoras serán los siguientes:

Empresa	Código
CAESS	A
CLESA	B
DEUSEM	C
DELSUR	D
EEO	E
EDESAL	F
B&D SERVICIOS TÉCNICOS	G
ABRUZZO	H

Dígito 2: Código de identificación de la campaña para el control de los equipos de medición

- C: Calidad de Servicio Comercial

Dígitos 3 4 5 y 6: Código de identificación del año de envío

Cuatro dígitos del año

Dígito 7: Código de identificación del mes de envío

- Del 1 al 9 en los meses de Enero a Septiembre
- O Para Octubre
- N Para Noviembre
- D Para Diciembre

NOMBRETABLA: Deberá ser BDMEDIDORES

xxx: Se refiere a la extensión del archivo (TXT)

Ejemplo:

BC20101_BDMEDIDORES.TXT

Definición de campos de la tabla BDMEDIDORES

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDEmpresa	Código de identificación de la empresa distribuidora	Entero
IDUsuario	Código de identificación del usuario (Conforme a lo informado en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución)	Texto (30)
IDMedidor	Código de identificación del medidor	Texto (25)
Dirección	Dirección del suministro adscrito al medidor	Texto (250)
FabMed	Fabricante del medidor	Texto (50)
TipoRegistro	Indica si es un registro dado de alta, de baja o si tiene modificación en alguno de sus campos (A=Alta, B=Baja, M=Modificación)	Texto (1)
ClaseMed	Clase del medidor	Entero
NumElem	Numero de elementos	Texto (5)
Fases	Fases	Entero
Hilos	Número de hilos	Texto (5)
ConsTotalMed	Constante total de la medición	Texto (5)
VolOperacion	Voltaje de operación	Entero
ConsDemMax	Constante de demanda máxima	Texto (10)
Rr	Razon de registro	Texto (10)
kH	Revoluciones del disco por kilowattthora (kh)	Decimal
Kr	Constante propia del registro	Texto (10)
IPru	Corriente de prueba	Entero
Imax	Corriente máxima del medidor	Entero
FechaCom	Fecha de compra del medidor	Fecha
FechaIn	Fecha de instalación del medidor	Fecha
FechaVer	Fecha de la ultima verificación realizada al medidor	Fecha
Rtc	Relación de transformación de los transformadores de corriente	Texto (5)
Rtp	Relación de transformación de los transformadores de potencial	Texto (5)
FechaIntc	Fecha de instalación del TC	Fecha
FechaIntp	Fecha de instalación del TP	Fecha
Mod	Modelo del medidor	Texto (15)
Frecuencia	Frecuencia nominal	Entero
ExactitudMed	Exactitud dejada al medidor	Decimal
ExactitudTc	Exactitud del transformador de corriente	Decimal
ExactitudTp	Exactitud del transformador de potencial	Decimal
Departamento	Departamento	Texto (50)
Municipio	Municipio	Texto (50)

Para el caso del campo “**IDEmpresa**”, la codificación a utilizar será la siguiente:

Empresa	Código
CAESS	1
CLESA	2
DEUSEM	3
DELSUR	4
EEO	5
EDESAL	6
B&D SERVICIOS TÉCNICOS	7
ABRUZZO	8

En el caso del campo “ExactitudMed”, se deberá colocar el registro de porcentaje promedio dejado al equipo de medición, ya sea porque se le realizó una prueba en campo o por que fue calibrado en laboratorio. Para el caso de los medidores a los cuales no se les realizó prueba en campo en el período de control, y la distribuidora no cuente con registros de ajuste del medidor previos a la instalación del mismo, deberá informar el campo “ExactitudMed” nulo.

Los campos “ExactitudTc” y “ExactitudTp”, se informaran nulos cuando la medición no cuente con dichos transformadores.

La tabla **BDMEDIDORES** deberá entregarse anualmente y contener actualizaciones mensuales.

La tabla **BDMEDIDORES** se enviará completa detallando todos los usuarios que estuvieron activos durante el primer mes del período de control, conjuntamente con las correspondientes tablas mensuales indicadas en el anexo A de la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Comercial. Debe tenerse en cuenta que en el campo “TipoRegistro”, debe figurar la letra “A”.

En los meses siguientes, solamente deben enviarse aquellos registros de usuarios que hayan estado de ALTA, de BAJA o que hayan sufrido modificación del medidor en el mes informado.

Todos los medidores de usuarios dados de baja en el mes “N” se deberán informar con los datos correspondientes al mes “N+1” colocando los datos que figuran en la tabla “**DBMEDIDORES**” y en el campo “TipoRegistro” la letra “B”.

Para el caso de las modificaciones se le dará el mismo tratamiento que para los usuarios dados de BAJA, colocando los datos que figuran en la tabla “**BDMEDIDORES**” con las adecuaciones efectuadas y en el campo “TipoRegistro” la letra “M”.

En la tabla antes indicada, para el caso de los medidores de energía y sistemas de medición en operación al comienzo de la etapa inicial de la presente metodología, la distribuidora deberá utilizar toda aquella información disponible en sus sistemas informáticos y archivos electrónicos (archivos en formato, Excel, Acces, csv y similares que mediante algún procedimiento puedan ser exportados a bases de datos) a fin de que los datos de cada registro estén lo más completo posible; en el caso de que existan medidores de energía o sistemas de medición instalados antes de la entrada en vigencia de la presente metodología, para los cuales la información antes requerida no

esté disponible en los sistemas informáticos ni en archivos electrónicos de las empresas distribuidoras, los campos de los registros correspondientes deberán contener valores nulos.

Art. 48. Las verificaciones realizadas, deberán contar con una codificación única. A continuación se establece la forma en la que deberán ser codificados dichas verificaciones:

POSICION	DESCRIPCIÓN	CODIGO	
1	Una letra según la empresa Distribuidora	Asignado por la SIGET	
2	Calidad Comercial	C	
3	Mes de realización de la prueba	1.....9	
	Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre		
	Octubre		O
	Noviembre		N
	Diciembre		D
4, 5, 6 y 7	Año	2007, 2008, 2009....	
	2007, 2008, 2009.....		
8, 9 y 10	Tres dígitos para identificar la medición en cada mes	001.....999	

El primer dígito de la codificación se refiere al código de la empresa distribuidora y será asignado por la SIGET de la forma siguiente:

EMPRESA	CÓDIGO SIGET
CAESS	A
CLESA	B
DEUSEM	C
DELSUR	D
EEO	E
EDESAL	F
B&D SERVICIOS TÉCNICOS	G
ABRUZZO	H

Ejemplo: ACO2010045

Dónde:

- A: Código Distribuidora
- C: Calidad Comercial
- O: Prueba realizada en Octubre
- 2010: Prueba realizada en el año 2010
- 045: 45 Prueba realizada

El nombre del archivo de la prueba deberá estar conformado de acuerdo a la codificación anterior.

Art. 49. El distribuidor deberá remitir mensualmente una tabla conteniendo la información de todas las verificaciones realizadas (tanto a medidores en operación como a medidores nuevos o usados a ser instalados para nuevos servicios o para reemplazo de medidores en operación, cuya precisión haya sido verificada por el distribuidor) en formato ASCII, que deberá estar denominada

con la siguiente codificación, la cual permitirá su identificación en forma unívoca de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8_NOMBRETABLA.xxx

Dígito 1: Código de identificación de la frecuencia de envío de la información.

- M: Para identificar que la tabla es información remitida en forma mensual.

Dígito 2: Código de identificación de la distribuidora

Los códigos de identificación de las empresas distribuidoras serán como se detalla a continuación:

EMPRESA	CÓDIGO SIGET
CAESS	A
CLESA	B
DEUSEM	C
DELSUR	D
EEO	E
EDESAL	F
B&D SERVICIOS TÉCNICOS	G
ABRUZZO	H

Dígito 3: Código de identificación del tipo de calidad

- C: Calidad Comercial

Dígitos 4, 5, 6 y 7: Código de identificación del año de envío

- Cuatro dígitos del año

Dígito 8: Código de identificación del mes de envío

- Del 1 al 9 en los meses de Enero a Septiembre
- O Para Octubre
- N Para Noviembre
- D Para Diciembre

NOMBRETABLA deberá ser “CALIBRAMED”

xxx: Se refiere a la extensión del archivo (TXT)

Ejemplo:

MDC2010D_CALIBRAMED.TXT

Definición de los campos de la tabla “CALIBRAMED”

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDEmpresa	Código de identificación de la empresa distribuidora.	Entero
CodPrueba	Número de identificación unívoco asignado por la SIGET. En el caso de que después de la verificación se lleve a cabo un cambio de medidor, este código se puede repetir, pero con diferente IDMedidor. (Ver notas 3 y 4).	Texto(15)
CodTrámite	Código de trámite relacionado con el nuevo servicio, reconexión o reclamo interpuesto por el usuario (cuando aplique, ver nota 4).	Texto (15)
PeriodoPrueba	Periodo de realización de la prueba.	Texto(15)
IDUsuario	Código de identificación del usuario.	Texto(30)
IDMedidor	Identificación del medidor encontrado al que se le realiza la prueba, o si es el caso, del medidor instalado o dejado para un nuevo servicio o para reemplazo de un medidor en operación. (Ver nota 3). El IDmedidor debe ser único para el medidor, independientemente de que a lo largo de su vida útil pueda ser reutilizado en diversos suministros.	Texto(25)
MarcaMedidor	Marca del medidor encontrado al que se le realiza la prueba, o si es el caso, del medidor instalado o dejado para un nuevo servicio o para reemplazo de un medidor en operación. (Ver nota 3).	Texto(20)
TipoMedidor	Tipo de medidor, acorde a lo establecido para la tabla DATOS_USUARIOS descrita en el Anexo A del Acuerdo No. 32-E-2005.	Texto(20)
TipoTecnología	M: Medidor electromecánico E: Medidor electrónico H: medidor híbrido	Texto(1)
FechaInstalacion	Fecha de instalación del medidor encontrado al que se le realiza la prueba, o si es el caso, del medidor instalado o dejado para un nuevo servicio o para reemplazo de un medidor en operación (ver nota 3). Estas fechas deben coincidir con las informadas en la tabla DATOS_USUARIOS.	Fecha
RPCargaAltaE	Registro de porcentaje encontrado a carga alta (ver notas 1 y 2).	Decimal
RPCargabajaE	Registro de porcentaje encontrado a carga baja (ver notas 1 y 2).	Decimal
RPFactordePotenciaE	Registro de porcentaje encontrado a factor de potencia, si aplica, según el método de cálculo del registro de porcentaje promedio (ver notas 1 y 2).	Decimal
RPPEncontrado	Registro de porcentaje Promedio inicial, encontrado al realizar la prueba (ver notas 1 y 2).	Decimal
FechaInicioComprobacion	Fecha y hora de inicio de la prueba	Fecha+hora
FechaFinalizacionComprobacion	Fecha y hora de finalización de la prueba	Fecha+hora
RPCargaAltaD	Registro de porcentaje dejado a carga alta (ver notas 1 y 3).	Decimal
RPCargaBajaD	Registro de porcentaje dejado a carga baja (ver notas 1 y 3).	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
RPFactordePotenciaD	Registro de porcentaje dejado a factor de potencia, si aplica, (ver notas 1 y 3).	Decimal
RPPDejado	Registro de Porcentaje promedio dejado al finalizar la prueba (ver notas 1 y 3).	Decimal
Accion	Acción ejecutada.	Texto(2)
MarcaEquipoPrueba	Marca del equipo con el cual se realiza la prueba.	Texto(25)
ModeloEquipoPrueba	Modelo del equipo con el cual se realiza la prueba.	Texto(25)
SerieEquipoPrueba	Número de serie del equipo con el cual se realiza la prueba.	Texto(30)
CodPersonal	Código de personal según el formulario físico indicado en el artículo 39 de la presente metodología.	
NombrePersonal	Primer nombre y primer apellido de la persona que realiza la prueba.	Texto(150)

Nota1: Cuando no se haya efectuado ajuste a un medidor, los registros de porcentajes encontrados y dejados deberán ser iguales.

Nota 2: Cuando se instale un medidor para un nuevo servicio, los campos correspondientes a los registros de porcentaje encontrados deberán informarse con valores nulos. Si la empresa distribuidora instala un medidor al que le ha efectuado pruebas de verificación en algún momento, en los campos correspondientes a los registros de porcentaje dejados deberá informar los resultados de la última verificación realizada, por otra parte, si la precisión de dicho medidor nunca ha sido verificada por la distribuidora, en los referidos campos deberá informar, si lo conoce, los datos informados por el fabricante o proveedor de los medidores, de lo contrario, deberá informar tales campos con valores nulos.

Nota 3: Cuando un medidor sea reemplazado, deberán informarse dos registros, uno para el medidor encontrado, y otro para el medidor dejado. En el registro del medidor encontrado, los campos correspondientes a los registros de porcentaje dejados deberán informarse con valores nulos, mientras que en el registro del medidor dejado, los campos correspondientes a los registros de porcentajes encontrados deberán informarse con valores nulos.

Nota 4: En los registros relacionados con verificaciones no pertenecientes a la campaña para el control de los equipos de medición, tales como instalación de medidores para nuevos servicios, reconexiones, o reemplazos o ajustes de medidores debido a reclamos de usuarios finales, etc., el campo CodPrueba deberá registrarse con valor nulo y en el campo CodTramite deberá registrarse el código de trámite correspondiente (del nuevo servicio, reconexión, reclamo, u otro) según lo informado en las tablas descritas en la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Comercial; si el registro no tiene relación con la campaña para el control de los equipos de medición y tampoco tiene asociado ningún código de trámite comercial, ambos campos (CodPrueba y CodTramite) deberán informarse con valores nulos.

Para el caso del campo “**IDEmpresa**”, la codificación a utilizar será la siguiente:

Empresa	Código
CAESS	1
CLESA	2
DEUSEM	3
DELSUR	4
EEO	5
EDESAL	6
B&D SERVICIOS TÉCNICOS	7
ABRUZZO	8

El campo “**CodPrueba**” corresponde al código asignado a la prueba según se establece en el artículo 48 de la presente metodología.

En el caso del campo “**PeriodoPrueba**”, el código estará compuesto por el año, el mes y el primer día del mes correspondiente a la fecha de la realización de la prueba, por ejemplo:

Para el caso del campo PeriodoPrueba:

Fecha Prueba	PeriodoPrueba
01/01/2008	01/01/2008
15/01/2008	01/01/2008
15/02/2008	01/02/2008
12/03/2008	01/03/2008
04/05/2009	01/05/2009
13/05/2010	01/05/2010
20/05/2010	01/05/2010

En el caso del campo “**Accion**”, se refiere a la acción ejecutada a partir de los resultados de la prueba inicial, clasificándose de la siguiente forma:

Acción Ejecutada	Código
Calibración del medidor	C
Reemplazo del medidor	R
Ajuste en programación	AP
Instalación de medidor por nuevo servicio	NS

CAPÍTULO X: DISPOSICIÓN TRANSITORIA

Art. 50. En el periodo comprendido desde la entrada en vigencia de la presente metodología y hasta el año 2017, las empresas distribuidoras podrán mantener en operación equipos de medición que sobrepasen su vida útil, sin embargo, éstas deberán garantizar que tal situación sea solventada antes de iniciar el año 2018.

DECRETO Nº 843.-

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE EL SALVADOR,

CONSIDERANDO:

- I.- Que es obligación del Estado asegurar a los habitantes de la República el bienestar económico y la justicia social.
- II.- Que el Estado debe promover el desarrollo económico y social, mediante el incremento de la producción, la productividad y la racional utilización de recursos, garantizando la libertad económica y fomentando la iniciativa privada, dentro de las condiciones necesarias de competencia, para acrecentar la riqueza nacional y para asegurar los beneficios de ésta al mayor número de habitantes del país.
- III.- Que se requiere de un adecuado y sostenido desarrollo de las actividades relacionadas con el sector eléctrico nacional, para lo cual es necesario y conveniente que el sector productivo del país se integre plenamente a las mismas.
- IV.- Que es necesario el establecimiento de un marco regulatorio que permita e incentive la inversión en las distintas actividades del sector, ya que la Ley de Servicios Eléctricos, vigente desde el 18 de enero de 1936, ha dejado de ser un instrumento ágil, práctico e idóneo.

POR TANTO,

en uso de sus facultades constitucionales y a iniciativa del Presidente de la República por medio del Ministro de Economía,

DECRETA la siguiente:

LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD

CAPITULO I DISPOSICIONES GENERALES

Art. 1.- La presente Ley norma las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Sus disposiciones son aplicables a todas las entidades que desarrollen las actividades mencionadas, sean estas de naturaleza pública, mixta o privada, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

Art. 2.- La aplicación de los preceptos contenidos en la presente Ley, tomará en cuenta los siguientes objetivos:

- a) Desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica;

-
- b) Libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución, sin más limitaciones que las señaladas por la ley;
 - c) USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LOS RECURSOS E INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA; (7)
 - d) Fomento del acceso al suministro de energía eléctrica para todos los sectores de la población; y,
 - e) Protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector.

Art. 3.- LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES, EN ADELANTE LA SIGET, SERÁ LA RESPONSABLE DEL CUMPLIMIENTO DE LAS DISPOSICIONES DE LA PRESENTE LEY.

PARA LO CUAL SE LE FACULTA:

- a) VELAR POR LA DEFENSA DE LA COMPETENCIA EN LOS TÉRMINOS ESTABLECIDOS EN LA PRESENTE LEY;
- b) SUPERVISAR Y VIGILAR LA EJECUCIÓN Y CUMPLIMIENTO DE LAS CONDICIONES DE LAS CONCESIONES Y LOS PERMISOS PARA ESTUDIO DE LOS PROYECTOS DE CONCESIONES PARA LA EXPLOTACIÓN DE LOS RECURSOS HIDRÁULICOS Y GEOTÉRMICOS;
- c) DETERMINAR LA EXISTENCIA DE CONDICIONES QUE GARANTICEN LA SANA COMPETENCIA EN LOS PRECIOS OFERTADOS EN EL MERCADO REGULADOR DEL SISTEMA, DE CONFORMIDAD CON EL ARTÍCULO 112-E DE LA LEY;
- d) RESOLVER CONFLICTOS SOMETIDOS A SU COMPETENCIA Y APLICAR LAS SANCIONES CORRESPONDIENTES CONTENIDAS EN LA PRESENTE LEY;
- e) INFORMAR A LA ASAMBLEA LEGISLATIVA LAS NUEVAS SOLICITUDES DE CONCESIÓN RECIBIDAS POR LA SIGET, Y UNA VEZ COMPLETO EL EXPEDIENTE REMITIRLO DEBIDAMENTE FOLIADO; y,
- f) REQUERIR LA INFORMACIÓN NECESARIA PARA EL CUMPLIMIENTO DE SUS FINES, DE CONFORMIDAD A LO ESTABLECIDO EN LA PRESENTE LEY. (3) (7)

Art. 4.- PARA LOS EFECTOS DE LA PRESENTE LEY, SE ESTABLECEN LAS SIGUIENTES DEFINICIONES:

- a) ALTO VOLTAJE: ES EL NIVEL DE TENSIÓN IGUAL O SUPERIOR A 115 KILOVOLTIOS;
- b) BAJO VOLTAJE: ES EL NIVEL DE TENSIÓN INFERIOR A 115 KILOVOLTIOS;
- c) COMERCIALIZADOR: ES LA ENTIDAD QUE COMPRA LA ENERGÍA ELÉCTRICA A OTROS

OPERADORES CON EL OBJETO DE REVENDERLA;

- d) CONCESIÓN: ACTO MEDIANTE EL CUAL LA ASAMBLEA LEGISLATIVA EN SU CALIDAD DE CONCEDENTE Y POR MEDIO DE DECRETO LEGISLATIVO, FACULTA POR UN PLAZO Y CONDICIONES DETERMINADAS A LA ENTIDAD, PARTICULAR, PÚBLICA, MIXTA O ASOCIO PÚBLICO PRIVADO, QUE EN ADELANTE SE DENOMINARÁ CONCESIONARIO, PARA LA EXPLOTACIÓN DE UN RECURSO, HIDRÁULICO O GEOTÉRMICO, CON EL FIN DE GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA;
- e) CONEXIÓN: ES EL ENLACE QUE PERMITE A UN USUARIO FINAL RECIBIR ENERGÍA ELÉCTRICA DE UNA RED DE TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN;
- f) DISTRIBUIDOR: ES LA ENTIDAD POSEEDORA Y OPERADORA DE INSTALACIONES CUYA FINALIDAD ES LA ENTREGA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN REDES DE BAJO VOLTAJE;
- g) ENTIDAD: PERSONA NATURAL O JURÍDICA;
- h) GENERADOR: ES LA ENTIDAD POSEEDORA DE UNA O MÁS CENTRALES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, QUE COMERCIALIZA SU PRODUCCIÓN EN FORMA TOTAL O PARCIAL;
- i) GENERADOR CONCESIONARIO: ES LA ENTIDAD AUTORIZADA POR LA ASAMBLEA LEGISLATIVA, MEDIANTE UNA CONTRATA DE CONCESIÓN EMITIDA POR LA MISMA, PARA EXPLOTAR RECURSOS HIDRÁULICOS O GEOTÉRMICOS DURANTE UN PLAZO DETERMINADO;
- j) INTERCONEXIÓN: ES EL ENLACE QUE PERMITE A DOS OPERADORES LA TRANSFERENCIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA ENTRE SUS INSTALACIONES;
- k) NODO: ES EL PUNTO DONDE SE UNEN VARIOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO;
- l) OPERADOR: ES CUALQUIER ENTIDAD GENERADORA, TRANSMISORA, DISTRIBUIDORA O COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA;
- m) RED DE TRANSMISIÓN: ES EL CONJUNTO INTEGRADO DE EQUIPOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTO VOLTAJE;
- n) RED DE DISTRIBUCIÓN: ES EL CONJUNTO INTEGRADO DE EQUIPOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJO VOLTAJE;
- o) TRANSMISOR: ES LA ENTIDAD POSEEDORA DE INSTALACIONES DESTINADAS AL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN REDES DE ALTO VOLTAJE, QUE COMERCIALIZA SUS SERVICIOS;
- p) USUARIO FINAL: ES QUIEN COMPRA LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO PROPIO; y,
- q) COMERCIALIZADOR INDEPENDIENTE: AQUELLA PERSONA NATURAL O JURÍDICA

DEDICADA A LA COMERCIALIZACIÓN DESVINCULADA PATRIMONIALMENTE DE CUALQUIER OTRO OPERADOR. EXISTIRÁ VINCULACIÓN PATRIMONIAL CUANDO UNO O MÁS ACCIONISTAS COMUNES, DIRECTAMENTE O POR MEDIO DE PERSONAS JURÍDICAS, SEAN PROPIETARIOS DE ACCIONES QUE REPRESENTEN MÁS DEL CINCUENTA POR CIENTO DEL CAPITAL PAGADO DE UN OPERADOR, O CUANDO, NO OBSTANTE POSEER PORCENTAJES INFERIORES A ESE MONTO, A JUICIO DE LA SUPERINTENDENCIA O A DECLARATORIA POR PETICIÓN DE PARTE INTERESADA, EXISTA CONTROL COMÚN DE LAS CITADAS ENTIDADES. EXISTE CONTROL COMÚN DE UNA SOCIEDAD PARA LOS EFECTOS DE ESTA LEY, CUANDO UNA PERSONA O UN CONJUNTO DE PERSONAS ACTUANDO EN FORMA CONJUNTA, DIRECTAMENTE O A TRAVÉS DE TERCEROS, PARTICIPA EN LA PROPIEDAD DE LA SOCIEDAD O TIENE PODER PARA REALIZAR ALGUNA DE LAS SIGUIENTES ACTUACIONES:

- 1) ASEGURAR LA MAYORÍA DE VOTOS EN LAS JUNTAS GENERALES DE ACCIONISTAS O ELEGIR A LA MAYORÍA DE DIRECTORES.
- 2) CONTROLAR AL MENOS UN DIEZ POR CIENTO DEL CAPITAL CON DERECHO A VOTO DE LA SOCIEDAD, SALVO QUE EXISTA OTRA PERSONA O GRUPO DE PERSONAS CON ACUERDO DE ACTUACIÓN CONJUNTA, QUE CONTROLE DIRECTAMENTE O A TRAVÉS DE TERCEROS, UN PORCENTAJE IGUAL O MAYOR AL ANTERIORMENTE CITADO.

TAMBIÉN EXISTE CONTROL COMÚN CUANDO HAYAN DOS O MÁS DIRECTORES COMUNES ENTRE LAS SOCIEDADES MENCIONADAS CUANDO HAGAN USO DE IMAGEN CORPORATIVA COMÚN. (7)

Art. 5.- LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA EXPLOTACIÓN DE RECURSOS HIDRÁULICOS Y GEOTÉRMICOS, REQUERIRÁN DE CONCESIÓN APROBADA POR LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE CONFORMIDAD CON LAS DISPOSICIONES ESTABLECIDAS EN LA PRESENTE LEY.

LAS CONCESIONES QUE SE OTORGASEN A PLANTAS GENERADORAS CON CAPACIDAD NOMINAL TOTAL MENOR O IGUAL A CINCO MEGAVATIOS SE TRAMITARÁN MEDIANTE EL PROCEDIMIENTO ESTABLECIDO EN LA LEY REGULADORA PARA EL OTORGAMIENTO DE CONCESIONES DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN PEQUEÑA ESCALA Y LAS QUE SU REGLAMENTO ESTABLEZCA.

LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE RECURSOS RENOVABLES PROVENIENTES DE ENERGÍA SOLAR, EÓLICA, Y BIOMASA NO REQUERIRÁN DE CONCESIÓN. (3) (7)

Art. 6.- La instalación y operación de centrales nucleoelectricas se regirá por una Ley Especial.

Art. 7.-LAS ACTIVIDADES DE GENERACIÓN NO CONTEMPLADAS EN LOS ARTÍCULOS 5 Y 6, ASÍ COMO LAS DE TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, SE REALIZARÁN PREVIA INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO DE OPERADORES DEL SECTOR ELECTRICIDAD QUE LLEVARÁ LA SIGET. DICHA INSCRIPCIÓN DEBERÁ ACTUALIZARSE ANUALMENTE.

LOS OPERADORES QUE IMPORTEN ENERGÍA Y LOS GENERADORES DEBERÁN PAGAR ANUALMENTE A LA SIGET EN CONCEPTO DE TASA POR LA ACTUALIZACIÓN DEL REGISTRO, TRES COLONES TREINTA Y NUEVE CENTAVOS POR CADA MEGAVATIO HORA INYECTADO CON FINES

COMERCIALES DURANTE EL AÑO INMEDIATO ANTERIOR. ESTE VALOR DEBERÁ AJUSTARSE ANUALMENTE POR LA SIGET, TOMANDO EN CUENTA EL ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR PUBLICADO POR EL MINISTERIO DE ECONOMÍA. (1) (3)

Art. 8.- SALVO LA EXCEPCIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE ARTÍCULO, UNA MISMA ENTIDAD PODRÁ DESARROLLAR ACTIVIDADES DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, TODA VEZ QUE ESTABLEZCA SISTEMAS DE CONTABILIDAD SEPARADOS PARA CADA UNA DE ELLAS Y SE ENCUENTREN REGISTRADOS COMO TALES EN LA SIGET.

SE FACULTA A LA SIGET PARA ESTABLECER LAS NORMAS CON LAS QUE DEBERÁN CUMPLIR LOS SISTEMAS DE CONTABILIDAD DE LOS OPERADORES QUE DESARROLLEN LAS ACTIVIDADES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN, ASÍ COMO DE LA UNIDAD DE TRANSACCIONES.

LAS ENTIDADES QUE DESARROLLEN ACTIVIDADES DE GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, NO PODRÁN SER ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD QUE RESULTE DE LA REESTRUCTURACIÓN DE CEL, QUE TENGA COMO GIRO NORMAL DE OPERACIONES LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, Y NI ÉSTA, NI SUS ACCIONISTAS, PODRÁN PARTICIPAR EN LAS SOCIEDADES QUE DESARROLLEN LAS MENCIONADAS ACTIVIDADES.

PARA AGREGAR O RETIRAR CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN EL OPERADOR NO CONCESIONARIO DEBERÁ AVISAR CON SEIS MESES DE ANTICIPACIÓN A LA SIGET Y ÉSTA DETERMINARÁ LAS CONDICIONES DE APROBACIÓN O DENEGATORIA DE LA SOLICITUD Y GARANTIZARÁ QUE EN NINGÚN CASO SE AFECTE DIRECTA O INDIRECTAMENTE LAS CONDICIONES TARIFARIAS, DE OPERACIÓN, SEGURIDAD O CALIDAD DEL SISTEMA.

LAS SOLICITUDES DE ADICIÓN O RETIRO DE CAPACIDAD DE GENERADORES CONCESIONARIOS SERÁN PRESENTADAS CON LA MISMA ANTICIPACIÓN A LA SIGET PARA QUE SEA ENVIADO A LA ASAMBLEA LEGISLATIVA, QUIÉN DICTAMINARÁ LO PERTINENTE A CADA CASO PARTICULAR MEDIANTE DECRETO RESPECTIVO. (3) (7)

Art. 9.- LOS CARGOS POR EL USO DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN, POR LA OPERACIÓN COORDINADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN, LA OPERACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA, LAS VENTAS AL USUARIO FINAL, LOS CARGOS POR CONEXIÓN Y RECONEXIÓN DE USUARIOS FINALES A REDES DE DISTRIBUCIÓN Y PARA LA CONEXIÓN DE NUEVAS REDES DE DISTRIBUCIÓN, ESTARÁN SUJETOS A LA REGULACIÓN Y APROBACIÓN POR PARTE DE LA SIGET.

TODOS AQUELLOS COSTOS ASOCIADOS A LA CONEXIÓN O RECONEXIÓN DE USUARIOS FINALES A REDES DE DISTRIBUCIÓN, TALES COMO FACTIBILIDAD DEL SERVICIO, INSPECCIÓN, ELABORACIÓN DE PRESUPUESTO, APROBACIÓN DE PLANOS, ENTRE OTROS, SERÁN REGULADOS Y APROBADOS POR LA SIGET.

LAS POTESTADES DE APROBACIÓN DE LA SIGET DE LOS CARGOS ANTES ENUMERADOS INCLUYEN LAS DE REQUERIR LAS ACLARACIONES, AMPLIACIONES O JUSTIFICACIONES NECESARIAS PARA VERIFICAR EL CUMPLIMIENTO DE LO DISPUESTO EN LA PRESENTE LEY, SU REGLAMENTO Y LAS DEMÁS NORMAS DE CARÁCTER GENERAL QUE RESULTEN APLICABLES.

CUANDO LOS CARGOS PROPUESTOS POR LOS OPERADORES O LA UNIDAD DE TRANSACCIONES

NO CUMPLAN CON LO DISPUESTO EN LA PRESENTE LEY, SU REGLAMENTO O LAS NORMAS QUE RESULTEN APLICABLES, LA SIGET DEBERÁ INDICAR LAS MODIFICACIONES NECESARIAS PARA GARANTIZAR SU CUMPLIMIENTO Y REMITIRLAS A LOS SOLICITANTES PARA SU ADECUACIÓN, A LOS FINES DE SU POSTERIOR APROBACIÓN.

LA ADECUACIÓN DEBERÁ SER REALIZADA POR LOS SOLICITANTES Y PRESENTADA EN EL PLAZO RAZONABLE QUE DETERMINE LA SIGET. CUMPLIDO EL PLAZO ESTABLECIDO SIN HABERSE REALIZADO LAS ADECUACIONES SEÑALADAS, LA JUNTA DE DIRECTORES DE SIGET EMITIRÁ EL ACTO DE APROBACIÓN CON LAS MODIFICACIONES DEBIDAMENTE MOTIVADAS EN CRITERIOS DE RAZONABILIDAD Y APEGO A LOS PARÁMETROS NORMATIVOS QUE LE SON IMPONIBLES.

LOS PRECIOS POR LOS SERVICIOS Y SUMINISTROS DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO CONTEMPLADOS EN LOS INCISOS ANTERIORES, SERÁN FIJADOS ENTRE LAS PARTES CON BASE A SUS COSTOS REALES PREVIA NEGOCIACIÓN ENTRE LA DISTRIBUIDORA Y EL USUARIO FINAL. (3) (5)

Art. 10.- Los operadores no tendrán más obligaciones de prestar servicios o realizar suministros que las contenidas en la presente Ley y en sus contratos.

Art. 10-Bis.- TODOS LOS CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA ENTRE OPERADORES DEBERÁN REGISTRARSE EN SIGET. (5)

Art. 11.- Para la construcción de redes de transmisión y distribución, será gratuito el uso de los derechos de vía en los bienes nacionales de uso público, debiendo cumplirse en todo momento, las normas de urbanismo que dicten las autoridades correspondientes.

Los gastos derivados de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar como consecuencia de la ampliación, mantenimiento o mejoramiento de carreteras, caminos, calles, vías férreas, obras de ornato municipal o por otras razones de igual índole serán por cuenta de los operadores, en compensación por la utilización de bienes nacionales de uso público en forma gratuita.

Art. 11-Bis.- LA SIGET PODRÁ RECABAR DE LOS OPERADORES Y DE LA UNIDAD DE TRANSACCIONES LA INFORMACIÓN QUE RESULTE NECESARIA EN EL EJERCICIO DE SUS FUNCIONES PARA VERIFICAR EL CUMPLIMIENTO DE ESTA LEY, SU REGLAMENTACIÓN Y LAS NORMAS QUE RESULTEN APLICABLES.

LA SIGET PODRÁ REALIZAR POR SÍ, O POR MEDIO DE LOS PERITOS O AUDITORES NOMBRADOS PARA ELLO, LAS INSPECCIONES QUE CONSIDERE NECESARIAS CON EL FIN DE CONFIRMAR LA VERACIDAD DE LA INFORMACIÓN APORTADA EN LA MEDIDA QUE RESULTE NECESARIO PARA EL EJERCICIO DE SUS FUNCIONES. (3)

CAPITULO II
REGIMEN PARA DESARROLLAR ACTIVIDADES DE GENERACION, TRANSMISION,
DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELECTRICA

SECCION I
DE LAS CONCESIONES

Art. 12.- LAS CONCESIONES QUE SE OTORGASEN A PLANTAS GENERADORAS CON CAPACIDAD NOMINAL MAYOR A CINCO MEGAVATIOS SERÁN APROBADAS POR LA ASAMBLEA LEGISLATIVA MEDIANTE DECRETO LEGISLATIVO HASTA UN PLAZO MÁXIMO DE TREINTA AÑOS, QUE SE DETERMINARÁ CON BASE EN EL FLUJO DE INDICADORES FINANCIEROS, CRITERIOS DE SUSTENTABILIDAD MEDIOAMBIENTAL E IMPACTOS SOCIALES, SOMETIDOS EN EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD.

LAS CONCESIONES PODRÁN SER TRANSFERIBLES PREVIA SOLICITUD ANTE LA SIGET QUIEN ANALIZARÁ Y REMITIRÁ PARA APROBACIÓN ESPECÍFICA DE LA ASAMBLEA LEGISLATIVA, PARA EL CAMBIO DE TITULARIDAD DE LA CONCESIÓN.

PARA LAS CONCESIONES QUE SE OTORGASEN A PLANTAS GENERADORAS CON CAPACIDAD NOMINAL MENOR O IGUAL A CINCO MEGAVATIOS SE ATENDERÁ A LO DISPUESTO EN EL ART. 5 DE LA PRESENTE LEY. (7)

Art. 13.- El interesado en obtener concesión para la explotación de recursos hidráulicos o geotérmicos, deberá presentar solicitud por escrito a la SIGET, acompañada de lo siguiente:

- a) Los datos del solicitante, relativos a su existencia y capacidad legal;
- b) El estudio de factibilidad del proyecto, que incluirá memoria descriptiva y los planos correspondientes;
- c) El estudio de impacto ambiental, previamente aprobado por las autoridades competentes en la materia, que deberá permitir la evaluación de manera sistemática de los efectos del proyecto y de sus obras anexas, en sus etapas de construcción, operación y abandono; la comparación de las distintas opciones existentes; la toma de medidas preventivas, y el diseño de las acciones para mitigar los efectos adversos; y,
- d) Cualquier otro dato que se requiera en la presente Ley o en su Reglamento.

Art. 14.- Dentro del plazo de ocho días contados a partir del siguiente al de su presentación, la SIGET determinará si la solicitud es admisible.

Art. 15.- La inadmisibilidad de la solicitud podrá declararse únicamente cuando el recurso solicitado haya sido otorgado por medio de otra concesión o cuando no se cumpla con lo establecido en el artículo 13.

Art. 16.- El Reglamento de la presente Ley establecerá el procedimiento necesario para tramitar las solicitudes de concesión. Dichas concesiones deberán otorgarse previo el establecimiento de competencia por medio de licitación.

El procedimiento que se establezca de conformidad con el presente artículo, deberá incluir la publicación de los datos del proyecto en dos periódicos de amplia circulación nacional, a efecto que se pronuncien quienes pudiesen tener oposición al mismo.

Art. 17.- Se faculta a la SIGET para que dicte las normas aplicables al procedimiento de licitación; en todo caso, las ofertas presentadas deberán ser acompañadas por una garantía equivalente al diez por ciento del monto total de la oferta.

Art. 18.- La concesión para la explotación del recurso se adjudicará a quien ofrezca el mejor precio, excepto si el solicitante inicial perdió la licitación pero está dispuesto a pagar, en caso de concesión de recursos hidráulicos el noventa por ciento de la oferta del oferente ganador, y en caso de concesión de recursos geotérmicos el ochenta y cinco por ciento de la oferta del oferente ganador.

INCISO SUPRIMIDO (2)

Art. 19.- DENTRO DE LOS TREINTA DÍAS SIGUIENTES A LA PUBLICACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA LICITACIÓN, LA SIGET Y EL CONCESIONARIO OTORGARÁN LA CORRESPONDIENTE CONTRATA POR MEDIO DE ESCRITURA PÚBLICA. EN LA CONTRATA SE ESPECIFICARÁN LOS DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS CONTRATANTES, CONDICIONES BAJO LAS CUALES SE OTORGA LA CONCESIÓN, CAUSALES DE TERMINACIÓN POR INCUMPLIMIENTO DEL CONCESIONARIO DE LAS OBLIGACIONES ADQUIRIDAS O DE LOS PLAZOS DE EJECUCIÓN PARA DESARROLLAR EL RECURSO CONCESIONADO Y LAS DISPOSICIONES DE LA PRESENTE LEY QUE SEAN APLICABLES, ADEMÁS DE LOS PROCEDIMIENTOS PARA EFECTUAR MODIFICACIONES A LA MISMA POR ACUERDO ENTRE LAS PARTES. (3)

Art. 20.- Las concesiones podrán terminar únicamente por renuncia o por incumplimiento de las obligaciones establecidas en la misma. Lo anterior, sin perjuicio de las multas a que se haga acreedor el concesionario de conformidad a la presente Ley y su Reglamento.

Art. 21.- En el caso de renuncia o transferencia, para que la misma surta efecto deberá existir la aceptación previa de ésta por parte de la SIGET.

Art. 22.- Acordada la terminación de la concesión por incumplimiento del concesionario, éste quedará inhabilitado para continuar explotando el recurso.

Art. 23.- Los términos de la Contrata podrán ser modificados a solicitud del concesionario, siguiendo los mismos procedimientos utilizados para otorgarla, excepto que no se realizará el proceso de licitación.

En los casos en que la capacidad de generación contemplada en la contrata deba ser ampliada, la modificación correspondiente estará sujeta a la realización de los pagos que resulten al comparar proporcionalmente la capacidad de generación al momento de solicitar la ampliación, con la capacidad resultante después de haber realizado dicha ampliación.

El Reglamento de la presente Ley establecerá el procedimiento para que los pagos por las ampliaciones estén relacionados con el valor real de la concesión original.

SECCION II
DE LOS ESTUDIOS

Art. 24.- La SIGET, a solicitud de cualquier interesado, podrá otorgarle por una sola vez, permiso temporal para el estudio de proyectos de generación de energía eléctrica usando recursos hidráulicos o geotérmicos.

Art. 25.- El otorgamiento de dicho permiso en ningún momento considerará exclusividad, y facultará al interesado para efectuar los estudios, sondeos y mensuras que sean necesarios en bienes del Estado. Cuando se trate de bienes fiscales, el interesado deberá obtener el permiso de la autoridad que administra los bienes de que se trate.

Art. 26.- El plazo máximo del permiso temporal será de dos años, pudiendo renovarse por una sola vez a solicitud del interesado. La solicitud de permiso, así como la de su renovación, se formulará con los requisitos que establezca la SIGET.

SECCION III
DE LA INTERCONEXION

Art. 27.- Los transmisores y distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y la utilización de las mismas para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.

Art. 28.- Las condiciones para realizar la interconexión así como la utilización de las instalaciones se sujetarán a lo que dispongan las partes.

Art. 29.- En caso de no existir acuerdo para la interconexión o la utilización de las instalaciones, cualquiera de las partes podrá acudir a la SIGET para los efectos de lo que establece el Capítulo VII de la presente Ley.

Art. 30.- Salvo pacto en contrario, los costos de la interconexión serán por cuenta del solicitante.

Art. 31.- Todo operador será responsable de los daños que sus instalaciones causen a los equipos con los que esté interconectado o los de terceros.

Art. 32.- Los distribuidores presentarán semestralmente a la SIGET un informe que contendrá al menos:

- a) La energía entregada por tipo de consumidor;
- b) La energía entregada a nombre de terceros;
- c) Los precios promedio por tipo de consumidor durante el período;
- d) Las características y fallas de su sistema durante el período;
- e) EL DETALLE TOTAL DE LAS COMPENSACIONES POR FALLAS A LOS USUARIOS,

DIFERENCIANDO LAS QUE SON POR CAUSAS ATRIBUIBLES A LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN; y, (5)

- f) LA CALIDAD DE SUS SERVICIOS Y SUMINISTROS. (5)

CAPITULO III
DE LA UNIDAD DE TRANSACCIONES

SECCION
DE LA ORGANIZACIÓN

Art. 33.- Todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, en adelante la UT, que tendrá por objeto:

- a) Operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros; y,
- b) Operar el mercado mayorista de energía eléctrica.

La UT no podrá efectuar por sí operaciones de compraventa de energía eléctrica.

LAS NORMAS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DEBERÁN ESTAR CONTENIDAS EN EL REGLAMENTO DE OPERACIÓN QUE PARA ESOS EFECTOS ELABORE LA UNIDAD DE TRANSACCIONES Y APRUEBE LA JUNTA DE DIRECTORES DE LA SIGET.

CUANDO LAS NORMAS PROPUESTAS POR LA UT NO CUMPLAN CON LO DISPUESTO EN LA PRESENTE LEY, SU REGLAMENTO O LAS NORMAS QUE RESULTEN APLICABLES, LA SIGET DEBERÁ INDICAR LAS MODIFICACIONES NECESARIAS PARA GARANTIZAR SU CUMPLIMIENTO Y REMITIRLAS A LA UT PARA SU ADECUACIÓN, A LOS FINES DE SU POSTERIOR APROBACIÓN.

CUMPLIDO EL PLAZO ESTABLECIDO POR LA SIGET SIN HABERSE REALIZADO LAS ADECUACIONES SEÑALADAS, LA JUNTA DE DIRECTORES DE SIGET PODRÁ EMITIR EL ACTO DE APROBACIÓN CON LAS MODIFICACIONES QUE ESTIME NECESARIAS. (3)

Art. 34.- La UT deberá organizarse y operar como sociedad de capital, representado éste por acciones nominativas.

Art. 35.- Podrán ser accionistas de la UT los operadores y usuarios finales directamente conectados al sistema de transmisión controlado por dicha unidad, que cumplan con lo siguiente:

- a) Los generadores con capacidad nominal total de por lo menos cinco megavatios;
- b) Los transmisores cuyas instalaciones pertenezcan al sistema;
- c) Los distribuidores con una capacidad nominal total conectada al sistema de transmisión de por lo menos cinco megavatios; y,

- d) Los usuarios finales con una capacidad nominal total conectada al sistema de transmisión de por lo menos cinco megavatios.

PODRÁN SER ACCIONISTAS DE LA UT, LOS OPERADORES Y LOS USUARIOS FINALES QUE CUMPLAN CON LO SIGUIENTE:

- a) LOS GENERADORES CON CAPACIDAD NOMINAL TOTAL DE POR LO MENOS CINCO MEGAVATIOS;
- b) LOS TRANSMISORES CUYAS INSTALACIONES PERTENEZCAN AL SISTEMA;
- c) LOS DISTRIBUIDORES CON UNA CAPACIDAD NOMINAL TOTAL CONECTADA AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE POR LO MENOS CINCO MEGAVATIOS;
- d) LOS USUARIOS FINALES CON UNA CAPACIDAD NOMINAL DE POR LO MENOS UN MEGAVATIO; y,
- e) LOS COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES INSCRITOS EN LA UT CON MÁS DE UN AÑO DE OPERACIÓN QUE HUBIEREN TRANSADO UN MÍNIMO DE UN GIGAVATIO HORA EN EL AÑO ANTERIOR A SU INGRESO. (3)

Art. 36.- Las acciones representativas del capital social de la sociedad se distribuirán en series o grupos, a cada uno de los cuales se le dará una denominación especial.

Las series o grupos de acciones a que se refiere el inciso precedente se formarán para las categorías de generadores, transmisores, distribuidores y usuarios finales.

En las Juntas Generales Ordinarias y Extraordinarias que celebre la UT, cada serie de acciones tendrá derecho a dos votos, con excepción de los transmisores, que tendrán derecho a un sólo voto.

Cada serie, con excepción de los transmisores, será representada por dos personas designadas en junta presidida por el representante legal de cualquiera de los integrantes de dicha serie.

Una misma persona no podrá representar simultáneamente dos o más series de acciones.

LAS ACCIONES REPRESENTATIVAS DEL CAPITAL SOCIAL DE LA SOCIEDAD SE DISTRIBUIRÁN EN SERIES O GRUPOS, A CADA UNO DE LOS CUALES SE LE DARÁ UNA DENOMINACIÓN ESPECIAL. LAS SERIES O GRUPOS DE ACCIONES REFERIDAS ANTERIORMENTE SE FORMARÁN PARA LAS CATEGORÍAS DE GENERADORES, TRANSMISORES, DISTRIBUIDORES, COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES Y USUARIOS FINALES. EN LAS JUNTAS DE SERIES, CADA ACCIONISTA TENDRÁ DERECHO A UN VOTO, INDEPENDIEMENTE DEL NÚMERO DE ACCIONES QUE POSEA.

EN LA JUNTAS GENERALES ORDINARIAS Y EXTRAORDINARIAS QUE CELEBRE LA UT, CADA SERIE DE ACCIONES TENDRÁN DERECHO A DOS VOTOS, CON EXCEPCIÓN DE LOS TRANSMISORES, QUE TENDRÁN DERECHO A UN SOLO VOTO.

CON EXCEPCIÓN DE LOS TRANSMISORES, QUE SERÁN REPRESENTADOS POR UNA PERSONA, CADA SERIE SERÁ REPRESENTADA POR DOS PERSONAS DESIGNADAS EN JUNTA PRESIDIDA POR EL REPRESENTANTE LEGAL DE CUALQUIERA DE LOS INTEGRANTES DE DICHA SERIE. UNA MISMA PERSONA NO PODRÁ REPRESENTAR SIMULTÁNEAMENTE DOS O MÁS SERIES DE ACCIONES.

LA UT DEBERÁ ACORDAR AUMENTOS DE CAPITAL CUANDO EXISTA REQUERIMIENTO DE NUEVOS OPERADORES, CON LA FINALIDAD DE INCORPORAR A TODOS LOS NUEVOS PARTICIPANTES DEL MERCADO COMO ACCIONISTAS EN LA SOCIEDAD. LAS NUEVAS ACCIONES SOLO PODRÁN SER SUSCRITAS POR NUEVOS PARTICIPANTES. (3)

Art. 37.- LA JUNTA DIRECTIVA DE LA UT DEBERÁ INTEGRARSE DE LA SIGUIENTE MANERA :

- a) DOS REPRESENTANTES POR CADA SERIE O GRUPO DE ACCIONES, CON EXCEPCIÓN DE LOS TRANSMISORES QUE TENDRÁN UN SOLO REPRESENTANTE;
- b) UN REPRESENTANTE DEL CONSEJO NACIONAL DE ENERGÍA, EL QUE TENDRÁ DERECHO A VOZ Y VOTO; y,
- c) UN REPRESENTANTE DE LA DEFENSORÍA DEL CONSUMIDOR, EL QUE TENDRÁ DERECHO A VOZ Y VOTO.

A LAS SESIONES DE LA JUNTA DIRECTIVA, PODRÁ ASISTIR UN REPRESENTANTE DE LA SIGET, EL CUAL TENDRÁ DERECHO A VOZ PERO SIN VOTO.

UNA COPIA DE TODAS LAS ACTAS DEBIDAMENTE CERTIFICADAS DEBERÁ SER ENVIADA A LA SIGET Y AL MINISTERIO DE ECONOMÍA, DENTRO DE LOS QUINCE DÍAS SIGUIENTES A LA CELEBRACIÓN DE LA JUNTA RESPECTIVA. (3) (5)

Art. 38.- En la constitución de la sociedad, cada uno de sus miembros deberá suscribir acciones en relación proporcional al valor en libros de los bienes orientados a las actividades del sector. En el caso de los usuarios finales, se tomará el valor en libros de las instalaciones y equipos eléctricos a través de los cuales recibe el suministro.

Art. 39.- LA UT COBRARÁ LOS CARGOS POR LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA DE ACUERDO CON EL MÉTODO ESTABLECIDO POR LA SIGET. ESTOS CARGOS DEBERÁN PERMITIR A LA UT OBTENER INGRESOS SUFICIENTES PARA SATISFACER LOS COSTOS OPERATIVOS RAZONABLES APLICABLES AL SERVICIO, IMPUESTOS Y AMORTIZACIONES, Y CUBRIENDO COSTOS RAZONABLES Y CONSISTENTES CON LOS REQUISITOS DE SEGURIDAD DE OPERACIÓN. (3)

Art. 40.- Sin perjuicio de lo dispuesto en la presente Ley, la UT podrá prestar otros servicios a quien lo solicite.

SECCION II DE LA OPERACION DEL SISTEMA DE TRANSMISION

Art. 41.- Todo transmisor deberá poner a disposición de la UT los medios de control de sus instalaciones para la operación coordinada del sistema. La UT estará facultada para controlar las unidades

de generación de sus miembros.

Art. 42.- Las decisiones de operación que tome la UT serán de cumplimiento obligatorio para los operadores.

Art. 43.- Cada operador será responsable del mantenimiento, ampliaciones y mejoras de sus instalaciones. Los generadores y transmisores deberán coordinar sus operaciones de mantenimiento con la UT.

Art. 44.- La UT podrá desconectar del sistema las instalaciones de cualquier operador que las mantenga en forma tal que representen un peligro para las de otros operadores, la seguridad o estabilidad del sistema y los bienes o vida de personas. También podrá efectuar la desconexión de las instalaciones de operadores que se encuentren en mora en sus obligaciones con respecto a ella.

Art. 45.- En casos de emergencia, todos los operadores deberán de poner a disposición de la UT el control de sus equipos. Los costos resultantes de la operación en estos casos serán cubiertos de acuerdo a la metodología establecida por la UT; la UT determinará las circunstancias que podrán considerarse como de emergencia, dichas circunstancias deberán estar relacionadas con la resolución de fallas generalizadas en el sistema.

Art. 46.- La UT determinará la responsabilidad por fallas en el sistema interconectado.

Art. 47.- La UT determinará el método para calcular las pérdidas por las que cada generador deberá ser responsable de acuerdo a su participación en el despacho programado y en el Mercado Regulador del Sistema. Los generadores podrán compensar dichas pérdidas a través de generación propia, de contratos con otros generadores o en el Mercado Regulador del Sistema.

Art. 48.- Los usuarios del sistema podrán obtener a su propio costo los servicios de suministro de potencia reactiva, reserva rodante y otros, necesarios para la operación del sistema de transmisión. La UT podrá prestar tales servicios a requerimiento de los usuarios, mediante el pago acordado con los solicitantes.

Art. 49.- La UT determinará los requisitos con los que deberán cumplir los sistemas de información y control de los operadores interconectados al sistema.

Art. 50.- DEROGADO (5)

SECCION III DE LA OPERACION DEL MERCADO MAYORISTA

Art. 51.- El mercado mayorista estará compuesto, al menos, por el Mercado de Contratos y el Mercado Regulador del Sistema. La UT operará el Mercado Regulador del Sistema y usará el Mercado de Contratos para su despacho programado.

Art. 52.- PODRÁN PARTICIPAR EN EL DESPACHO PROGRAMADO A LOS MERCADOS QUE ADMINISTRE LA UT, TODOS LOS OPERADORES CONECTADOS DIRECTAMENTE Ó A TRAVÉS DE OTROS

OPERADORES, AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN COORDINADO POR ÉSTA, INCLUYENDO A LOS COMERCIALIZADORES.

LAS NORMAS Y ACUERDOS QUE SE DERIVAN DE LA APLICACIÓN DE LA PRESENTE DISPOSICIÓN, DEBERÁN SER REGULADOS EN EL REGLAMENTO RESPECTIVO.(3)(6)

Art. 53.- La UT será responsable del despacho programado de energía entre generadores, distribuidores y consumidores finales conectados al sistema. El período de despacho será definido por la UT.

Art. 54.- El despacho programado para cada período se basará inicialmente en las transacciones de compraventa de energía eléctrica acordadas entre los particulares en la operación del Mercado de Contratos.

CADA UNO DE LOS PARTICIPANTES EN ÉSTAS, DEBERÁ MANIFESTAR CON ANTICIPACIÓN SU CONFORMIDAD CON DICHAS TRANSACCIONES, DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO ESTABLECIDO POR LA UT. LOS OPERADORES ESTARÁN OBLIGADOS A INFORMAR MENSUALMENTE A LA UT Y A LA SIGET, DE LOS PRECIOS Y DEMÁS CONDICIONES FINANCIERAS Y TÉCNICAS PACTADAS EN LAS TRANSACCIONES REALIZADAS EN EL MERCADO DE CONTRATOS. (5)

Los operadores involucrados en las diferentes transacciones deberán presentar a la UT ofertas de precios por incrementos o decrementos con respecto a las cantidades de energía acordadas, las cuales serán utilizadas para resolver situaciones de congestión.

En base a la información proporcionada por los participantes, la UT determinará el despacho programado y los cargos por congestión para el período en cuestión, lo que comunicará a los operadores.

Art. 55.- La UT operará un Mercado Regulador del Sistema, en adelante el MRS, para mantener en todo momento el balance entre la oferta y demanda de energía eléctrica.

Art. 56.- El MRS funcionará en base a ofertas y precios correspondientes a incrementos o decrementos de las cantidades de energía eléctrica establecidas en el despacho programado. La UT determinará el período de mercado y el procedimiento mediante el cual los participantes le comunicarán sus ofertas.

Aquellos generadores que no posean contratos de venta de energía podrán participar en el MRS, considerándose su despacho programado igual a cero.

LOS CARGOS DE TRANSMISIÓN, OPERACIÓN DEL SISTEMA, SERVICIOS AUXILIARES Y OTROS SIMILARES, DEBERÁN SER REPORTADOS POR EL GENERADOR A LA UT POR SEPARADO, PARA SER TRASLADADOS POSTERIORMENTE AL CONSUMIDOR DE FORMA DIRECTA Y SIN RECARGO, SEGÚN METODOLOGÍA DEFINIDA EN EL REGLAMENTO DE LA PRESENTE LEY. (3)

Art. 57.- Las desviaciones de cada participante con respecto al despacho programado serán valoradas a los precios resultantes de la operación del Mercado Regulador del Sistema, de la siguiente manera:

-
- a) El distribuidor, o usuario final cuyo consumo difiera del programado será abonado o cargado al precio del Mercado Regulador del Sistema de cada nodo en el cual tenía consumo programado;
 - b) El generador cuya planta genere en exceso de lo programado será abonado en base al precio del Mercado Regulador del Sistema del nodo correspondiente a dicha planta;
 - c) El generador cuya planta genere por debajo de lo programado será cargado en base al costo de la energía necesaria para reponer la energía no entregada; y,
 - d) Cuando una planta genere por debajo de lo programado debido a fallas de la red de transmisión que limiten su capacidad de entrega al sistema, la UT cargará al transmisor responsable de la falla por el valor de reposición de la energía no entregada por dicho generador menos el valor de la energía entregada al Mercado Regulador del Sistema por la planta en cuestión.

La UT determinará los balances de cada participante y saldará los montos correspondientes de acuerdo a lo que haya establecido.

Art. 58.- Cuando se detecte congestión en el sistema de transmisión, la UT creará tantos MRS como sean necesarios para mantener la seguridad y estabilidad del mismo. Las diferencias de precios entre los mencionados MRS darán lugar al cobro de cargos por congestión.

Art. 59.- Los ingresos netos que obtenga la UT por el manejo de los cargos de congestión, serán distribuidos entre los usuarios del sistema, de acuerdo con el método establecido por la SIGET.

Art. 60.- LOS PRECIOS RESULTANTES DE LA OPERACIÓN DEL MRS, ASÍ COMO DE TODO OTRO MERCADO ORGANIZADO POR LA UT SERÁN PÚBLICOS.

ESPECÍFICAMENTE, LA UT MANEJARÁ POR SEPARADO DE LAS OFERTAS DE OPORTUNIDAD LOS COSTOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR, TALES COMO CARGOS DE TRANSMISIÓN, OPERACIÓN DEL SISTEMA, SERVICIOS AUXILIARES Y OTROS SIMILARES, QUE SERÁN TRASLADADOS DE FORMA TRANSPARENTE AL CONSUMIDOR A TRAVÉS DE LA TARIFA.

ASIMISMO, COMO PARTE DE LA INFORMACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA QUE LA UT PUBLICA EN SU PÁGINA WEB, SERÁ OBLIGATORIO QUE ÉSTA INCLUYA DIARIAMENTE LA SIGUIENTE INFORMACIÓN:

- a) LAS OFERTAS HORARIAS PRESENTADAS POR LOS OPERADORES AL MERCADO MAYORISTA EN CUANTO A SUS CONDICIONES COMERCIALES, ECONÓMICAS Y TÉCNICAS;
- b) EL NIVEL DE LOS EMBALSES QUE CEL DEBERÁ REPORTAR DIARIAMENTE A LA UT; y,
- c) LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS PARA LA GENERACIÓN, PUESTOS EN PLANTA QUE DEBERÁN SER REPORTADOS DIARIAMENTE A LA UT POR LOS GENERADORES TÉRMICOS.

TODA LA INFORMACIÓN REFERIDA EN ESTE ARTÍCULO SERÁ DE ACCESO PÚBLICO. (3) (5)

Art. 61.- LA UT PRESENTARÁ TRIMESTRALMENTE A LA SIGET UN INFORME QUE CONTENDRÁ AL MENOS:

- a) LOS PRECIOS RESULTANTES DEL MERCADO REGULADOR DEL SISTEMA;
- b) LA GENERACIÓN Y EL CONSUMO DE ENERGÍA CORRESPONDIENTE A CADA NODO DE LA RED;
- c) LAS FALLAS OCURRIDAS EN LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN Y LA ENERGÍA NO ENTREGADA;
- d) LOS PARÁMETROS DE CALIDAD Y SEGURIDAD ESTABLECIDOS PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA Y EL GRADO DE CUMPLIMIENTO DE ÉSTOS; y,
- e) LOS COSTOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA, TALES COMO CARGOS DE TRANSMISIÓN, OPERACIÓN DEL SISTEMA, SERVICIOS AUXILIARES Y OTROS SIMILARES.

LOS INFORMES REQUERIDOS EN ESTE ARTÍCULO, ASÍ COMO LOS SEÑALADOS EN EL ARTÍCULO 32 SERÁN PÚBLICOS, LOS QUE DEBERÁN SER PRESENTADOS DENTRO DE LOS QUINCE DÍAS HÁBILES DESPUÉS DE CADA UNO DE LOS PERÍODOS CITADOS. (3)

CAPITULO IV DE LOS CONTRATOS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

Art. 62.- Los generadores conectados al sistema de transmisión deberán tener vigentes en todo momento, contratos de transmisión.

Los generadores o comercializadores que hayan suscrito contratos de suministro de energía a usuarios finales, deberán tener vigentes en todo momento contratos de distribución.

Art. 63.- En los contratos de transmisión y distribución se deberán diferenciar claramente los cargos a pagar por la construcción, ampliación, modificación o sustitución de las instalaciones necesarias para realizar la interconexión, de los cargos a pagar por el uso de las redes.

Los cargos por la construcción, modificación, ampliación o sustitución de las instalaciones se establecerán por acuerdo entre las partes, y los cargos por el uso de las redes deberán establecerse de conformidad con el método establecido por la SIGET.

Los contratos de transmisión y distribución deberán incluir compensación por fallas en los sistemas respectivos. La indisponibilidad forzada no incluye el período de mantenimiento programado por los transmisores aprobado por la UT.

Art. 64.- Los contratos de transmisión y distribución a que se refieren los artículos anteriores, deberán registrarse en la SIGET y serán públicos.

Art. 65.- Los generadores y comercializadores podrán exigir de los transmisores y distribuidores la suscripción de contratos que en forma total o parcial se apeguen a los que hayan sido registrados en la SIGET y se encuentren vigentes.

Art. 66.- EL MÉTODO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR EL USO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DEBERÁ TOMAR EN CUENTA LO SIGUIENTE:

- a) DEBERÁN CUBRIRSE LOS COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y LA ANUALIDAD DE LAS INVERSIONES NECESARIAS PARA LLEVAR A CABO LAS AMPLIACIONES APROBADAS DE CONFORMIDAD A LO ESTIPULADO EN ESTA LEY, DE UNA RED DE TRANSMISIÓN EFICIENTEMENTE DIMENSIONADA Y OPERADA;
- b) PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SE UTILIZARÁN ESTÁNDARES INTERNACIONALES DE EFICIENCIA, CONSIDERANDO COSTOS PROMEDIOS LOCALES Y NIVELES MÍNIMOS DE CALIDAD QUE HAYA ESTABLECIDO LA SIGET;
- c) LOS COSTOS DE OPERACIÓN DEBERÁN INCLUIR EL VALOR ESPERADO DE LAS COMPENSACIONES POR FALLAS CORRESPONDIENTES A UNA RED DE TRANSMISIÓN OPERADA EFICIENTEMENTE, Y ÉSTE DEBERÁ BASARSE EN DATOS HISTÓRICOS DE LO REALMENTE PAGADO POR ESTE CONCEPTO EN EL SISTEMA SALVADOREÑO;
- d) LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO DEBERÁN TOMAR EN CUENTA LA ANUALIDAD DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE LOS EQUIPOS NECESARIOS PARA EL MANTENIMIENTO EFICIENTE DE LA RED;
- e) EN CASO QUE LAS PARTES HAYAN LLEGADO A UN ACUERDO SOBRE NIVELES DE CALIDAD SUPERIOR A LOS ESTABLECIDOS POR LA SIGET, DICHOS NIVELES DE CALIDAD PREVALECERÁN; y,
- f) LOS CARGOS DE TRANSMISIÓN SERÁN CALCULADOS CON BASE A LA ENERGÍA TRANSPORTADA EN EL AÑO INMEDIATO ANTERIOR AL DE LA VIGENCIA DEL CARGO Y DEBERÁ EXPRESARSE EN UN CARGO POR MEGAVATIO-HORA QUE SERÁ COMUNICADO A LA UT.

LAS ANUALIDADES A QUE SE REFIEREN LOS LITERALES a) Y d) SERÁN CALCULADAS CONSIDERANDO LA VIDA ÚTIL TÍPICA DE LOS EQUIPOS CORRESPONDIENTES Y LA TASA DE DESCUENTO REAL DEFINIDA EN LA PRESENTE LEY PARA TAL EFECTO. (3)

Art. 67.- EL MÉTODO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR EL USO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, DEBERÁ TOMAR EN CUENTA LO SIGUIENTE:

- a) LOS CARGOS SE BASARÁN EN EL CÁLCULO DE LOS COSTOS MEDIOS DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EFICIENTEMENTE DIMENSIONADA Y OPERADA. DICHOS COSTOS MEDIOS NO INCLUIRÁN COSTOS DE MERCADEO, COMERCIALIZACIÓN Y DEMÁS SERVICIOS AL USUARIO FINAL.

COMO COSTO DE INVERSIÓN SE UTILIZARÁ LA ANUALIDAD DEL VALOR NUEVO DE

REEMPLAZO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EFICIENTE DIMENSIONADA AL MERCADO. LA ANUALIDAD SERÁ CALCULADA CONSIDERANDO LA VIDA ÚTIL TÍPICA DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y LA TASA DE DESCUENTO REAL DEFINIDA EN LA PRESENTE LEY PARA TAL EFECTO.

COMO COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SE UTILIZARÁN LOS COSTOS ANUALES DE OPERACIÓN, CONSIDERANDO COSTOS LOCALES Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES DE EFICIENCIA, PÉRDIDAS MEDIAS DE DISTRIBUCIÓN EN POTENCIA Y ENERGÍA Y EL VALOR ESPERADO DE LAS COMPENSACIONES POR FALLAS CORRESPONDIENTES A UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DIMENSIONADA Y OPERADA EFICIENTEMENTE, CUYOS LÍMITES DE COMPENSACIÓN Y PÉRDIDAS ELÉCTRICAS SERÁN ESTABLECIDOS POR LA SIGET;

- b) LOS CARGOS PARA LA MEDIANA Y GRAN DEMANDA SERÁN CALCULADOS CON BASE A LA POTENCIA ENTREGADA POR NIVEL DE TENSIÓN, SIN CONSIDERAR LA ENERGÍA A SUMINISTRAR. EN EL CASO DE AQUELLOS USUARIOS CORRESPONDIENTES A LA CATEGORÍA TARIFARIA DE PEQUEÑA DEMANDA, EL CARGO POR DISTRIBUCIÓN SE ESTABLECERÁ ÚNICAMENTE EN FUNCIÓN DE LA ENERGÍA DEMANDADA O CONSUMIDA; y,
- c) SI EL DISTRIBUIDOR HUBIESE RECIBIDO SUBSIDIOS, SUBVENCIONES O DONACIONES PARA LA EXPANSIÓN Y AMPLIACIÓN DE SU RED, SE DEBERÁ EXCLUIR DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO, EL VALOR DE DICHAS APORTACIONES. ESTE AJUSTE SE EFECTUARÁ CON BASE EN LA VIDA ÚTIL TÍPICA DE LAS INSTALACIONES Y LA TASA DE DESCUENTO ESTABLECIDA EN LA PRESENTE LEY PARA ESTE EFECTO. (5)

Art. 67-Bis.- LA SIGET ESTABLECERÁ LAS NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, LAS QUE COMPRENDERÁN CALIDAD DEL SERVICIO Y PRODUCTO TÉCNICO SUMINISTRADO, ASÍ COMO CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL.

TODO DISTRIBUIDOR ESTARÁ OBLIGADO A:

- a) DISPONER DE UN SISTEMA AUDITABLE QUE PERMITA EL ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE LAS MEDICIONES REALIZADAS PARA LA VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO, DE ACUERDO A LAS NORMAS QUE DICTE LA SIGET;
- b) INFORMAR EN LOS PERÍODOS QUE LA SIGET INDIQUE RESPECTO DE LAS EXIGENCIAS ESTABLECIDAS EN LAS NORMAS DE CALIDAD, INDICANDO LOS INCUMPLIMIENTOS DE LOS PARÁMETROS ESTABLECIDOS EN ESTAS NORMAS; y,
- c) PAGAR A SUS USUARIOS LAS COMPENSACIONES REGULADAS QUE CORRESPONDAN POR DEFICIENCIAS EN LA CALIDAD DE SERVICIO ESTABLECIDAS POR LA SIGET.

LA SIGET SERÁ LA RESPONSABLE DE DEFINIR LA METODOLOGÍA DE MEDICIÓN Y CONTROL, EL CONTENIDO Y LA FORMA DE INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN, PUDIENDO AUDITAR LA INFORMACIÓN Y LOS PROCESOS EN EL MOMENTO QUE LO CONSIDERE NECESARIO. (3)

Art. 68.- La tasa real de descuento a utilizar para los efectos de la presente Ley en la determinación de los cargos por uso de las redes de transmisión y distribución, será el diez por ciento.

CAPITULO V
DE LA EXPANSION DE LAS REDES DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

Art. 69.- EL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN, LA CONSTRUCCIÓN DE NUEVAS AMPLIACIONES Y REFUERZOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN, ASÍ COMO EL MANTENIMIENTO DE LA MENCIONADA RED, ESTARÁN A CARGO DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN RESULTANTE DE LA REESTRUCTURACIÓN DE CEL.

LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN TIENE LA OBLIGACIÓN DE EXPANDIR LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN, DE ACUERDO CON UN PLAN DE EXPANSIÓN APROBADO POR LA SIGET PARA ATENDER EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA Y LOS CRITERIOS DE CONFIABILIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO ADOPTADOS. CON ESTE FIN, DEBERÁ PREPARAR UN PROGRAMA DE INVERSIONES DE FORMA QUINQUENAL PARA LA EXPANSIÓN DE LA RED Y PRESENTARLO PARA APROBACIÓN DE LA SIGET, CON LOS COMENTARIOS REALIZADOS POR LA UT, Y LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN, EL CUAL DEBERÁ SER REVISADO DENTRO DE DICHO PERÍODO, SI LAS CONDICIONES DE MERCADO LO AMERITAN. (3)

Art. 70.- EL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN, LA CONSTRUCCIÓN DE NUEVAS AMPLIACIONES Y REFUERZOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN, ASÍ COMO EL MANTENIMIENTO DE LA MENCIONADA RED, ESTARÁN A CARGO DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN RESULTANTE DE LA REESTRUCTURACIÓN DE CEL.

LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN TIENE LA OBLIGACIÓN DE EXPANDIR LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN, DE ACUERDO CON UN PLAN DE EXPANSIÓN APROBADO POR LA SIGET PARA ATENDER EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA Y LOS CRITERIOS DE CONFIABILIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO ADOPTADOS. CON ESTE FIN, DEBERÁ PREPARAR UN PROGRAMA DE INVERSIONES DE FORMA QUINQUENAL PARA LA EXPANSIÓN DE LA RED Y PRESENTARLO PARA APROBACIÓN DE LA SIGET, CON LOS COMENTARIOS REALIZADOS POR LA UT, Y LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN, EL CUAL DEBERÁ SER REVISADO DENTRO DE DICHO PERÍODO, SI LAS CONDICIONES DE MERCADO LO AMERITAN. (3)

Art. 71.- DEROGADO (3)

Art. 72.- DEROGADO (3)

Art. 73.- El Estado podrá acordar con los transmisores o distribuidores el otorgamiento por sí, o por medio de cualquiera de sus dependencias o instituciones, de recursos financieros para la expansión o ampliación de sus sistemas en áreas específicas, en especial para el desarrollo de obras de electrificación rural.

Art. 74.- Las diferencias relacionadas con aspectos de carácter técnico o económico entre las partes serán resueltas por la SIGET.

CAPITULO VI
DE LAS VENTAS DE ENERGIA A USUARIOS FINALES

Art. 75.- TODO USUARIO FINAL DEBERÁ CONTRATAR EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON UN COMERCIALIZADOR.

LOS CONTRATOS DEBERÁN INCLUIR LA COMPENSACIÓN POR PARTE DEL COMERCIALIZADOR POR ENERGÍA NO ENTREGADA, DE CONFORMIDAD CON LAS FORMAS Y CONDICIONES ESTABLECIDAS EN EL REGLAMENTO DE LA PRESENTE LEY.

LAS CLÁUSULAS CONTENIDAS EN LOS CONTRATOS DE ADHESIÓN O CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ELABORADOS POR EL COMERCIALIZADOR O DISTRIBUIDOR QUE ACTÚA COMO COMERCIALIZADOR, DEBERÁN CUMPLIR LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS Y LAS NORMATIVAS ESTABLECIDAS POR LA SIGET, Y PODRÁN MODIFICARSE SIEMPRE Y CUANDO NO VAYAN EN MENOSCABO O PERJUICIO DE LOS INTERESES DEL USUARIO FINAL Y A LO DISPUESTO EN LA LEY DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR Y SU REGLAMENTO.

EL COMERCIALIZADOR O DISTRIBUIDOR QUE ACTÚA COMO COMERCIALIZADOR, PODRÁ CELEBRAR CONTRATOS DISTINTOS DE LOS CONTRATOS DE ADHESIÓN O CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, SIEMPRE Y CUANDO PRECEDA UNA REAL NEGOCIACIÓN Y CUANDO LAS CONDICIONES PACTADAS INCORPOREN MAYORES BENEFICIOS CONMUTATIVOS AL USUARIO QUE LOS CONTENIDOS EN LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL PLIEGO TARIFARIO.

EN EL MARCO DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR, LA SIGET DEBERÁ GARANTIZAR QUE LOS CONTRATOS DE ADHESIÓN O CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A QUE SE REFIEREN LOS INCISOS ANTERIORES, NO CONTRAVENGAN LO PRECEPTUADO EN LA LEY DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR. (5)

Art. 76.-En los documentos de cobro por el suministro de energía eléctrica a usuarios finales, deberán diferenciarse los cargos por el uso de la red de distribución, de los cargos por consumo de energía eléctrica.

Art. 77.- Se tendrá por no escrita cualquier disposición contractual en la que se establezcan cargos por el cambio de comercializador.

Art. 77-A.- LAS DISTRIBUIDORAS COBRARÁN CARGOS POR CONEXIÓN Y RECONEXIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DE CONFORMIDAD AL MÉTODO ESTABLECIDO POR SIGET MEDIANTE ACUERDO. (5)

Art. 77-B.- LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, LAS EMPRESAS DEDICADAS A LA CONSTRUCCIÓN Y DISEÑO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LOS USUARIOS QUE REQUIERAN UNA CONEXIÓN Y/O RECONEXIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DEBERÁN CUMPLIR CON LO ESTABLECIDO EN LA PRESENTE LEY, SU REGLAMENTO Y CON LOS REQUERIMIENTOS DE LAS NORMAS EMITIDAS POR LA SIGET. (5)

Art. 77-C.- EL DISTRIBUIDOR ESTARÁ OBLIGADO A EXPANDIR SUS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN HASTA UNA DISTANCIA MÁXIMA DE CIEN METROS A FIN DE PROPORCIONAR EL SERVICIO ELÉCTRICO

A LOS USUARIOS FINALES QUE LO SOLICITEN. LA EXTENSIÓN DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN HASTA ESTA DISTANCIA SERÁ A COSTO DEL DISTRIBUIDOR, Y SOLAMENTE LA CONEXIÓN DEL SERVICIO; ES DECIR, ACOMETIDA Y MEDIDOR, SERÁ A COSTO DE LOS USUARIOS FINALES.

EN LOS CASOS EN DONDE EL PUNTO DE ENTREGA ESTÉ UBICADO A UNA DISTANCIA MAYOR QUE CIEN METROS DE LAS INSTALACIONES DEL DISTRIBUIDOR, CORRERÁ POR CUENTA DEL USUARIO FINAL LA CONSTRUCCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA QUE EXCEDA DE DICHA DISTANCIA Y QUE SEA NECESARIA PARA QUE ÉSTE ACCESE AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. LA MENCIONADA INFRAESTRUCTURA PODRÁ SER DESARROLLADA POR EL DISTRIBUIDOR, CON CARGO AL USUARIO FINAL, DE CONFORMIDAD A LA NORMATIVA ESTABLECIDA POR LA SIGET.

EL DISTRIBUIDOR DEBERÁ PROPORCIONAR AL USUARIO FINAL FACILIDADES FINANCIERAS PARA EL PAGO DE LAS EXTENSIONES DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN SOLICITADAS, CUANDO ÉSTAS CORRAN POR CUENTA DE DICHO USUARIO FINAL, ASÍ COMO PARA EL PAGO DE LOS COSTOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS. EN TODO CASO, EL FINANCIAMIENTO DEBERÁ SER DE HASTA DOCE CUOTAS MENSUALES, IGUALES Y SUCESIVAS, SIN INTERESES. (5)

Art. 78.- Los operadores de redes de distribución que actúen como comercializadores en el área geográfica donde se ubican sus redes, deberán presentar anualmente a la SIGET para su aprobación, un pliego tarifario que contenga los precios y condiciones de suministro de energía eléctrica, de acuerdo con el nivel de voltaje, estacionalidad y distribución horaria del uso de ésta.

Art. 79.- LOS PRECIOS INCLUIDOS EN LOS PLIEGOS TARIFARIOS A QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO ANTERIOR, DEBERÁN BASARSE EN:

- a) LOS PRECIOS DE ENERGÍA Y CAPACIDAD CONTENIDA EN CONTRATOS DE LARGO PLAZO APROBADOS POR LA SIGET, DE ACUERDO A LA METODOLOGÍA QUE SE DEFINIRÁ EN FORMA REGLAMENTARIA. ESTOS CONTRATOS SERÁN PÚBLICOS Y SE ADJUDICARÁN MEDIANTE PROCESO DE LIBRE CONCURRENCIA QUE CUMPLA CON LOS PARÁMETROS Y PROCEDIMIENTOS ESTABLECIDOS POR LA SIGET. LAS DISTRIBUIDORAS TENDRÁN LA OBLIGATORIEDAD DE SUSCRIBIR CONTRATOS DE LARGO PLAZO, TOMANDO EN CUENTA LOS PORCENTAJES MÍNIMOS DE CONTRATACIÓN ESTABLECIDOS EN FORMA REGLAMENTARIA;
- b) EL PRECIO PROMEDIO DE LA ENERGÍA EN EL MRS EN EL NODO RESPECTIVO, DE CONFORMIDAD CON EL PERÍODO ESTABLECIDO EN EL REGLAMENTO DE LA PRESENTE LEY;
- c) LOS CARGOS DE DISTRIBUCIÓN DETERMINADOS, DE ACUERDO CON LO DISPUESTO EN EL ART. 67 DE LA PRESENTE LEY; y,
- d) LOS CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN. (3) (5)

Art. 80.- EL PLIEGO TARIFARIO A QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO ANTERIOR, DEBERÁ INCLUIR UNA FORMULA DE AJUSTE AUTOMÁTICO, ESTABLECIDA DE CONFORMIDAD CON LO ESTIPULADO EN EL REGLAMENTO DE LA PRESENTE LEY, CON EL OBJETO DE CONSERVAR EL VALOR REAL DE LOS PRECIOS.

EN EL CASO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA DEL PLIEGO TARIFARIO, EL AJUSTE AUTOMÁTICO DEBERÁ REALIZARSE AL MENOS DOS VECES AL AÑO, DE CONFORMIDAD A LO ESTABLECIDO EN EL REGLAMENTO DE LA PRESENTE LEY. (5)

Art. 81.- Los consumidores conectados a una red de distribución podrán exigir al distribuidor correspondiente el otorgamiento de contratos de suministro de energía de acuerdo con el pliego tarifario aprobado por la SIGET.

Art. 82.- NO OBSTANTE LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO ANTERIOR, LOS USUARIOS FINALES PODRÁN NEGOCIAR CON CUALQUIER COMERCIALIZADOR, LOS PRECIOS Y CONDICIONES DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DISTINTOS A LOS APROBADOS POR LA SIGET, SIN INTERVENCIÓN DE ÉSTA.

LOS USUARIOS FINALES PODRÁN NEGOCIAR CONTRATOS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO MEDIANTE LOS MECANISMOS ESTABLECIDOS EN LA BOLSA DE PRODUCTOS Y SERVICIOS LEGALMENTE ESTABLECIDA EN EL PAÍS, TOMANDO EN CUENTA LAS DISPOSICIONES LEGALES ESTABLECIDAS EN LA PRESENTE LEY Y EN LA DE LA BOLSA DE PRODUCTOS Y SERVICIOS.

LA BOLSA DE PRODUCTOS Y SERVICIOS INFORMARÁ MENSUALMENTE A LA SIGET DE LOS CONTRATOS NEGOCIADOS. (5)

Art. 83.- Los distribuidores podrán efectuar el corte del servicio en los siguientes casos:

- a) Cuando estén pendientes de pagos de dos o más meses, relacionados con el suministro de energía eléctrica;
- b) A solicitud de los comercializadores, cuando el usuario final tenga pendiente pagos de dos o más meses, relacionados con el suministro de energía eléctrica;
- c) Cuando se consuma energía eléctrica sin contar con la previa autorización del operador, o cuando el usuario incumpla las condiciones contractuales;
- d) Cuando las instalaciones del usuario pongan en peligro la seguridad de las personas o bienes, sean estos propiedad del operador, del usuario o de terceros; y,
- e) Cuando el usuario niegue el acceso del operador a las instalaciones internas que aquel haya efectuado para el suministro.

CAPITULO VII DE LA RESOLUCION DE CONFLICTOS

SECCION I DE LA SIGET

Art. 84.- La SIGET podrá a solicitud de parte, resolver administrativamente los conflictos surgidos entre operadores, entre éstos y los usuarios finales, así como los surgidos entre los operadores y la UT.

LA SIGET DEBERÁ ESTABLECER NORMAS TÉCNICAS DESTINADAS A REGULAR LA COMPENSACIÓN POR DAÑOS ECONÓMICOS O A EQUIPOS; ARTEFACTOS O INSTALACIONES. (3) (5)

Art. 85.- Las resoluciones que en el ejercicio de las facultades otorgadas en el artículo anterior emita la SIGET, admitirán el recurso de revisión como último acto administrativo.

Art. 86.- La SIGET fundamentará sus resoluciones en los informes que presente el perito nombrado para el caso.

Ni la SIGET, ni el perito podrán resolver o dictaminar sobre puntos en los que no se les haya solicitado que lo hagan.

Art. 87.- Los peritos deberán tomar en cuenta las normas técnicas internacionales de la industria eléctrica aceptadas por la SIGET.

Art. 88.- Los costos directos de la contratación del perito en los que incurra la SIGET para la resolución del conflicto, serán cubiertos en igual proporción por las partes.

SECCION II DEL PROCEDIMIENTO

Art. 89.- Recibida la solicitud de resolver sobre un asunto específico, la SIGET, dentro de los tres días hábiles siguientes, notificará de ello a la otra parte, y les presentará una terna de la que deberán, de común acuerdo y dentro de los cinco días hábiles posteriores, elegir el perito que dictaminará al respecto.

Art. 90.- No existiendo acuerdo en relación a la designación del perito, transcurridos los cinco días hábiles a que se refiere el artículo anterior, la SIGET tendrá un día para realizar el nombramiento, acto que notificará a las partes.

Art. 91.- Dentro de los tres días hábiles siguientes a la fecha de la notificación del nombramiento del perito, las partes deberán entregar a la SIGET sus argumentos y posiciones finales en relación a los asuntos por resolver.

Art. 92.- Finalizado el término que indica el artículo anterior, el perito tendrá sesenta días para entregar su dictamen a la SIGET.

Art. 93.- Las partes estarán obligadas a permitir el examen de la información técnica y financiera que requiera el perito o la SIGET.

Art. 94.- Recibido el dictamen del perito, la SIGET contará con un plazo de quince días para resolver sobre los asuntos que se le hayan sometido.

Art. 95.- A efecto de resolver los asuntos relacionados con la interconexión o conexión, la SIGET deberá tomar en cuenta lo siguiente:

- a) Para cada uno de los puntos en controversia, deberá elegir las condiciones finales requeridas por una de las partes. En ningún momento se podrá elegir una posición distinta

a una de las propuestas; y,

- b) La SIGET deberá resolver a favor de la posición final que sea la más cercana a la del perito. En caso de posiciones equidistantes del dictamen pericial, se deberá resolver en favor del solicitante de la interconexión o conexión.

Art. 96.- Transcurrido el plazo establecido en el presente capítulo, la no existencia de resolución por parte de la SIGET, tendrá los efectos siguientes:

- a) En aspectos técnicos de interconexión, en favor de la parte a la que se le solicitó el acceso; y,
- b) En aspectos económicos, en favor de la parte que solicita la interconexión o el uso de instalaciones de la otra parte.

La posterior resolución de la SIGET o de las autoridades judiciales, dará lugar a la compensación correspondiente.

Art. 97.- A efecto de resolver los asuntos relacionados con los cargos por el uso de los sistemas de transmisión y distribución o por los servicios de la UT, el perito deberá utilizar la metodología establecida por la SIGET y la información proporcionada por las partes. En estos casos, la resolución de la SIGET deberá establecer que se apliquen los cargos que ella determine con base en el informe del perito.

Art. 98.- Transcurrido el plazo establecido en el presente capítulo, la no existencia de resolución por parte de la SIGET dará lugar a la aplicación de los cargos contenidos en el último contrato registrado por el operador a quien se solicitan los servicios.

La posterior resolución de la SIGET o de las autoridades judiciales, dará lugar a la compensación correspondiente.

CAPITULO VIII DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES

Art. 99.- Los operadores y usuarios finales podrán celebrar contratos que tengan por objeto el suministro de energía y servicios con entidades ubicadas fuera del territorio nacional.

Las transacciones efectuadas al amparo de dichos contratos, deberán sujetarse a las disposiciones de la presente Ley, y coordinarse a través del organismo responsable del despacho en el país donde se encuentren localizadas las mencionadas entidades.

Art. 100.- Los costos de despacho en que incurra la UT para realizar las transacciones internacionales serán cubiertos por los operadores o usuarios finales nacionales que participen en ellas, y estarán basados en los precios del MRS en el nodo respectivo.

Art. 101.- La UT establecerá los mecanismos para resolver los aspectos relacionados con las perturbaciones o transferencias inadvertidas de energía eléctrica causadas por la operación interconectada con sistemas eléctricos de otros países.

Art. 102.- Previo a la celebración de convenios internacionales de interconexión, deberá oírse la opinión de la SIGET.

CAPITULO IX DE LAS SANCIONES

Art. 103.- LAS INFRACCIONES SE CLASIFICAN EN GRAVES Y MUY GRAVES, Y SERÁN SANCIONADAS POR LA SIGET.

LAS RESPONSABILIDADES QUE SE DERIVEN DEL PROCEDIMIENTO SANCIONADOR, SERÁN INDEPENDIENTES DE LAS RESPONSABILIDADES CIVILES O PENALES QUE PUDIERAN CABER POR LOS MISMOS HECHOS DE ACUERDO CON LAS LEYES QUE RESULTAREN DE APLICACIÓN. (3)

Art. 104.- SON INFRACCIONES GRAVES:

- a) NO ACTUALIZAR SU INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO RESPECTIVO; (3)
- b) REALIZAR ESTUDIOS EN BIENES DE PROPIEDAD DEL ESTADO SIN AUTORIZACIÓN DE LA SIGET, ENCAMINADOS AL ESTABLECIMIENTO DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA; (3)
- c) NO PRESENTAR EN FORMA OPORTUNA, LOS INFORMES A QUE SE REFIEREN LOS ARTÍCULOS 32 Y 61 DE LA PRESENTE LEY; (3)
- d) NO INSCRIBIR EN FORMA OPORTUNA LOS CONTRATOS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN; (3)
- e) NO DIFERENCIAR EN LOS DOCUMENTOS DE COBRO AL USUARIO FINAL, LOS CARGOS DIVERSOS APLICABLES DE ACUERDO A ESTA LEY, O LA FALTA DE CUMPLIMIENTO DE DICHO DOCUMENTO CON LAS DISPOSICIONES NORMATIVAS QUE LE SON APLICABLES; (3)
- f) NEGARSE A EFECTUAR O RETRASAR EL PAGO DE LOS COSTOS EN QUE HAYA INCURRIDO LA SIGET EN LA RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS; (3)
- g) CLASIFICAR A UN USUARIO SIN SU CONSENTIMIENTO EXPRESO EN CATEGORÍAS DIFERENTES A LA QUE LE CORRESPONDE DE CONFORMIDAD CON LAS NORMAS APLICABLES; (3)
- h) CORTAR EL SERVICIO AL USUARIO FINAL POR CAUSAS DIFERENTES A LAS ESTABLECIDAS EN LA LEY; (3)
- i) NO COMPENSAR A UN USUARIO FINAL O A TERCEROS POR LOS DAÑOS Y PERJUICIOS QUE SE LE CAUSEN POR LA OPERACIÓN INDEBIDA DE LAS INSTALACIONES CONECTADAS AL SISTEMA DE POTENCIA Y A LA RED DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN, DENTRO DEL PLAZO QUE CORRESPONDA; (3)

-
- j) NO COMPENSAR A LOS USUARIOS FINALES POR LA ENERGÍA NO ENTREGADA POR PARTE DE LO SUMINISTRADORES, ASÍ COMO LA COMPENSACIÓN EN CUANTÍA MENOR A LA QUE CORRESPONDE; (3)
 - k) LA NEGATIVA OCASIONAL Y AISLADA A FACILITAR A LA SIGET LA INFORMACIÓN QUE SE LE SOLICITE, DE ACUERDO CON LO PREVISTO EN LA PRESENTE LEY; (3)
 - l) PROPORCIONAR INFORMACIÓN DE FORMA INCOMPLETA O INEXACTA O BIEN DE FORMA DISTINTA A LA ESTABLECIDA, SI HUBIERE OBLIGACIÓN DE SUMINISTRARLA; (3)
 - m) LA NEGATIVA OCASIONAL O AISLADA A ADMITIR VERIFICACIONES E INSPECCIONES ACORDADAS POR LA SIGET O LA OBSTRUCCIÓN DE SU REALIZACIÓN; (3)
 - n) LA APLICACIÓN IRREGULAR OCASIONAL Y AISLADA DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS AUTORIZADOS, DE MANERA QUE SE PRODUZCA UNA ALTERACIÓN EN EXCESO DEL MONTO TOTAL FACTURADO RESPECTIVO; (3)
 - o) UTILIZAR SISTEMAS DE CONTABILIDAD PARA LAS ACTIVIDADES DE TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN, DE OPERACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, QUE NO CUMPLAN CON LAS NORMAS EMITIDAS POR LA SIGET; (3)
 - p) LA APLICACIÓN IRREGULAR E INTENCIONADA O NEGLIGENTE DE LAS NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO ESTABLECIDAS POR SIGET, DE MANERA QUE SE DETECTE UNA MENOR COMPENSACIÓN RELEVANTE DE LAS DEBIDAS A LOS USUARIOS EN FORMA OCASIONAL Y AISLADA, ACUMULADA EN EL PERÍODO DE CONTROL DEFINIDO POR SIGET. LA MULTA PODRÁ INCREMENTARSE HASTA EN UN 100% DEL MONTO POR COMPENSACIONES QUE SURGIERA DE LA DIFERENCIA CONSTATADA, CON INDEPENDENCIA DE LA OBLIGACIÓN DE LA DISTRIBUIDORA DE PAGAR LAS COMPENSACIONES DEBIDAS A LOS USUARIOS; y, (3)
 - q) APLICAR CARGOS POR CONEXIÓN Y RECONEXIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, QUE NO CUMPLAN CON EL MÉTODO ESTABLECIDO POR SIGET. (5)

Art. 104-Bis.- ADEMÁS DE LAS INFRACCIONES APLICABLES EN LA PRESENTE LEY, SE CONSIDERARÁN INFRACCIONES GRAVES DE LA UNIDAD DE TRANSACCIONES, LAS SIGUIENTES:

- a) CUALQUIER ACTUACIÓN DE SU PARTE EN LA DETERMINACIÓN DEL ORDEN DE ENTRADA EFECTIVA EN FUNCIONAMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN QUE SUPONGAN UNA ALTERACIÓN INJUSTIFICADA EN EL RESULTADO DEL DESPACHO DE OFERTAS, ASÍ COMO NO RESPETAR EL ORDEN ECONÓMICO DEL DESPACHO SIN CAUSA JUSTIFICADA;
- b) EL INCURRIR EN RETRASOS INJUSTIFICADOS EN SUS FUNCIONES DE INFORMACIÓN Y OPERACIÓN;
- c) OCULTAR INJUSTIFICADAMENTE LA INFORMACIÓN DEL MERCADO Y DE LA OPERACIÓN

DEL SISTEMA A LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO;

- d) ERRORES REITERADOS O MANIPULACIÓN DE DATOS EN EL CÁLCULO DE LA INFORMACIÓN COMERCIAL DEL MERCADO;
- e) NEGARSE A SUMINISTRAR O ALTERAR INFORMACIÓN NECESARIA PARA UN ANÁLISIS TÉCNICO DE FALLAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN;
- f) PONER EN RIESGO EL SISTEMA SIN CAUSA JUSTIFICADA;
- g) INCUMPLIMIENTO REITERADO EN LOS PLAZOS ESTABLECIDOS EN EL REGLAMENTO DE OPERACIÓN PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN A LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO;
- h) OPERAR EL SISTEMA DE POTENCIA O EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONTRAVINIENDO LAS NORMAS EMITIDAS PARA ESE EFECTO; y,
- i) NO UTILIZAR EL SISTEMA UNIFORME DE CUENTAS APROBADO POR LA SIGET.

SON INFRACCIONES MUY GRAVES DE LA UNIDAD DE TRANSACCIONES, LAS SIGUIENTES, SIN PERJUICIO DE LAS OTRAS CONTENIDAS EN LA PRESENTE LEY QUE RESULTAREN APLICABLES:

- a) ORIENTAR INJUSTIFICADAMENTE DECISIONES, ESTUDIOS O RESOLUCIONES A FAVOR DE CUALQUIER PARTICIPANTE DEL MERCADO;
- b) REVELAR INTENCIONALMENTE LAS OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO ANTES DEL PERÍODO ESTABLECIDO EN EL REGLAMENTO DE OPERACIÓN; y,
- c) OCULTAR LA INFORMACIÓN DEL MERCADO Y DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA A LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO. (3)

Art. 105.- SON INFRACCIONES MUY GRAVES:

- a) EXPLOTAR RECURSOS HIDRÁULICOS O GEOTÉRMICOS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SIN TENER CONCESIÓN PARA ELLO;
- b) REALIZAR ACTIVIDADES DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN O COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SIN HABERSE INSCRITO EN LA SIGET;
- c) NO ACTUALIZAR LA INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO RESPECTIVO, CUANDO ÉSTA DEBA SER REALIZADA POR OPERADORES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA;
- d) NO SEPARAR LOS SISTEMAS DE CONTABILIDAD, CUANDO UNA MISMA ENTIDAD DESARROLLE DISTINTAS ACTIVIDADES EN EL SECTOR;
- e) UTILIZAR SISTEMAS DE CONTABILIDAD PARA LAS ACTIVIDADES DE TRANSMISIÓN,

DISTRIBUCIÓN, DE OPERACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, QUE NO CUMPLAN CON LAS NORMAS EMITIDAS POR LA SIGET;

- f) NEGAR, RESTRINGIR O RETRASAR EL ACCESO A LA SIGET, ASÍ COMO DE LOS PERITOS, AUDITORES O DELEGADOS QUE ÉSTA NOMBRE, LA INFORMACIÓN QUE SE LE REQUIERA DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN LA PRESENTE LEY;
- g) NO COMPENSAR A UN OPERADOR O A TERCEROS POR LOS DAÑOS Y PERJUICIOS QUE SE LE CAUSEN POR LA OPERACIÓN INDEBIDA DE LAS INSTALACIONES CONECTADAS O INTERCONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSMISIÓN;
- h) NEGARSE A INTERCONECTAR LAS REDES DE TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN, SIN JUSTA CAUSA PARA ELLO;
- i) NO PERMITIR EL USO DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN, SIN JUSTA CAUSA PARA ELLO;
- j) INTERCONECTAR INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN SIN ACUERDO CON EL PROPIETARIO DE LA RED;
- k) APLICAR CARGOS POR EL USO DE REDES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN, ASÍ COMO POR LA OPERACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA Y DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN QUE NO CUMPLAN CON EL MÉTODO ESTABLECIDO POR LA SIGET;
- l) DESCONECTAR LAS INSTALACIONES DE UN OPERADOR SIN CAUSA JUSTIFICADA;
- m) LA NEGATIVA REITERADA A FACILITAR A LA SIGET LA INFORMACIÓN QUE SE SOLICITE, SI HUBIERE OBLIGACIÓN DE SUMINISTRARLA;
- n) PROPORCIONAR INFORMACIÓN DE FORMA INCOMPLETA O INEXACTA O BIEN DE FORMA DISTINTA A LA ESTABLECIDA, SI HUBIERE OBLIGACIÓN DE SUMINISTRARLA;
- o) EL SUMINISTRO DE DATOS FALSOS O INDEBIDAMENTE MANIPULADOS;
- p) LA APLICACIÓN IRREGULAR REITERADA DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS AUTORIZADOS, DE MANERA QUE SE PRODUZCA UNA ALTERACIÓN EN EXCESO DEL MONTO TOTAL FACTURADO CORRESPONDIENTE, EN EL PERÍODO SEMESTRAL DE CONTROL QUE REALICE LA SIGET; y,
- q) LA APLICACIÓN IRREGULAR REITERADA, INTENCIONADA O NEGLIGENTE, DE LAS NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO ESTABLECIDAS POR LA SIGET, DE MANERA QUE SE DETECTE UNA COMPENSACIÓN MENOR RELEVANTE DE LO DEBIDO A LOS USUARIOS EN EL PERÍODO DE CONTROL DEFINIDO POR SIGET. LA MULTA PODRÁ INCREMENTARSE HASTA EN UN 100% DEL MONTO POR COMPENSACIONES QUE SURGIERA DE LA ALTERACIÓN CONSTATADA, SIN PERJUICIO DE LA OBLIGACIÓN DE LA DISTRIBUIDORA DE PAGAR LAS COMPENSACIONES DEBIDAS A LOS USUARIOS. (3)

Art. 105-Bis.- DEROGADO POR D.L. No. 528/04. (3)

Art. 106.- LAS INFRACCIONES GRAVES SERÁN SANCIONADAS POR LA SIGET CON MULTA DE HASTA CINCUENTA MIL COLONES Y LAS MUY GRAVES CON MULTA DE HASTA QUINIENTOS MIL COLONES.

INCISO SEGUNDO DEROGADO POR D.L. No. 528/04

CUANDO HABIENDO UNA RESOLUCIÓN FIRME QUE ORDENE REALIZAR O ABSTENERSE DE REALIZAR DETERMINADA ACCIÓN, EL INFRACTOR NO CUMPLA CON TAL INDICACIÓN EN EL PLAZO ESTABLECIDO PARA TAL EFECTO, LA SIGET PODRÁ EN DICHS CASOS IMPONERLE MULTAS DE HASTA CIENTO CINCUENTA MIL COLONES DIARIOS, CON EL FIN DE OBLIGAR AL CUMPLIMIENTO DE LA RESOLUCIÓN.

PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS SANCIONES, SE TENDRÁN EN CUENTA LO SIGUIENTE:

- a) EL PELIGRO RESULTANTE DE LA INFRACCIÓN PARA LA VIDA Y SALUD DE LAS PERSONAS, LA SEGURIDAD DE LAS COSAS Y EL MEDIO AMBIENTE;
- b) EL DAÑO O DETERIORO CAUSADO;
- c) LOS PERJUICIOS PRODUCIDOS EN LA CONTINUIDAD Y REGULARIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA;
- d) EL GRADO DE PARTICIPACIÓN EN LA ACCIÓN U OMISIÓN TIPIFICADA COMO INFRACCIÓN Y EL BENEFICIO OBTENIDO DE LA MISMA; y,
- e) LA INTENCIONALIDAD EN LA COMISIÓN DE LA INFRACCIÓN O LA REITERACIÓN EN LA MISMLA REINCIDENCIA POR COMISIÓN EN EL TÉRMINO DE TRES AÑOS DE MÁS DE UNA INFRACCIÓN DE LA MISMA NATURALEZA, CUANDO ASÍ HAYA SIDO DECLARADO POR RESOLUCIÓN FIRME, Y EL EFECTO SOBRE TERCEROS. (3)

Art. 107.- En caso de incumplimiento reiterado a lo dispuesto en la Ley por parte de los Operadores, el monto de las multas se incrementará en un diez por ciento para la segunda infracción, y en un veinticinco por ciento para la tercera infracción.

En caso que un operador reincida en cuatro oportunidades en el mismo incumplimiento, la SIGET, de conformidad con el Reglamento de la presente Ley, iniciará el proceso para declarar la terminación de la concesión, o la cancelación de la inscripción, según sea el caso.

Art. 108.- La SIGET sancionará con multa de un Mil Colones al usuario final que consuma energía eléctrica sin autorización del Operador, o que incumpla las condiciones contractuales, sin perjuicio de las acciones judiciales que pueda ejercer el Operador.

Art. 109.- Las multas establecidas en el presente capítulo, tendrán fuerza ejecutiva y deberán ajustarse anualmente por la SIGET, tomando en cuenta el índice de Precios al Consumidor publicado por el Ministerio de Economía. La base de escalación para los cálculos será el último día del mes en que entre en vigencia la presente Ley.

Art. 110.- SE CONSIDERARÁ COMO INFRACCIÓN DISTINTA Y CALIFICADA DE GRAVE, LA RENUENCIA DEL INFRACTOR A AJUSTARSE A LAS DISPOSICIONES DE ESTA LEY, DESPUÉS DE LA ORDEN QUE AL EFECTO HUBIESE RECIBIDO DE LA SIGET, EN EL PLAZO QUE ÉSTA INDIQUE. UNA VEZ TRANSCURRIDO EL PLAZO ORDENADO PARA EL CESE DE LA CONDUCTA INFRACTORA, PODRÁN IMPONERSE NUEVAS MULTAS, PREVIA LA INSTRUCCIÓN DE LOS CORRESPONDIENTES PROCEDIMIENTOS SANCIONADORES. (3)

Art. 111.- PRESCRIBIRÁN EN TRES AÑOS CONTADOS A PARTIR DE LA FECHA DE LA RESOLUCIÓN, LAS MULTAS QUE NO SE HAYAN HECHO EFECTIVAS.

DICHO PLAZO SE INTERRUMPIRÁ POR LAS ACCIONES ENCAMINADAS A LA EJECUCIÓN FORZOSA DE LA SANCIÓN. EN CASO QUE EL INFRACTOR NO HAGA EFECTIVA LA MULTA EN EL PLAZO ESTABLECIDO, LA SIGET DEBERÁ INICIAR EL RESPECTIVO PROCESO EJECUTIVO CONFORME A LAS REGLAS COMUNES. PARA ESTE EFECTO SERVIRÁ DE TÍTULO EJECUTIVO LA CERTIFICACIÓN DEL ACUERDO EXPEDIDA POR EL SUPERINTENDENTE.

EL PLAZO DE PRESCRIPCIÓN DE LAS SANCIONES COMENZARÁ A CONTARSE DESDE EL DÍA SIGUIENTE A AQUEL EN QUE ADQUIERA FIRMEZA LA RESOLUCIÓN POR LA QUE SE IMPONE LA SANCIÓN.

LAS INFRACCIONES COMETIDAS Y NO SANCIONADAS MUY GRAVES PRESCRIBIRÁN A LOS CUATRO AÑOS DE SU COMISIÓN; LAS GRAVES, A LOS TRES AÑOS.

EL PLAZO DE PRESCRIPCIÓN DE LAS INFRACCIONES COMENZARÁ A CONTARSE DESDE EL DÍA EN QUE LA INFRACCIÓN SE HUBIERE COMETIDO.

INTERRUMPIRÁ LA PRESCRIPCIÓN, EL INICIO CON CONOCIMIENTO DEL INTERESADO DEL PROCEDIMIENTO SANCIONADOR, REANUDÁNDOSE EL PLAZO DE PRESCRIPCIÓN SI EL EXPEDIENTE SANCIONADOR QUEDARA PARALIZADO POR CAUSA NO IMPUTABLE AL PRESUNTO RESPONSABLE. (3)

Art. 112.- PARA LA IMPOSICIÓN DE SANCIONES CONTEMPLADAS EN LA PRESENTE LEY, LA SIGET SEGUIRÁ EL PROCEDIMIENTO CORRESPONDIENTE APLICANDO LO SIGUIENTES PRINCIPIOS:

EN NINGÚN CASO SE PODRÁ IMPONER UNA SANCIÓN SIN QUE SE HAYA TRAMITADO EL PROCEDIMIENTO PREVIAMENTE ESTABLECIDO;

SE GARANTIZARÁ AL PRESUNTO INFRACTOR EL DERECHO A SER NOTIFICADO DE LOS HECHOS QUE SE LE IMPUTEN, DE LAS INFRACCIONES QUE TALES HECHOS PUEDAN CONSTITUIR Y DE LAS SANCIONES QUE EN SU CASO, SE LES PUDIERAN IMPONER;

EL PROCEDIMIENTO SANCIONATORIO DEBE GARANTIZAR UN ADECUADO DERECHO DE DEFENSA Y LA RAZONABILIDAD DE TODOS LOS ACTOS QUE SE DICTEN EN EL CURSO DEL PROCEDIMIENTO;

EL PRESUNTO INFRACTOR PODRÁ CONOCER EL ESTADO DE LA TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO EN LOS QUE TENGA LA CONDICIÓN DE IMPUTADO, Y SE LE PERMITIRÁ OBTENER COPIAS DE DOCUMENTOS CONTENIDOS EN ELLOS;

LA RESOLUCIÓN QUE PONGA FIN AL PROCEDIMIENTO HABRÁ DE SER MOTIVADA Y RESOLVERÁ

TODAS LAS CUESTIONES PLANTEADAS EN EL EXPEDIENTE; Y

EN LA RESOLUCIÓN NO SE PODRÁN ACEPTAR HECHOS DISTINTOS DE LOS DETERMINADOS COMO PROBADOS EN EL CURSO DEL PROCEDIMIENTO, CON INDEPENDENCIA DE SU DIFERENTE VALORACIÓN JURÍDICA.

EN LA RESOLUCIÓN SE ADOPTARÁN, EN SU CASO, LAS DISPOSICIONES CAUTELARES NECESARIAS PARA GARANTIZAR SU EFICACIA, EN TANTO NO SEA EJECUTIVA.

LOS COSTOS DIRECTOS DE LA CONTRATACIÓN DE PERITOS O AUDITORES EN LOS QUE INCURRA LA SIGET PARA LA INSTRUCCIÓN DEL EXPEDIENTE, SERÁN CUBIERTOS POR EL INFRACTOR, SIEMPRE QUE RESULTARA SANCIONADO POR RESOLUCIÓN FIRME. (2) (3)

Art. 112-A.- PARA LA IMPOSICIÓN DE LAS SANCIONES POR INFRACCIONES A LA PRESENTE LEY, EL SUPERINTENDENTE ORDENARÁ LA INSTRUCCIÓN DEL EXPEDIENTE RESPECTIVO MEDIANTE RESOLUCIÓN RAZONADA QUE CONTENDRÁ LA DESCRIPCIÓN DE LA CONDUCTA SANCIONABLE, LA IDENTIFICACIÓN DEL SUPUESTO INFRACTOR Y LA RELACIÓN DE LAS PRUEBAS CON QUE SE CUENTA PARA DETERMINAR LA CORRESPONDIENTE RESPONSABILIDAD. (3)

Art. 112 -B.- LA RESOLUCIÓN DE INICIO DEL PROCEDIMIENTO A LA QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO ANTERIOR, SERÁ NOTIFICADA AL SUPUESTO INFRACTOR, QUIEN DEBERÁ, DENTRO DE LOS TRES DÍAS SIGUIENTES A DICHA NOTIFICACIÓN, EXPRESAR SU INCONFORMIDAD CON LOS HECHOS ATRIBUIDOS, PRESENTANDO LAS PRUEBAS DE DESCARGO QUE CORRESPONDAN O SOLICITANDO LA VERIFICACIÓN DE LAS MISMAS. (3)

Art. 112- C.- SEGÚN LO EXPRESADO POR EL PRESUNTO INFRACTOR, SE ABRIRÁ A PRUEBAS EL PROCEDIMIENTO POR EL TÉRMINO DE OCHO DÍAS, EN EL CUAL DEBERÁN PRODUCIRSE AQUELLAS SOLICITADAS POR DICHO PRESUNTO INFRACTOR. TRANSCURRIDO DICHO PLAZO, SE PRONUNCIARÁ LA RESOLUCIÓN QUE CORRESPONDA.(3)

Art. 112-D.- LA RESOLUCIÓN POR MEDIO DE LA CUAL SE IMPONGA UNA SANCIÓN, ADMITIRÁ EL RECURSO DE APELACIÓN PARA ANTE LA JUNTA DE DIRECTORES DE LA SIGET. (3)

Art. 112-E.- EN TANTO NO EXISTAN CONDICIONES QUE GARANTICEN LA COMPETENCIA EN LOS PRECIOS OFERTADOS AL MRS, LA UT SE REGIRÁ POR UN REGLAMENTO INTERNO QUE PROPICIE COMPORTAMIENTOS DE OFERTAS QUE ASEMEJEN UN MERCADO COMPETITIVO, SEGÚN LA METODOLOGÍA ESTABLECIDA EN EL REGLAMENTO DE ESTA LEY, LA QUE SE BASARÁ EN COSTOS MARGINALES DE PRODUCCIÓN, COSTOS FIJOS Y DE INVERSIÓN. EN EL CASO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS SE BASARÁ EN EL VALOR DE REEMPLAZO DEL AGUA. PARA TALES EFECTOS, LA CONDICIÓN DEL MERCADO SERÁ ESTABLECIDA POR EL SUPERINTENDENTE GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES Y EL SUPERINTENDENTE DE COMPETENCIA DE MANERA CONJUNTA, MEDIANTE UN ACUERDO FUNDAMENTADO EN ÍNDICES TÉCNICOS INTERNACIONALMENTE ACEPTADOS PARA MEDIR COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS. (3) (4)

CAPITULO X
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Art. 113.- En el plazo de sesenta días contados a partir de la vigencia de la presente Ley, los titulares de concesiones para explotar recursos geotérmicos o hidráulicos deberán solicitar a la SIGET la correspondiente modificación a las mismas, con la finalidad de adecuarlas a la presente Ley.

La SIGET deberá otorgar concesión para generación de energía eléctrica con recursos hidráulicos, a las entidades que a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley realicen dichas actividades sin tener concesión.

Art. 114.- En el plazo de sesenta días contados a partir de la entrada en vigencia de la presente Ley, los operadores que realicen actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, deberán solicitar a la SIGET la inscripción correspondiente.

Art. 115.- En el plazo de doscientos diez días contados a partir de la entrada en vigencia de la presente Ley, los operadores de instalaciones de generación, transmisión y distribución deberán suscribir los respectivos contratos de transmisión y distribución e inscribirlos en el Registro que para los efectos llevará la SIGET.

Art. 116.- En el plazo de doscientos setenta días contados a partir de la entrada en vigencia de la presente Ley, los comercializadores deberán suscribir los respectivos contratos de suministro con sus usuarios finales. Una vez concluido este plazo, el comercializador podrá suspender el servicio, con excepción de los consumidores a que se refiere el artículo 122.

Art. 117.- En tanto la CEL sea propietaria, a cualquier título, de la red de transmisión y más de un cincuenta por ciento de la capacidad instalada de generación, la UT se regirá por un Reglamento interno transitorio que garantice la existencia de mecanismos transparentes y equitativos para la toma de decisiones relacionadas con la operación del sistema.

Art. 118.- En tanto no realice la UT su giro normal de operaciones, el despacho será realizado por el Centro de Operaciones del Sistema de la CEL, de acuerdo con el método de los costos marginales de operación, con participación de representantes de los operadores existentes.

Art. 119.- Dentro del plazo de los tres años posteriores a la vigencia de la presente Ley, la CEL deberá reestructurarse a efecto que las actividades de mantenimiento del sistema de transmisión y operación del sistema de potencia sean realizadas por entidades independientes, y que las de generación se realicen por el mayor número posible de operadores.

La UT deberá constituirse dentro del año posterior a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley.

A las sociedades que constituya CEL como resultado de su reestructuración, no le serán aplicables las disposiciones legales sobre constitución de sociedades por acciones de economía mixta.

Art. 120.- Las sociedades resultantes de la reestructuración de la CEL y que tengan como giro normal de operaciones, la explotación de las instalaciones de la citada institución, deberán recibir de la

SIGET las respectivas concesiones cuando sea el caso, dentro de los noventa días posteriores a la fecha de su constitución.

Art. 121.- Los distribuidores podrán utilizar las redes que no sean de su propiedad ni de otros distribuidores, para entregar energía eléctrica, pero en estos casos, los costos de mantenimiento de dichas instalaciones serán a cargo de los usuarios.

Art. 122.- Se faculta a la SIGET para que durante los dieciocho meses posteriores a la vigencia de la presente Ley, establezca en forma periódica precios máximos y condiciones para los suministros de energía eléctrica a usuarios finales del sector residencial con un consumo promedio mensual inferior a quinientos kilovatios hora.

Transcurrido ese plazo, se establecerán precios máximos y condiciones para los suministros de energía eléctrica a usuarios finales del sector residencial con un consumo promedio mensual inferior a doscientos kilovatios hora, durante los siguientes dieciocho meses.

Art. 122-A.- EN EL TÉRMINO DE SESENTA DÍAS DE LA ENTRADA EN VIGENCIA DE LA PRESENTE LEY, LA UT DEBERÁ PRESENTAR LAS MODIFICACIONES NECESARIAS A SU PACTO SOCIAL Y REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA, REFLEJANDO LOS CAMBIOS ESTABLECIDOS EN LA PRESENTE LEY PARA SU APROBACIÓN POR LA SIGET. ADICIONALMENTE DEBERÁ ACORDAR UN AUMENTO DE CAPITAL CON LA FINALIDAD DE INCORPORAR A NUEVOS PARTICIPANTES DEL MERCADO, MEDIANTE SU INGRESO COMO ACCIONISTAS A LA SOCIEDAD. (3)

Art. 122-B.- PARA LOS EFECTOS DEL LITERAL C) DEL ARTÍCULO 67 BIS DE LA PRESENTE LEY, SE ESTARÁ AL PROCESO GRADUAL QUE CORRESPONDA BÁSICAMENTE AL TIEMPO REQUERIDO PARA LLENAR LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD QUE SE ENCUENTREN DEBIDAMENTE REGLAMENTADOS DE CONFORMIDAD A LA METODOLOGÍA ESTABLECIDA POR LA SIGET. (3)

Art. 122-C.- EL PRIMER PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN A QUE HACE REFERENCIA EL ARTÍCULO 69 DE LA PRESENTE LEY, DEBERÁ SER PRESENTADO A LA SIGET PARA SU APROBACIÓN, SEIS MESES DESPUÉS DE LA ENTRADA EN VIGENCIA DEL PRESENTE DECRETO. (3)

CAPITULO XI DISPOSICIONES FINALES

Art. 123.- Los plazos contenidos en la presente Ley que se refieren a las actuaciones de la SIGET son improrrogables.

Art. 124.- Dentro de los ciento ochenta días posteriores a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley, el Presidente de la República deberá emitir los reglamentos que sean necesarios para su aplicación.

Art. 125.- Cuando exista discrepancia, las disposiciones de la presente Ley prevalecerán sobre lo dispuesto en la Ley de CEL y cualquier otra que la contraríe.

Art. 126.- Deróganse los Decretos que a continuación se indican:

- a) Decreto Legislativo No. 177 del 31 de diciembre de 1935, publicado en el Diario Oficial No. 4, Tomo 120 del 6 de enero de 1936, y sus modificaciones;
- b) Decreto Legislativo No. 8 del 27 de mayo de 1941, publicado en el Diario Oficial No. 122, Tomo 130 del 4 de junio de 1941, y sus modificaciones;
- c) Decreto Legislativo No. 109 del 7 de septiembre de 1946, publicado en el Diario Oficial No. 209, Tomo 141 del 20 de septiembre de 1946, y sus modificaciones.

Art. 127.- La presente Ley entrará en vigencia ocho días después de su publicación en el Diario Oficial.

DADO EN EL SALON AZUL DEL PALACIO LEGISLATIVO, San Salvador, a los diez días del mes de octubre de mil novecientos noventa y seis.

MERCEDES GLORIA SALGUERO GROSS
PRESIDENTA

ANA GUADALUPE MARTINEZ MENENDEZ
VICEPRESIDENTA

ALFONSO ARISTIDES ALVARENGA
VICEPRESIDENTE

JOSE RAFAEL MACHUCA ZELAYA
VICEPRESIDENTE

JULIO ANTONIO GAMERO QUINTANILLA
VICEPRESIDENTE

JOSE EDUARDO SANCHO CASTAÑEDA
SECRETARIO

GUSTAVO ROGELIO SALINAS OLMEDO
SECRETARIO

CARMEN ELENA CALDERON DE ESCALON
SECRETARIA

WALTER RENE ARAUJO MORALES
SECRETARIO

RENE MARIO FIGUEROA FIGUEROA
SECRETARIO

CASA PRESIDENCIAL: San Salvador, a los veintiún días del mes de octubre de mil novecientos noventa y seis.

PUBLIQUESE,
ARMANDO CALDERON SOL,
Presidente de la República.

EDUARDO ZABLAH TOUCHE,
Ministro de Economía.

D.O. N° 201
TOMO N° 333

FECHA: 25 de octubre de 1996
ldr

REFORMAS:

- (1) D. L. N° 176, 4 DE DICIEMBRE DE 1997;
D. O. N° 239, T. 337, 22 DE DICIEMBRE DE 1997.
- (2) D. L. N° 355, 9 DE JULIO DE 1998;
D. O. N° 142, T. 340, 29 DE JULIO DE 1998.
- (3) D. L. N° 1216, 11 DE ABRIL DE 2003;
D. O. N° 83, T. 359, 9 DE MAYO DE 2003.
- (4) D. L. No. 1018, 30 DE MARZO DE 2006;
D. O. No. 84, T. 371, 9 DE MAYO DE 2006.
- (5) D. L. No. 405, 30 DE AGOSTO DE 2007;
D. O. No. 181, T. 377, 1 DE OCTUBRE DE 2007.
- (6) D. L. No. 732, 22 DE OCTUBRE DE 2008;
D. O. No. 211, T. 381, 10 DE NOVIEMBRE DE 2008.
- (7) D. L. No. 542, 17 DE NOVIEMBRE DE 2016;
D. O. No. 27, T. 414, 8 DE FEBRERO DE 2017.

DEROGATORIA PARCIAL :

D. L. N° 528, 25 DE NOVIEMBRE DE 2004;
D. O. N° 240, T. 365, 23 DE DICIEMBRE DE 2004.

INCONSTITUCIONALIDAD:

LA SALA DE LO CONSTITUCIONALIDAD DE LA CORTE SUPREMA DE JUSTICIA, POR RESOLUCIÓN 28-2008, DE FECHA 27-06-2012, DECLARÓ INCONSTITUCIONAL LOS ARTS. 5 Y 12 DE LA PRESENTE LEY, DEBIDO A QUE SOLO LA ASAMBLEA LEGISLATIVA TIENE LA POTESTAD DE CONCESIONAR Y ESTAS NO DEBEN SER PERMANENTES, VIOLANDO LOS ARTS. 86 INC. 1°, 103 INC. 3°, 120 INCS. 1° Y 2°, Y 131 ORD. 30° CN. (ROM/ 08/08/12)
(LOS ARTICULOS 5 Y 12, FUERON REFORMADOS POSTERIORMENTE POR EL D.L. 542/16)

DISPOSICIONES RELACIONADAS:

CONCESIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN DEL RECURSO HIDRAÚLICO DEL PROYECTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN PEQUEÑA ESCALA SAN SIMON I, DEL RÍO SAN SIMÓN, EN EL DEPARTAMENTO DE USulután.
D. L. No. 693, 1 DE JUNIO DE 2017,

D. O. No. 167, T. 416, 8 DE SEPTIEMBRE DE 2017.

CONCESIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN DEL RECURSO HIDRAÚLICO DEL PROYECTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN PEQUEÑA ESCALA SAN SIMON II, DEL RÍO SAN SIMÓN, EN EL DEPARTAMENTO DE USulután.

D. L. No. 694, 1 DE JUNIO DE 2017,

D. O. No. 167, T. 416, 8 DE SEPTIEMBRE DE 2017.

CONCESIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN DEL RECURSO HIDRAÚLICO DEL PROYECTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN PEQUEÑA ESCALA VELESA ENERGY, DEL RÍO AGUA CALIENTE, JURISDICCIÓN DE CALUCO, EN EL DEPARTAMENTO DE SONSONATE.

D. L. No. 695, 1 DE JUNIO DE 2017,

D. O. No. 167, T. 416, 8 DE SEPTIEMBRE DE 2017.

CGC
1/12/08

NGC
06/03/17

PCH
04/10/17

DECRETO N° 70

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE EL SALVADOR,

CONSIDERANDO:

- I. Que por Decreto Legislativo N° 843, de fecha 10 de octubre de 1996, publicado en el Diario Oficial N° 201, Tomo 333, del 25 del mismo mes y año, se emitió la Ley General de Electricidad;
- II. Que el efecto de facilitar su aplicación, es conveniente dictar las normas tendientes a desarrollar los principios contenidos en el citado cuerpo legal.

POR TANTO,

en uso de sus facultades constitucionales.

DECRETA, el siguiente:

REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD.

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Art. 1.- El presente Reglamento desarrolla los procedimientos necesarios para el cumplimiento de lo dispuesto en la Ley General de Electricidad, en adelante "la Ley". La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, en adelante "La Superintendencia", o "la SIGET", es la responsable de su cumplimiento.

El cumplimiento de lo dispuesto en la Ley y en el presente Reglamento, no exime a los operadores de cumplir con lo dispuesto en cualquier otro cuerpo legal.

Art. 2.- Para el cumplimiento de lo dispuesto en la Ley, en el presente Reglamento y en cualquier otra disposición de carácter general que sea aplicable al sector Electricidad, la SIGET emitirá Acuerdos, que deberán ser firmados por el Superintendente.

Art. 3.- Los Acuerdos que emita la Superintendencia, surtirán plenos efectos legales tres días después de que hayan sido notificados a los interesados, o de publicados de conformidad con el presente Reglamento V, según sea el caso.

Art. 4.- Las Concesiones para la explotación de recursos hidráulicos geotérmicos para la generación de energía eléctrica, serán otorgadas por la SIGET, previo el cumplimiento de lo dispuesto en la Ley y en el presente Reglamento.

Art. 5.- La renovación de la inscripción en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones, en adelante "el Registro" deberá, solicitarse a la SIGET, a más tardar treinta días hábiles antes del cumplimiento del año calendario posterior a la fecha de inscripción.

La solicitud deberá acompañarse de toda la información referente a adiciones o modificaciones que los operadores hayan realizado en sus instalaciones.

En el caso de los generadores, éstos deberán presentar la solicitud de acuerdo con lo dispuesto en el presente artículo y ocho días después de haberse cumplido el año de inscripción, deberán informar a la SIGET la cantidad de energía generada con fines comerciales.

Con lo anterior, la SIGET realizará el cálculo del monto a pagar por la renovación de la inscripción y lo notificará al generador, quien deberá efectuar el pago dentro de los tres días siguientes.

Art. 6.- Para los efectos de lo dispuesto en el Art. 8 de la Ley, un operador podrá desarrollar varias actividades como una sola empresa, toda vez que éste permita diferenciar las operaciones por tipo de actividad, de acuerdo con las normas emitidas por la SIGET.

Art. 7.- Los gastos de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar como consecuencia de la construcción de nuevas carreteras, calles, vías férreas u obras de ornato municipal, serán por cuenta de la Secretaría de Estado, Institución Municipalidad, o persona que ejecute la construcción.

Para los efectos del presente Reglamento, se considerará como nueva construcción de carreteras, calles, vías férreas, todas las obras que sean realizadas más allá de los límites demarcados por el derecho de vía de las obras existentes.

CAPÍTULO II DE LAS CONCESIONES

SECCIÓN I DE LOS ESTUDIOS

Art. 8.- Las entidades interesadas en realizar estudios para el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica utilizando recursos hidráulicos o geotérmicos, en bienes nacionales de uso público o del Estado, deberán presentar para ello a la SIGET, solicitud acompañada de lo siguiente:

- a) Los datos del solicitante relativos a su excelencia y capacidad legal y la documentación que respalde dichos datos;
- b) Detalle del área geográfica en la que realizará los estudios incluyendo la nómina de bienes nacionales de uso público o del Estado en lo que éstos se harán;
- c) Naturaleza, tipo y detalle del recurso a estudiar; y
- d) Descripción del tipo de estudios a realizar y plazo estimado de duración de los mismos.

Art. 9.- Recibida la solicitud, la Superintendencia contará con un plazo de quince días para otorgar el permiso, que inscribirá en el Registro respectivo y que expresará los datos de la entidad autorizada para realizar los estudios, el área geográfica donde se realizarán éstos, y el plazo por el que se concede el mismo, que en ningún caso podrá ser mayor de dos años.

Art. 10.- La SIGET podrá renovar el permiso por una sola vez, por un período adicional no mayor de dos años, previa solicitud del interesado, la que deberá ser presentada al menos noventa días antes del permiso vigente.

Art. 11.- En el permiso que otorgue la SIGET, se expresará claramente que el mismo no es exclusivo para la realización de estudios del recurso de que se trate, asimismo, que dicho permiso no lo faculta a ingresar en bienes raíces propiedad de particulares sin el acuerdo previo con éstos, ni en bienes fiscales sin permiso de la autoridad que los administra, detallando los bienes nacionales del uso público y del Estado en los que podrán realizarse los estudios, así como las limitaciones y condiciones para la ejecución de los mismos en dichos bienes.

SECCIÓN II

DEL OTORGAMIENTO DE LAS CONCESIONES

Art. 12.- Para los efectos del presente Reglamento, Concesión es el acto otorgado por la SIGET, por el que se faculta a un particular para explotar un recurso hidráulico o geotérmico determinado, con la finalidad de generar energía eléctrica. La Concesión es permanente y transferible.

Art. 13.- Las entidades interesadas en obtener Concesiones para la explotación de recursos hidráulicos o geotérmicos para generación de energía eléctrica, deberán presentar solicitud por escrito a la SIGET, la que deberá cumplir con lo dispuesto en el Art. 13 de la Ley.

En la solicitud se deberá indicar la fecha esperada de inicio de la operación comercial del proyecto.

Se podrá solicitar Concesión para la explotación de recursos geotérmicos sin que al solicitante se le haya autorizado anteriormente para la realización de estudios, siempre y cuando se compruebe que éstos fueron realizados por una entidad facultada para ello.

Art. 14.- Dentro de los ocho días posteriores a la fecha de presentación de la solicitud de Concesión, la SIGET notificará al interesado si la solicitud ha sido admitida o no, y en este último caso, las razones de la no admisión.

La solicitud rechazada no podrá ser presentada dentro de los siguientes seis meses.

Art. 15.- La SIGET podrá, dentro de los tres días posteriores a la fecha de la presentación de la solicitud, prevenir al interesado para que dentro del plazo que ésta fije, presente la información necesaria para pronunciarse sobre la admisión de la misma. La falta de la presentación de la información requerida, será causal para declarar la inadmisibilidad de la solicitud.

Art. 16.- Dentro de los cinco días siguientes al de la fecha de admisión de la solicitud SIGET mandará a publicar los datos del proyecto. Dicha publicación deberá incluir al menos: (6)

- a) Descripción del recurso para el que se solicita Concesión.
- b) Los datos relativos al solicitante.
- c) Características técnicas del proyecto a desarrollar.

- d) Area geográfica dentro de la cual se desarrollará el proyecto; y
- e) La fecha última en que se recibirán oposiciones al proyecto, así como también proyectos excluyentes; fijada de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo siguiente.

Art. 17.- La SIGET admitirá durante los diez días posteriores a la fecha de la última publicación de los datos del proyecto, las oposiciones o proyectos excluyentes que presente al mismo cualquier persona natural o jurídica. (6)

Art. 18.- Transcurrido el plazo señalado en el artículo anterior, la SIGET notificará al solicitante sobre las oposiciones o proyectos excluyentes que se hubiesen presentado, y éste tendrá un plazo de quince días para pronunciarse sobre los mismos, manteniendo el proyecto sin modificación o plegándose a aquellos. El plazo estipulado en el presente artículo podrá ampliarse por un período adicional de cinco días, únicamente a solicitud expresa del interesado. (6)

Art. 19.- Transcurrido el plazo o el período adicional en su caso, señalado en el artículo anterior, la SIGET contará con doce días para determinar si el proyecto original o algún excluyente será sometido o no a licitación. (6)

El Acuerdo a que se refiere el presente artículo, será publicado y notificado al solicitante y a quienes hayan presentado oposiciones o proyectos excluyentes.

Art. 20.- Dentro del plazo de los treinta días posteriores a la fecha de publicación del Acuerdo señalado en el artículo anterior, la SIGET establecerá y publicará los días y el lugar en que estarán disponibles los Documentos de Calificación. (6)

Art. 21.- Para cada licitación en particular, la SIGET calificará previamente a las entidades que deseen participar en la misma. Para los efectos de este Reglamento, una entidad estará calificada cuando así lo declare la SIGET después de haber examinado la información y documentación necesaria, y considere que dicha entidad posee la capacidad legal, técnica y financiera para desarrollar, operar y mantener las instalaciones necesarias para la explotación de un recurso hidráulico o geotérmico con la finalidad de generar energía eléctrica.

Art. 22.- Los documentos de calificación deberán contener al menos:

- a) Descripción del recurso, así como los datos del proyecto que se someterá a licitación, que deberán incluir al menos la capacidad de generación nominal y neta a ser instalada;
- b) Requisitos legales, técnicos y financieros con los que deberán cumplir las entidades que deseen ser calificadas a efecto de participar en la licitación en particular;
- c) Los requerimientos mismos que para el proyecto en particular haya establecido la autoridad en materia de medio ambiente;
- d) El plazo dentro del cual el proyecto deberá entrar en operación comercial;
- e) Las condiciones especiales que deberán incluirse en la respectiva contrata. El desacuerdo de un oferente con cualquiera de las condiciones especiales, será razón para que la SIGET no califique a dicho oferente;
- f) Forma y plazo en el que deberán presentarse los documentos con los que se acredite el cumplimiento de los requisitos a que se refiere la letra b);

- g) Los criterios que la SIGET utilizará para examinar la información presentada por las entidades que deseen ser calificadas, especificando claramente las causales de rechazo de la documentación presentada por las entidades;
- h) La definición del marco normativo al que estará sujeta la SIGET y los oferentes en el proceso de licitación.

Art. 23.- Las entidades interesadas en ser calificadas podrán requerir ampliaciones o aclaraciones en relación a cualquier punto de los documentos de calificación, dentro del período especificado en los mismos. Las ampliaciones o aclaraciones que se hagan a cualquier interesado en relación a dudas que plantee, serán hechas del conocimiento de todos los participantes, no pudiendo la SIGET manifestar quién solicitó dichas ampliaciones o aclaraciones.

Art. 24.- Realizada la calificación, la SIGET publicará los resultados y los notificará a todas las entidades que hayan solicitado ser calificadas.

Art. 25.- Del Acuerdo que contiene la resolución a que se refiere el artículo anterior, existirá el recurso de revisión, que deberá interponerse ante la SIGET dentro de los tres días siguientes al de su notificación, y en el cual, se habrá de exponer claramente las razones por que el solicitante no está de acuerdo con lo dispuesto por la SIGET, y acompañando dicha solicitud de la documentación que sustente sus alegatos. (6)

La SIGET dispondrá de treinta días para pronunciarse, con expresión de motivos, sobre la revisión solicitada, pudiendo revocar, reformar o confirmar el Acuerdo a que se refiere el Art. 21.

Art. 26.- Si además de la entidad que solicitó originalmente la Concesión, no existiesen otras que soliciten ser inscritas para el proceso de licitación, la Concesión será otorgada directamente a quien la hubiese solicitado, sin cargo alguno.

Art. 27.- Transcurridos diez días después de la fecha de publicación de los resultados de la calificación, la SIGET invitará a las entidades calificadas a presentar su oferta económica en sobre sellado. (6)

Art. 28.- La invitación a presentar ofertas deberá contener al menos:

- a) El lugar, fecha hora límite e idioma de presentación de las ofertas;
- b) Requerimiento de que el oferente exprese claramente el monto que esté dispuesto a pagar por la Concesión; y
- c) La forma, condiciones, moneda y cuantía de la garantía de oferta, que en ningún caso podrá ser inferior al diez por ciento (10%) del monto total de ésta.

Art. 29.- El plazo para la presentación de ofertas podrá ampliarse a solicitud de las entidades calificadas, dicha ampliación deberá hacerse del conocimiento de todas las entidades calificadas, por medio de una adición a la invitación a presentar ofertas.

Art. 30.- El acto de apertura de oferta será público y podrá participar en el cualquier persona, tenga o no un interés en la licitación en particular.

Art. 31.- Abiertas las ofertas, la SIGET contará con un plazo máximo de ocho días para determinar quién ofreció el mejor precio, cumpliendo con la garantía requerida. Dicha determinación la notificará a todos los oferentes.

Art. 32.- En caso que el monto de la oferta ganadora no corresponda a quien originalmente la Concesión éste contará con un plazo de diez días a partir de la fecha de notificación a que se refiere el artículo anterior, para comunicar su intención de pagar el ochenta y cinco por ciento (85%), o el noventa por ciento (90%) de dicho monto para la explotación de recursos geotérmicos o hidráulicos respectivamente. (6)

Art. 33.- Si la entidad que solicitó originalmente la Concesión manifiesta su disposición de pagar el porcentaje a que se refiere el artículo anterior, la SIGET emitirá y publicará el Acuerdo correspondiente, otorgando la Concesión.

Art. 34.- La entidad a la que se haya otorgado la Concesión deberá realizar el pago correspondiente a la SIGET, por medio de cheque certificado librado contra una institución bancaria nacional, dentro de los diez días siguientes a la fecha de notificación, y la respectiva contrata deberá otorgarse cumpliendo con los requisitos de Ley, por medio de Escritura Pública, dentro de los treinta días posteriores a la publicación de los resultados de la licitación. Esta Escritura deberá inscribirse en el Registro respectivo. La totalidad de estos ingresos serán transferidos al Fondo General del Estado. (6)

SECCIÓN III

DE LA TERMINACIÓN DE LAS CONCESIONES

Art. 35.- El concesionario podrá renunciar a la Concesión en cualquier momento después que ésta se le haya otorgado, aun cuando el proyecto no hubiese entrado en operación comercial.

Art. 36.- Para que la renuncia surta efectos legales, el concesionario deberá solicitar la aceptación de la SIGET con noventa días de anticipación a la fecha en que pide surta efecto. La SIGET resolverá dentro de los cuarenta y cinco días siguientes a la fecha de haber recibido la solicitud.

Art. 37.- EL Acuerdo que emita la SIGET por medio del cual se acepta la renuncia del concesionario deberá ser publicado. Tres días después de dicha publicación, el concesionario quedará inhabilitado para explotar el recurso, quedando en libertad de disponer de las instalaciones y equipo afecto a la Concesión.

Art. 38.- La Concesión podrá terminar por incumplimiento reiterado de parte del concesionario de las obligaciones establecidas en aquella, o de las fijadas por la Ley.

Art. 39.- En la contrata deberá estipularse como condición especial que, salvo caso fortuito o fuerza mayor, si transcurrido un plazo determinado en atención a la naturaleza y característica de las obras a desarrollar el proyecto no entra en operación comercial, la Concesión se extinguirá sin responsabilidad para la SIGET.

Art. 40.- En caso que un concesionario reincida en cuatro oportunidades en el mismo incumplimiento, la SIGET iniciará el proceso para declarar la terminación de la Concesión.

Art. 41.- Impuesta la respectiva multa de conformidad con lo dispuesto en la Ley y el presente Reglamento, por tercera oportunidad y debido a un incumplimiento de la misma naturaleza, la SIGET prevendrá al concesionario en el sentido que el próximo incumplimiento, será causal para iniciar el procedimiento de la terminación de la Concesión.

Art. 42.- Al imponerse la respectiva multa por cuarta oportunidad, la SIGET iniciará el procedimiento de terminación de la Concesión y lo notificará al concesionario. Dicha notificación deberá contener claramente las causas por las cuales se ha iniciado el procedimiento.

Art. 43.- Notificado el concesionario el inicio del procedimiento, éste tendrá un plazo de noventa días para presentar a la SIGET sus argumentos o justificaciones a efecto de evitar la terminación de la Concesión, y cuando sea el caso, evidencia de que se han tomado o se están tomando las medidas correctivas para que dichos incumplimientos no se repitan.

Art. 44.- La SIGET tendrá un plazo de noventa días a partir de la fecha de recepción de los argumentos del concesionario, para pronunciarse sobre la terminación o no de la Concesión, lo que deberá publicar y notificar a éste.

Art. 45.- Tres días después de publicado el Acuerdo por medio del cual se declara la terminación de la Concesión, el Ex-concesionario estará inhabilitado para seguir explotando el recurso quedando en libertad para disponer de las instalaciones y equipo afecto a la Concesión.

Art. 46.- Para los efectos del presente Reglamento, se considera que existe transferencia de la Concesión cuando haya un cambio en el titular de la misma, sea éste entre personas naturales o jurídicas. La modificación de la participación accionaria en las sociedades no implica transferencia de la Concesión.

Art. 47.- Para que la transferencia de la Concesión surta efecto, deberá existir la aceptación previa de la SIGET.

Art. 48.- Para poder realizar la transferencia de la Concesión, el concesionario deberá solicitar la aceptación de la SIGET con noventa días de anticipación a la fecha en que pide surta efectos. La solicitud deberá ser acompañada por la documentación que sustente la existencia de la capacidad legal, técnica y financiera de la entidad a la que se propone transferir la Concesión, la que deberá manifestar claramente que conoce, entiende y acepta los términos de la misma, así como las obligaciones contenidas en la Concesión y en la Ley.

La entidad a la que se propone transferir la Concesión deberá ser calificada por la SIGET, siguiendo el mismo procedimiento utilizado en la calificación previa a la licitación para el otorgamiento de la Concesión.

Art. 49.- La SIGET tendrá un plazo de cuarenta y cinco días para pronunciarse sobre la transferencia, la que deberá autorizarse, siempre y cuando la entidad a que se transfiere la Concesión tenga la capacidad

legal, técnica y financiera para operar y mantener las instalaciones necesarias para explotar el recurso objeto de la Concesión.

Art. 50.- Autorizada la transferencia, el concesionario dispondrá de treinta días para formalizarla por medio de Escritura Pública, la que deberá inscribirse en el Registro que a los efectos llevará la SIGET.

SECCIÓN IV

DE LAS MODIFICACIONES A LAS CONCESIONES

Art. 51.- Los términos de la contrata podrán modificarse a solicitud del concesionario. Las modificaciones podrán abarcar cualquier disposición de la misma, pero en ningún caso podrá pactarse un período determinado para la vigencia de ésta.

Art. 52.- En el caso que la modificación de la contrata sea en el sentido de incrementar la capacidad instalada de generación, una vez, que ésta sea autorizada y para que surta efectos, el concesionario deberá realizar el pago proporcional a que se refiere el Art. 23 de la Ley.

Art. 53.- Para determinar el monto a pagar por el concesionario en el Caso contemplado en el artículo anterior, se estará a la fórmula siguiente:

Donde: $P_n = P_o (C_{In}/C_{Io} - 1) (IPC_n/IPC_o)$

P_n : Pago a realizar por el incremento en la capacidad instalada;

P_o : Pago realizado al otorgarse la Concesión;

C_{In} : Capacidad instalada después del incremento;

C_{Io} : Capacidad Instalada para la que se otorgó la concesión;

IPC_n : Índice de Precios al Consumidor en el mes inmediato anterior a la fecha en que deba realizar el pago; y

IPC_o : Índice de Precios al Consumidor en el mes en que se realizó el pago original.

Si el momento de otorgarse la Concesión, el Concesionario no hubiese realizado pago alguno, no se requerirá ningún pago por incremento de la capacidad instalada de generación.

Art. 54.- El pago deberá realizarse dentro del plazo de quince días después que la SIGET haya notificado al concesionario el monto a pagar. La totalidad de estos ingresos será transferida al Fondo General del Estado.

Art. 55.- La SIGET podrá iniciar el procedimiento para la modificación de la Concesión, únicamente en el caso de reformas a la legislación aplicable a las actividades del sector electricidad, o cuando sea evidente que el contenido de la misma, contraría lo dispuesto en la Ley.

SECCIÓN V

DE LA INTERCONEXIÓN

Art. 56.- La obligación interconexión de transmisores y distribuidores contenida en el Art. 27 de la Ley comprende dos aspectos:

- a) Permitir el enlace de sus equipos e instalaciones con las de otros operadores; y
- b) Permitir el uso de sus equipos e instalaciones para el transporte de energía eléctrica por parte de terceros, mediante el pago de los cargos correspondientes.

Art. 57.- A efecto de realizar la interconexión, se deberá presentar al transmisor o distribuidor la solicitud respectiva, que expresará al menos las características técnicas del equipo o instalaciones a interconectar, el punto de interconexión y la fecha esperada de ésta.

Art. 58.- Recibida la solicitud, el transmisor o distribuidor al que se haya solicitado la interconexión tendrá un plazo de treinta días para dar por aceptada la solicitud y comunicar al solicitante de las condiciones técnicas y económicas que propone para realizar la interconexión. Las condiciones del respectivo contrato deberán ser pactadas por las partes.

Art. 59.- El transmisor o distribuidor podrá negarse a enlazar o permitir el uso de sus instalaciones para el transporte de energía eléctrica, cuando esto represente un peligro para la operación o la seguridad del sistema, de las instalaciones propias, las de terceros, o de personas.

Art. 60.- La negativa de un transmisor o distribuidor para permitir la interconexión de sus instalaciones deberá manifestarse por escrito dentro de los treinta días siguientes a la fecha de recepción de la solicitud, y en la misma deberán expresarse claramente la razones de la negativa.

Art. 61.- En caso que el transmisor o distribuidor se niegue a permitir la interconexión, o no se llegue a un acuerdo en cuanto a las condiciones técnicas o económicas del respectivo contrato, cualquiera de las partes podrá acudir a la SIGET.

Art. 62.- La forma y condiciones en que cada operador o usuario final responderá por los daños que causen sus instalaciones o equipos a los de los operadores con los que esté interconectado deberán pactarse en el respectivo contrato.

Art. 63.- La forma y condiciones en que cada operador responderá por los daños que causen sus instalaciones o equipos a los de terceros podrán pactarse directamente en cada caso concreto, o se podrá acudir a la SIGET para que resuelva al respecto.

CAPÍTULO III

DE LA UNIDAD DE TRANSACCIONES

Art. 64.- La Escritura Pública por medio de la cual se constituya la sociedad que tenga como finalidad desarrollar las funciones de la Unidad de Transacciones, en adelante la UT, no podrá inscribirse en el Registro

de Comercio si no consta en el Testimonio de la misma la aprobación de la SIGET, la que deberá verificar que dicha Escritura cumpla con lo estipulado en la Ley.

Art. 65.- Los métodos para la fijación de los cargos que cobrará la UT, por la operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista, serán establecidos por la SIGET, por medio de Acuerdo.

Art. 66.- Las decisiones de operaciones que tomen la UT, así como la facultad para controlar las unidades de generación y las instalaciones de transmisión a que se refiere el Art. 41 de la Ley, tendrán por objeto garantizar la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros.

Art. 67.- Las normas de operación del Sistema de Transmisión y del mercado mayorista deberán estar contenidas en el Reglamento de Operación que para esos efectos emita la Unidad de Transacciones.

Art. 67-A.- En tanto el Superintendente General de Electricidad y Telecomunicaciones y el Superintendente de Competencia, establezcan que no existen condiciones que garanticen la sana competencia en los precios ofertados al MRS, los operadores estarán sujetos a requisitos especiales en sus ofertas de oportunidad de inyección. (5)

Art. 67-B.- La Unidad de Transacciones deberá planificar y coordinar el despacho de las unidades generadoras y la operación de las instalaciones del sistema de transmisión con el objeto de abastecer la demanda al mínimo costo esperado de operación y de racionamiento, sujeto al cumplimiento de las normas de calidad y seguridad de servicio establecidas en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. (5)

Art. 67-C.- Los propietarios u operadores de unidades generadoras conectadas al sistema eléctrico, así como los propietarios u operadores de instalaciones del sistema de transmisión, deberán acatar las instrucciones de despacho u operación que la Unidad de Transacciones imparta en cumplimiento de lo establecido en la disposición precedente, salvo el caso en que dichas unidades o instalaciones se encuentren indisponibles debido a fallas o mantenimientos programados. (5)

Art. 67-D.- El retiro de unidades de generación deberá comunicarse a la SIGET con seis meses de anticipación. La SIGET podrá autorizar el retiro de unidades anunciado en plazos menores, previo informe de seguridad de la Unidad de Transacciones. (5)

Art. 67-E.- En orden a dar cumplimiento a lo establecido en el Art. 67B, las unidades generadoras serán despachadas conforme a sus respectivos costos variables de operación. (5) (12)

En el caso de las unidades termoeléctricas y geotérmicas, estos costos se determinarán en función de los costos de combustible, según corresponda, así como de otros costos operacionales que varíen con la cantidad de energía producida. (5) (12)

Para el caso de las centrales hidroeléctricas con embalse, se entenderán como costos variables de operación a efectos del despacho, a aquéllos determinados por el valor de reemplazo o valor de oportunidad futuro del agua, determinados por la UT. (5) (12)

Para el caso de las centrales hidroeléctricas sin embalse, éstas serán despachadas conforme a la disponibilidad de energía con el objeto de minimizar el costo de operación del sistema. (5) (12)

Las centrales de generación de fuente renovable de energía no convencional, tales como biomasa, eólica, solar y otras, tienen prioridad de despacho, para cuyos efectos se les considerará con costo variable de operación igual a cero, salvo las excepciones que para su efecto se establezcan en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. (5) (12)

Las importaciones se tratarán, a efectos del despacho, como unidades termoeléctricas, con un costo variable de operación conforme se establezca en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. (5) (12)

El costo unitario de racionamiento se representará mediante las Unidades de Racionamiento Forzado, en función del porcentaje de energía racionada. (12)

Art. 67-F.- Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basados en Costos de Producción, establecerá: (5)

- a. Los criterios y procedimientos para determinar los costos variables de operación de las unidades termoeléctricas y geotérmicas, así como de las operaciones de importación; (5)
- b. Los criterios y procedimientos para determinar el valor de oportunidad futuro del agua en las centrales hidroeléctricas con embalse; y, (5)
- c. El valor del costo unitario de las Unidades de Racionamiento Forzado. (5)

Art. 67-G.- La planificación de la operación será efectuada por la Unidad de Transacciones a través de la elaboración de una programación anual, una programación semanal y un programa diario o predespacho. (5)

Los procedimientos, criterios, así como los antecedentes técnicos y de demandas requeridas para la elaboración y actualización de la programación anual, la programación semanal y el programa diario; así como los procedimientos para ejecutar la operación en tiempo real, serán establecidos en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. (5)

Art. 67-H.- Los antecedentes técnicos y de demandas a que se refiere la disposición anterior, así como los antecedentes de costos requeridos para la determinación de los costos de operación, serán aportados por los operadores de acuerdo a la modalidad, oportunidad y frecuencia que se establezca en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. Los operadores estarán obligados a proporcionar la información requerida en los términos que se señalan en dicha norma. (5)

La Unidad de Transacciones podrá requerir de los operadores la ejecución de pruebas operativas para verificar la exactitud de los antecedentes aportados. El costo de estas pruebas será de cargo de los operadores. (5)

Art. 67-I.- El precio de transacción de la energía en el Mercado Regulador del Sistema se establecerá igual al costo marginal de operación del sistema en el intervalo de mercado respectivo, más los cargos de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y todo cargo establecido por la Ley General de Electricidad; los cuales serán definidos en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. Se entiende por costo marginal de operación al costo de abastecer un Kilowatt-hora adicional de demanda en ese intervalo. (5)(7)

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, establecerá los criterios y procedimientos a aplicar en los casos en que un intervalo de mercado deba determinarse más de un costo marginal debido a la existencia de congestión en el sistema de transmisión. (5)

En casos de racionamiento, el costo marginal será igual al costo unitario de la Unidad de Racionamiento Forzado correspondiente. (5)

Art. 67-J.- A cada unidad generadora conectada al sistema eléctrico se le asignará anualmente una capacidad firme, la que será determinada por la Unidad de Transacciones conforme a los procedimientos que se establezcan en el Reglamento de Operaciones del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción y de acuerdo a las disposiciones siguientes. (5)

Art. 67-K.- La capacidad firme de una unidad es aquella potencia que una unidad o central generadora es capaz de inyectar al sistema con una alta probabilidad en el sistema eléctrico, conforme el procedimiento que se establezca al efecto en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. (5) (12)

La capacidad firme de una central hidroeléctrica dependerá de la aleatoriedad hidrológica, indisponibilidad forzada y de su mantenimiento. La capacidad firme de una unidad térmica o geotérmica dependerá de la disponibilidad de combustible o vapor, de su tasa de indisponibilidad forzada y de su mantenimiento programado. (5) (12)

La capacidad firme de una unidad generadora de fuente renovable de energía no convencional, tal como biomasa, eólica, solar y, otras, dependerá de la aleatoriedad de su recurso primario. (5) (12)

La capacidad firme de un auto productor o cogenerador se establecerá conforme a la metodología que se defina en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. (5) (12)

La capacidad de una unidad generadora a utilizar en el cálculo de la capacidad firme no podrá ser superior a la máxima capacidad que ella puede inyectar al sistema por razones de estabilidad. (5) (12)

Las capacidades firmes de todas las unidades deberán ser proporcionalmente ajustadas, de modo que la suma de dichas capacidades firmes resulte igual a la demanda máxima en el período de control. Se entenderá por demanda máxima, a la máxima generación neta horaria más importaciones y menos exportaciones. (5) (12)

El período de control, para efectos de la capacidad firme, corresponderá a las horas en que se produce la máxima exigencia del parque generador y será establecido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. (12)

Art. 67-L.- Las operaciones de comercialización darán origen a transacciones de capacidad firme, las que serán determinadas anualmente por la Unidad de Transacciones, a través de un balance de capacidad firme que considere lo siguiente: (5)

Los operadores generadores cuya capacidad comprometida en contratos en el período de control sea inferior a la suma de las capacidades firmes reconocidas a sus unidades de generación, se consideran vendedores de capacidad firme por la diferencia entre ambos valores. En caso contrario, se consideran compradores. (5)

Los operadores distribuidores, clientes o comercializadores cuya demanda de potencia en el período de control sea inferior a la capacidad firme comprometida en contratos en las mismas horas, se consideran vendedores de capacidad firme por la diferencia entre ambos valores. En caso contrario, se consideran compradores. Para los comercializadores, la demanda de potencia en el período de control corresponderá a la capacidad comprometida a suministrar en contratos en el mismo período. (5)

Los procedimientos para determinar los compromisos de capacidad contratada y la demanda de potencia en el período de control, serán establecidos en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. (5)

Art. 67-M.- El precio para valorar las transacciones de capacidad firme que resulten del balance anual a que se refiere la disposición anterior, se denominará cargo por capacidad y se determinará igual al costo por Kilowatt de inversión anualizado más costo fijo de operación de una unidad eficiente para otorgar respaldo y capacidad adicional en el período de control del sistema, amplificado en un margen de reserva y en un factor de pérdidas correspondiente a las horas de mayor demanda. (5)

El cargo por capacidad y la fórmula de reajuste del mismo serán determinados y actualizados cada cinco años por la SIGET. La determinación de los costos de inversión, costos fijos de operación y vida útil de la máquina más económica para el servicio de potencia de punta y respaldo, considerando el tamaño, localización y características técnicas y económicas adecuados a la realidad del sistema eléctrico, serán determinados mediante un estudio contratado por la SIGET con una empresa consultora especializada. (5)

Para el cálculo de la anualidad de la inversión, la SIGET usará una tasa de descuento representativa para la actividad de generación en El Salvador, la que será determinada con base en un estudio contratado a un consultor especializado. En ningún caso esta tasa de descuento será inferior a la establecida en la Ley General de Electricidad para los sectores de transmisión y distribución. (5)

El margen de reserva no será inferior a 10% ni superior a 20%. (5)

Art. 67-N.- A más tardar, antes de 30 días contados desde la fecha de publicación del presente Decreto, la Unidad de Transacciones deberá remitir a la SIGET para su aprobación, un Proyecto de Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción que cumpla las disposiciones 67B y siguientes del presente reglamento. Previo a la aprobación de aquel Reglamento, la SIGET hará las consultas necesarias a la Superintendencia de Competencia. (5)

La Unidad de Transacciones dispondrá de seis meses contados desde la fecha de publicación del Reglamento de Operación señalado para habilitar los sistemas de información, los procedimientos de coordinación y comunicación con los agentes, la definición y operación de los modelos computacionales, incluidos los parámetros y variables que permitan su ejecución, así como las demás habilitaciones que le permitan dar cumplimiento a las disposiciones señaladas en dicha norma. (5)

Durante el período señalado, los agentes deberán enviar a la Unidad de Transacciones, la información técnica y económica que este organismo les solicite para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso precedente. La información deberá ser remitida a la Unidad de Transacciones en la oportunidad y bajo la modalidad que dicho organismo solicite. (5)

La Unidad de Transacciones dispondrá de nueve meses contados a partir de la fecha en que entren en vigencia las disposiciones del señalado Reglamento de Operación, para la recopilación de aquellos antecedentes técnicos que sean necesarios para la operación de los modelos señalados y que conforme al referido Reglamento de Operación requieran la ejecución de pruebas para su determinación. Durante este período, la operación del sistema se realizará utilizando para los antecedentes referidos la información que sobre ellos indique el Reglamento de Operación, basada en los antecedentes informados por los propietarios de las instalaciones correspondientes, así como valores basados en antecedentes internacionales, según lo disponga el Reglamento de Operación referido. Estos valores serán utilizados por la Unidad de Transacciones, previa aprobación de la SIGET. (5)

Art. 68.- Los cargos que cobre la UT por la prestación de cualquier servicio que no sea la Operación del Sistema de Transmisión o del Mercado Mayorista, serán pactados por mutuo acuerdo con el solicitante. La Unidad de Transacciones podrá prestar a los operadores servicios auxiliares y los cargos que cubre por ellos, serán fijados por mutuo acuerdo con el operador respectivo.

Para los efectos de presente Reglamento, se consideran como servicios auxiliares todos aquellos que sean necesarios para garantizar la seguridad de la operación y el nivel de calidad de las transferencias de energía eléctrica en el sistema interconectado.

Art. 69.- Los precios y condiciones de los contratos de suministro de energía entre operadores, estarán limitados únicamente por la voluntad de las partes y por la Ley, y para su perfeccionamiento no será necesaria la intervención de terceros.

Dentro de las transacciones de compraventa de energía eléctrica que los distribuidores reporten a la UT para el despacho programado, deberán incluir las transacciones correspondientes a los comercializadores con los que hayan suscrito contratos de distribución. Para estos efectos, los comercializadores deberán informar oportunamente al distribuidor las cantidades de energía y potencia que hayan pactado con los usuarios finales para cada período de despacho.

Art. 70.- Los informes a los que se refieren los artículos 32 y 61 de la Ley, deberán ser presentados para el período de enero a junio, a más tardar el 30 de septiembre del mismo año y el correspondiente al período de julio a diciembre, a más tardar el 31 de marzo del siguiente año.

CAPÍTULO IV

DE LOS CONTRATOS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Art. 71.- Los generadores que tengan contratos de suministros de energía eléctrica con usuarios finales, deberán inscribirse en la SIGET como comercializadores.

Art. 72.- Los comercializadores deberán tener contratos de distribución con cada uno de los operadores de las redes que utilicen para el suministro de energía eléctrica.

En los contratos de distribución se deberá establecer la forma en que el comercializador pagará al distribuidor por la energía consumida por los usuarios, finales, en exceso de la contratada.

Art. 73. La forma y condiciones de la compensación por fallas que se deberá incluir en los contratos de distribución serán pactadas por mutuo acuerdo entre las partes.

La compensación por fallas en el sistema de transmisión, se realizará de acuerdo a lo establecido en el Art. 57 Letra d) de la Ley.

Art. 74.- La inscripción de los contratos de transmisión y distribución en la SIGET, otorga a operadores y comercializadores el derecho de exigir la suscripción de contratos en los mismos términos, siempre y cuando el enlace o la prestación de los servicios se realice en iguales condiciones.

Art. 75.- La SIGET, deberá establecer los niveles mínimos de calidad para la operación del sistema de transmisión, de acuerdo con lo dispuesto en el Art. 66 Letra e) de la Ley.

Art. 76.- Los métodos para la fijación de los cargos por el uso de los sistemas de transmisión y de distribución, serán establecidos por la SIGET por medio de Acuerdo.

Art. 77.- Las actividades de distribución de energía eléctrica incluye el suministro instalación, mantenimiento y lectura del equipo de medición. Los comercializadores podrán realizar lecturas de dicho equipo cuando lo consideren necesario.

Art. 78.- Los costos de operación a utilizar para el cálculo de los cargos por el uso de las redes de distribución incluirán los pagos a realizar a la UT, por sus servicios; así como los gastos en que se incurra por la conciliación de las transacciones de energía contratadas con los usuarios finales conectados a sus redes y los de lectura del equipo de medición.

Art. 79.- EL usuario final podrá suministrar parcial o totalmente el equipo necesario para efectuar la conexión, incluyendo el equipo de medición. En este caso, deberán ajustar los costos de inversión, instalación y mantenimiento a utilizar para el cálculo de los cargos de distribución.

CAPÍTULO V

DE LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Art. 80.- Las expansiones o ampliaciones de los sistemas de transmisión y distribución que sean realizadas por los operadores, podrán efectuarse sin intervención de la SIGET siempre y cuando cumplan con las normas aceptadas por ésta.

Art. 81.- El método a utilizar por UT para determinar las expansiones o ampliaciones de transmisión que son de beneficio común y la proporción de los beneficios para cada operador, deberá ser aprobado previamente por la SIGET mediante un Acuerdo.

Art. 82.- Una vez recibido de la Unidad de Transacciones, el estudio por medio del cual se determinen las necesidades de expansión o ampliación de beneficio común y la proporción de la inversión que deberá realizar cada operador, la SIGET, dentro de los noventa días siguientes efectuará por sí, o por medio de un tercero contratado al efecto, el análisis para determinar si ésta es de beneficio común, y la proporción de inversión propuesta para cada operador.

Art. 83.- Dentro de los cuarenta y cinco días posteriores a la fecha de recibido el estudio de la UT, la SIGET podrá solicitar a éstas las ampliaciones, aclaraciones o justificaciones necesarias para pronunciarse sobre la necesidad de la inversión. La Falta de entrega de lo solicitado será causa suficiente para que la SIGET pueda declarar como no procedente la inversión propuesta.

Art. 84.- Concluido el plazo que fija el Art. 82, la SIGET determinará si la inversión es de beneficio común. De ser así, lo notificará a la Unidad de Transacciones y a los operadores conectados directamente a la red de transmisión y publicará el respectivo Acuerdo.

En dicho Acuerdo, la SIGET deberá determinar claramente la proporción de la inversión que corresponde a cada operador.

Art. 85.- Los operadores deberán determinar la forma en que se realizará la inversión, la entidad responsable de ejecutar las obras y pactarán la forma, plazo y demás condiciones bajo las cuales, cada uno de éstos realizarán los aportes correspondientes como parte de la inversión.

Art. 86.- En los casos que las expansiones o ampliaciones en el sistema de transmisión sean realizadas por los operadores o por terceros, se deberá pagar al transmisor en concepto de supervisión, el tres por ciento del monto total de ésta.

CAPÍTULO V- A (5)

ADQUISICIÓN DE ENERGÍA EN PROCEDIMIENTOS DE LIBRE CONCURRENCIA

Art. 86-A.- De acuerdo con lo establecido en el Art. 79, letra a) de la Ley General de Electricidad, las distribuidoras estarán obligadas a suscribir contratos de largo plazo a través de procesos de libre concurrencia, por no menos del ochenta por ciento de la demanda de potencia máxima y su energía asociada. (5) (8) (9)

Sobre la base de la evolución de la demanda y de la oferta de electricidad en el Mercado Mayorista de Electricidad, la SIGET podrá recomendar el aumento del porcentaje de contratación señalado en el inciso anterior. (5) (8) (9)

Los procedimientos de contratación de suministro que se desarrollen conforme a procesos de libre concurrencia referidos en el Art. 79, letra a) de la Ley, se sujetarán a las disposiciones establecidas en los artículos siguientes. (5) (8) (9)

Los procedimientos que aplicarán las distribuidoras para realizar los procesos de libre concurrencia, incluyendo disposiciones específicas para el desarrollo de procesos de libre concurrencia para contratos de largo plazo respaldados con recursos renovables y proyectos de nueva inversión, serán establecidos mediante Acuerdo de la SIGET, previa consulta a la Superintendencia de Competencia. Las instituciones competentes verificarán que se cumpla con las condiciones técnicas, ambientales y sociales. (5) (8) (9)

Para aquellas distribuidoras cuya demanda máxima de potencia sea menor o igual que 30 MW, cumplirán los porcentajes de contratación mínimos establecidos en este Reglamento, solamente con contratos de hasta 5 años de duración. No obstante, la SIGET podrá autorizar a estas distribuidoras la participación en procedimientos de libre concurrencia para contratos de más de cinco años, siempre que ellos se realicen en conjunto con las distribuidoras cuya demanda máxima de potencia sea mayor que 30 MW. Los procedimientos y requisitos que aplicarán estas distribuidoras para realizar los procesos de libre concurrencia serán establecidos mediante Acuerdo de la SIGET. (5) (8) (9)

Art. 86-B.- La forma del suministro a contratar por el distribuidor será estandarizada, de manera que cada contrato se caracterizará por una potencia o capacidad a contratar y una energía asociada a suministrar. La energía asociada del contrato será igual, en cada hora, a la cantidad que resulte de aplicar a la demanda media horaria medida en esa hora un porcentaje igual al porcentaje que representa la capacidad contratada en relación con la demanda máxima anual de la distribuidora estimada en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico. (5) (12) (13)

En el caso de las licitaciones destinadas a generación de fuente renovable no convencional en condiciones de participar en el Mercado Mayorista de Electricidad, se podrán suscribir contratos de suministro no estandarizados, sin compromiso de potencia firme. El suministro a contratar por el distribuidor, se basará en una potencia comprometida a instalar o instalada y una energía ofertada anual por cada proyecto. (12) (13)

En las licitaciones destinadas a fuentes de energía renovable, sin compromiso de capacidad firme y con generación conectada a la red de una distribuidora, con una capacidad instalada de hasta un máximo de 20 MW y que no participen en el Mercado Mayorista de Electricidad, el suministro a contratar por el distribuidor se basará en una potencia comprometida a instalar o instalada y una energía ofertada anual por cada proyecto, incluyendo procedimientos de auto-despacho administrados por el distribuidor y el generador. (12) (13)

En los procesos de licitación destinados a generación con fuentes de energía renovable, sin compromiso de capacidad firme, conectada a la red de una distribuidora, se reservará un bloque de demanda de energía y potencia asociada para ser adjudicado luego de concluida la licitación del distribuidor, el cual será destinado a usuarios auto-productores de fuente renovable en red de distribución, que tengan excedentes de energía respecto a su propia demanda y podrán acceder a iguales condiciones de precios a las surgidas de dicha licitación, que deberá ser tratado como un contrato adjudicado en licitación a los fines de su traslado a tarifa de los usuarios finales, de acuerdo a los requisitos técnicos y normativos establecidos en la Ley General de Electricidad, en el presente Reglamento, así como con los que sean establecidos mediante acuerdos de la SIGET. (12) (13)

La SIGET establecerá los procedimientos para aplicar lo dispuesto en los incisos anteriores. (13)

Art. 86-C.- Con el objeto de estabilizar el precio de energía promedio de sus respectivas carteras de contratos, las distribuidoras deberán diversificar los volúmenes y plazos de vencimiento de los contratos que las componen. A este efecto, cada vez que la distribuidora suscriba un contrato de largo plazo, éste no deberá superar el 25% de la demanda de energía abastecida por la distribuidora, considerando la composición de abastecimiento de dicha demanda, según su proyección al año en que se inicia el suministro respectivo. De superarse dicho porcentaje, la contratación deberá separarse en dos o más contratos que cumplan la condición señalada y cuyo plazo de término se programará en años distintos, considerando además, el vencimiento de los contratos vigentes. (5) (13)

Los plazos que normen el desarrollo de procesos de libre concurrencia, incluyendo el período mínimo que deba transcurrir entre la firma del contrato y el inicio del suministro serán establecidos mediante acuerdo de SIGET y en las bases de licitación de cada proceso, cumpliendo los lineamientos estratégicos que emita el Consejo Nacional de Energía. (5) (9) (13)

Art. 86-D.- El precio base de potencia que regirá cada contrato de suministro corresponderá en cada punto de suministro al cargo de capacidad vigente en el MRS a la fecha de la licitación. De no encontrarse en vigencia un cargo de capacidad en el MRS, el precio base de potencia que regirá cada contrato de suministro será definido por la SIGET, de manera tal que refleje el costo unitario de capital y de costo fijo de operación y mantenimiento de una unidad eficiente para otorgar respaldo y capacidad adicional en el período de control del sistema. (5) (12)

En cada licitación, los participantes deberán ofertar un único precio base de energía. La SIGET, mediante acuerdo, podrá establecer un precio base techo para la energía, el que se calculará, dependiendo de los plazos de vigencia de los contratos, teniendo en cuenta el costo de desarrollo de unidades generadoras eficientes y los precios de energía esperados en el MRS, estabilizados. (5) (12)

Para el caso de las licitaciones dirigidas exclusivamente a generación con fuentes renovables sin compromiso de capacidad firme, no se considerará un cargo por capacidad, por lo que los participantes deberán ofertar un único precio base de la energía, donde incluirán sus costos eficientes y su rentabilidad. Para estas licitaciones, la SIGET podrá establecer mediante acuerdo uno o varios precios base techo para la energía, cuyo cálculo se ajustará a los costos eficientes de la tecnología o tecnologías específicas a las que el proceso licitatorio se oriente. (5) (12) (13)

El acuerdo que establezca el valor o los valores utilizados como precio base techo para la energía, se inscribirá en el Registro adscrito a la SIGET ostentando la calidad de confidencial, a efecto de garantizar la competencia en los procesos de licitación. (12)

Art. 86-E.- El mecanismo de indexación del precio base de la potencia podrá ser definido por la SIGET y explicitado en las bases de la licitación, refundamentando en criterios de razonabilidad y oportunidad. (5)

La SIGET hará la consulta respectiva a la Superintendencia de Competencia, previo a aprobar las bases de licitación. (5)

Conforme la SIGET lo disponga, el mecanismo de ajuste del precio de la energía será único y definido por ésta, teniendo en cuenta el plazo de vigencia de los contratos y explicitado en las bases de licitación, o bien será propuesto por cada participante en su respectiva oferta. Cuando el mecanismo de indexación del precio de la energía no haya sido explicitado en las bases de licitación, los participantes deberán presentar, junto con la oferta de precio base, un mecanismo de indexación para el precio base de la energía, fundamentados en un conjunto de indicadores económicos a ser definido por la SIGET. El mecanismo de indexación de los precios base de potencia y energía se definirá en la forma de fórmulas polinomiales que deberán expresar la variación del precio base correspondiente, en función de la variación de los indicadores económicos considerados en la fórmula. (5)

Los indicadores a utilizar serán tales que reflejen la variación de los precios de los insumos de generación, así como la variación de los principales parámetros generales de la economía. (5)

Durante la vigencia del contrato y a efectos de la facturación del suministro contratado, las generadoras deberán adicionar a los precios indexados de la energía los cargos por uso del sistema de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares que corresponda trasladar a los usuarios conforme la normativa en vigencia. (5)

Art. 86-F.- Se reconocerán para efectos tarifarios, los costos eficientes de administración de contratos de largo plazo; dichos costos serán determinados con base en la metodología que apruebe SIGET, la cual deberá evitar la duplicación de costos que estén considerados en otros rubros del cargo de distribución o del cargo por atención al cliente. Asimismo, la SIGET aprobará el mecanismo de traslado de los costos eficientes de administración de los contratos de largo plazo a los precios contenidos en los pliegos tarifarios. (5)

CAPÍTULO VI

DE LAS VENTAS DE ENERGÍA A USUARIOS FINALES

Art. 87.- Los distribuidores que actúen como comercializadores en el área geográfica donde se ubican sus redes, deberán presentar a más tardar el primer día hábil del mes de octubre de cada año, el pliego tarifario que contenga los precios y condiciones del suministro de energía eléctrica y la documentación que respalde su solicitud.

El pliego tarifario podrá incluir tantas opciones como cada distribuidor considere conveniente, tomando en cuenta el nivel de voltaje, la capacidad instalada, la distribución horaria del uso de la energía y otras características de los usuarios.

El distribuidor estará obligado a suministrar energía eléctrica de acuerdo con lo dispuesto en cualquiera de las opciones de dicho pliego a cualquier usuario que así lo solicite, siempre y cuando éste se encuentre conectado a su red y cumpla con las condiciones establecidas en esa opción.

En ningún caso los distribuidores podrán obligar a los usuarios a aceptar los precios y condiciones de una determinada opción.

En los contratos de suministro de energía que un usuario final suscriba con un comercializador distinto al distribuidor propietario de la red, cualquier tipo de garantía deberá ser pactada en el respectivo contrato.

Art. 88.- La SIGET podrá requerir a los distribuidores, a más tardar el último día hábil del mes de octubre de cada año, las ampliaciones, aclaraciones o justificaciones necesarias para aprobar los pliegos tarifarios, y éstos tendrán a partir de la fecha en que reciban el requerimiento, un plazo de quince días para presentar la información solicitada.

Art. 89.- A más tardar el primer día hábil del mes de diciembre de cada año, la SIGET emitirá el Acuerdo por medio del cual se fijarán los pliegos tarifarios aplicables al suministro de energía eléctrica por parte de los distribuidores que actúen como comercializadores en el área geográfica donde se ubican sus redes, durante el año calendario inmediato siguiente.

Art. 90.- Aprobado el pliego tarifario, los precios, cargos y costos incluidos en el mismo, serán ajustados por los distribuidores que actúen como comercializadores en el área geográfica donde se ubican sus redes, con el objeto de mantener su valor real, utilizando las siguientes fórmulas:

- a) El precio de la energía será ajustado trimestralmente conforme la siguiente fórmula y condiciones de aplicación: (5) (10) (12)

$$PEI = \frac{CE + AF}{\sum_{i=1}^M Eret_i + \sum_{i=1}^M Eret\ renovable_i}$$

Con:

$$CE = \sum_{i=1}^M \left(\left(Eret_i - \sum_{j=1}^N Econ_{ij} \right) \times MRS_i \right) + \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N \left(Econ_{ij} \times PEcon_{ij} \right) + \sum_{i=1}^M \left(\left(Cret_k - \sum_{j=1}^N Ccon_{ij} \right) \times CC_k \right) + \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N Ccon_{ij} \times PCcon_{ij} + \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N \left(Econ\ renovable_{ij} \times PEcon\ renovable_{ij} \right)$$

Donde:

- CE: Costo de la energía. (5) (10) (12)
- PEI: Precio de la energía trimestral. (5) (10) (12)
- Eret_i: Energía total retirada por el distribuidor en el Mercado Mayorista en la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. (5) (10) (12)
- Eret renovable_i: Energía total retirada por el distribuidor en la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, proveniente de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscritos a través de licitaciones especiales. (5) (10) (12)
- Econ_{ij}: Energía comprometida en contrato "j", correspondiente a la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. (5) (10) (12)
- Econ renovable_{ij}: Energía proveniente del contrato de fuentes renovables "j" en la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, proveniente de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscrito a través de licitaciones especiales. (5) (10) (12)
- MRS_i: Precio MRS en la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. (5) (10) (12)
- PEcon_{ij}: Precio de la energía del contrato "j", vigente en cada hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, incluidos los cargos por uso del sistema de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares que corresponda trasladar a los usuarios conforme la normativa en vigencia. (5) (10) (12)
- PEcon renovable_{ij}: Precio de la energía del contrato de fuentes renovables "j" en la hora "i" con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscrito a través de licitaciones especiales. (5) (10) (12)
- Cret_k: Potencia retirada por el distribuidor en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico, conforme al balance de potencia firme efectuado para el mes "k" por la Unidad de Transacciones en el Mercado Mayorista. (5) (10) (12)

Cconkj:	Capacidad comprometida en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico en el contrato "j" correspondiente al mes "k" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. (5) (10) (12)
CCk:	Cargo de capacidad vigente en el MRS en el mes "k" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. (5) (10) (12)
PCconkj:	Precio de capacidad del contrato "j" correspondiente al mes "k" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. (5) (10) (12)
Nt:	Número de horas del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. (5) (10) (12)
Nc:	Número de contratos vigentes en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. (5) (10) (12)
Nr:	Número total de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscritos a través de licitaciones especiales. (5) (10) (12)
AF:	Ajuste financiero por costos o beneficios originados por el financiamiento de las Diferencias de Precios mensuales (DP), acumuladas en el trimestre inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. (5) (10) (12)

Los contratos referidos en la definición de términos precedente serán aquellos que se suscriban como resultado de un proceso de libre competencia desarrollado conforme a las normas legales y reglamentarias respectivas. (5) (10) (12)

El ajuste del precio de la energía se aplicará trimestralmente y el mismo entrará en vigencia el día 15 de los meses de enero, abril, julio y octubre, según corresponda. El ajuste será de aplicación automática. (5) (10) (12)

El DP será calculado mediante la siguiente fórmula: (10) (12)

$$DP = \sum_{i=1}^H Emrs_i x (PEo - PMon_i)$$

Donde:

DP:	Es el monto mensual originado por la energía retirada por cada distribuidor en el MRS y las diferencias de precio de la energía. (10) (12)
PEo:	Precio de la energía en punta, resto y valle del período comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2002, aprobado por la SIGET para cada distribuidor. (10) (12)
Emrs _i :	Energía retirada por el distribuidor en la hora "i" al MRS. (10) (12)
PMon _i :	Precio monómico de la energía en el MRS en la hora "i" en el nodo correspondiente. (10) (12)
H:	Número de horas totales del mes. (10) (12)

LA SIGET emitirá mediante Acuerdo la metodología para determinar el precio monómico PMon_i, el cual estará basado en el Precio de Energía del MRS y el Cargo de Capacidad vigente en el MRS. (10) (12)

Los procedimientos para la determinación del valor AF y demás condiciones para la administración de los DP mensuales, serán los aprobados mediante Acuerdo de la Junta de Directores de la SIGET y estarán contenidos en el Reglamento de Operación de Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. (10) (12)

Para el ajuste trimestral de PEt que inicia su vigencia en el mes de julio de cada año, deberá sumarse al numerador de la expresión de cálculo del PEt señalado, el valor total, con su signo, del monto monetario correspondiente a la última reliquidación de pagos del balance de potencia firme definitivo efectuado por la Unidad de Transacciones con anterioridad a la fecha del ajuste. (5) (7) (10) (12)

Los precios de energía y de capacidad que corresponda considerar conforme a los contratos de libre concurrencia antes indicados, los valores a utilizar en la fórmula de determinación del PEt deberán ser los informados por la Unidad de Transacciones y corresponderán a aquéllos utilizados y/o determinados en las transacciones efectuadas en el Mercado Mayorista de Electricidad en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. (5) (10) (12)

En el caso de los contratos de fuente renovable con generación conectada directamente al sistema de distribución, los valores a utilizar en la fórmula de determinación del PEt deberán ser los informados por las distribuidoras respectivas y corresponderán a aquéllos utilizados y/o determinados en las transacciones de dichos contratos, efectuadas en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste. (12)

La SIGET establecerá mediante Acuerdo, a efectos de verificar la correcta realización del ajuste del precio de la energía, lo siguiente: (10) (12)

- a. El procedimiento a utilizar por la Unidad de Transacciones y las distribuidoras para remitir a la SIGET la Información necesaria, con sus antecedentes, de las transacciones en el Mercado Mayorista para el cálculo de los precios ajustados de energía, lo cual deberá incluir la información correspondiente para el cálculo del Ajuste financiero (AF); (10) (12)
- b. El procedimiento a utilizar por las distribuidoras para remitir a la SIGET la información necesaria de los contratos de fuente renovable con generación conectada directamente al sistema de distribución, además de un mecanismo que permita la validación de dicha información; (10) (12)
- c. Los plazos máximos que tendrán la UT y las distribuidoras para remitir la información; y, (10) (12)
- d. El procedimiento que las distribuidoras utilizarán para el traslado de los precios ajustados de la energía a las tarifas de energía eléctrica por categoría tarifaria contenidas en los pliegos tarifarios al usuario final. (10) (12)

La publicación de las tarifas a los usuarios finales basadas en los nuevos precios ajustados de la energía la realizará cada distribuidora a más tardar el día de entrada en vigencia de dichos precios en un medio de prensa de alta circulación nacional. (5) (10) (12)

Art. 90-A.- Las transacciones realizadas por los comercializadores independientes en el MRS serán liquidadas conforme el precio monómico de la energía en el MRS hasta que su participación total en las ventas mensuales al MRS no excedan el 5.0% del monto total de ventas al MRS en dicho mes. El exceso sobre este porcentaje será considerado para el financiamiento del DP, en forma proporcional de cada comercializador independiente.(4) (7) (10)

Los efectos financieros de las diferencias entre los precios monómicos del MRS y el PEO serán financiados o compensados en 50% entre los distribuidores y 50% entre los operadores que venden energía, en proporción a sus transacciones de compraventa de energía en el MRS. (4) (7) (10)

Art. 91.- Vencido el año de vigencia del pliego tarifario, si por causas atribuibles a la SIGET no ha sido fijado el correspondiente al año siguiente, los distribuidores podrán ajustar los precios contenidos utilizando las fórmulas de ajuste automático, durante un período máximo de tres meses para los cargos de distribución y costos de atención al cliente. En lo que se refiere al precio de la energía, está podrá ajustarse por un período máximo de un semestre. (1)(3)

Art. 92.- Si los distribuidores que actúen como comercializadores en el área geográfica donde se ubican sus redes no presentan para su aprobación el pliego tarifario en la fecha fijada en este Reglamento, la SIGET deberá establecerlo, notificarlo al distribuidor y mandarlo a publicar.

Art. 93.- Las condiciones de suministro de energía eléctrica contenidas en la tarifa deberán incluir las compensaciones por energía no entregada.

Las compensaciones por energía no entregada podrán efectuarse entregando en efectivo la cantidad correspondiente, o compensando con energía por un valor equivalente, en los documentos de cobro subsiguientes, cuyo número no podrá ser superior a tres.

Lo dispuesto en el presente artículo deberá incluirse en los contratos de suministros a los usuarios finales.

Si el contrato con el usuario final no incluye compensaciones por energía no entregada, el suministrante estará obligado a pagar al usuario final el equivalente al doscientos por ciento (200%) del valor de la energía no entregada.

Art. 94.- Los distribuidores podrán cobrar por separado los servicios de desconexión y reconexión del servicio eléctrico a los usuarios finales, ya sea por solicitud de éstos o a consecuencia de un corte de servicio como se indica en el Art. 83 de la Ley.

El punto de conexión entre las instalaciones del distribuidor y el usuario final estará determinado por la ubicación del equipo de medición.

Art. 95.- Cuando por inadecuada medición o falta de ésta, o por errores en el proceso de facturación, se facturen importes distintos a los reales, los distribuidores lo notificarán a quien corresponda, a efecto de recuperar el faltante o de reintegrar el excedente, según el caso. Lo anterior, sin perjuicio de la aplicación de las disposiciones contractuales pertinentes.

Estas compensaciones podrán efectuarse entregando en efectivo la cantidad correspondiente, o con energía por un valor equivalente, en los documentos de cobro subsiguientes, cuyo número no podrá ser superior a tres.

CAPÍTULO V DE LA RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS

Art. 96.- Las solicitudes para que la SIGET resuelva conflictos surgidos entre operadores del sector, serán recibidas en la sede de ésta, debiendo ser presentadas por escrito y contendrán al menos:

- a) Datos de la entidad solicitante y de la contraparte;
- b) Asunto sobre el que se le solicita que resuelva;
- c) Compromiso de pagar los gastos en que incurra por la contratación de peritos;
- d) Lugar para oír notificaciones.

Art. 97.- Recibida la solicitud, la SIGET procederá de conformidad a lo dispuesto en el CAPÍTULO VII, SECCION II de la Ley.

Art. 98.- Para efectos de resolver los conflictos que se le presenten, la SIGET determinará las normas técnicas que deberá utilizar el perito para emitir su dictamen.

Art. 99.- El dictamen del perito no será vinculante para la SIGET, pero en caso de emitir un Acuerdo Contrario al dictamen de aquél, se deberá razonar expresamente los motivos para ello.

Art. 100.- En caso que el perito emita dictamen, o la SIGET resuelva en relación a puntos sobre los cuales no se le haya solicitado que lo hagan, la parte del dictamen o resolución relacionada con dichos puntos no tendrán ningún valor, y los operadores no estarán obligados a cumplirla.

Art. 101.- Del Acuerdo que emita la SIGET para la resolución de conflictos existirá el recurso de revisión.

Art. 102.- Los operadores podrán interponer el recurso de revisión ante la SIGET, dentro de los tres días siguientes al de la notificación del Acuerdo respectivo, en el que además de exponer las razones que los asisten para hacer uso del recurso, deberán presentar las pruebas que justifiquen la acción.

Art. 103.- Dentro de los tres días posteriores a la fecha de recibida la solicitud de revisión, la SIGET lo notificará a la otra parte, y le dará audiencia por tres días a efecto que presente las pruebas que considere pertinentes.

Art. 104.- Transcurridos los tres días de la audiencia, la SIGET contará con quince días para resolver sobre el recurso de revisión, pudiendo revocar, reformar o confirmar el Acuerdo correspondiente.

CAPÍTULO VI DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES

Art. 105.- Las normas técnicas y administrativas para la realización de las Transacciones Internacionales deberán incluirse en el Reglamento de Operación de la UT.

Art. 106.- El Organo, Secretaría de Estado, o Institución Involucrada en la negociación y suscripción de un Convenio Internacional para interconexión, deberá solicitar a la SIGET su opinión al respecto, la que deberá ser tomada en cuenta para la formulación de aquél, y en todo caso, esta opinión deberá formar parte de la documentación que se presente al Organo Legislativo a efecto de tramitar la autorización y aprobación correspondiente.

Art. 107.- Salvo la inscripción correspondiente en la SIGET, la construcción de líneas de interconexión internacional realizadas por particulares podrá efectuarse sin necesidad de autorización previa, sin perjuicio del cumplimiento de la Ley, las ordenanzas dictadas por los Concejos Municipales, o por la autoridad en materia de medio ambiente.

Los contratos de suministro de energía eléctrica celebrados con entidades ubicadas fuera del país, deberán sujetarse a las mismas normas que los celebrados con operadores nacionales.

CAPÍTULO VII DE LAS SANCIONES

Art. 108.- La SIGET deberá emitir a más tardar el último día hábil del mes de noviembre de cada año, el Acuerdo por medio del cual se ajustarán los montos de las multas por infracciones a lo dispuesto en la Ley.

Art. 109.- En los Acuerdos que emita la SIGET por medio de los que se impongan multas a los operadores, se deberá señalar el plazo que éstos tendrán para superar las causas que originaron la imposición de la sanción. Una vez el operador haya superado las causas de la sanción, deberá informarlo a la SIGET.

Art. 110.- Transcurrido el plazo fijado para superar las causas que originaron la imposición de la sanción, la SIGET deberá verificar que el operador haya cumplido con lo dispuesto en el respectivo Acuerdo.

De no cumplirse con lo dispuesto por la SIGET, ésta deberá imponer una nueva multa, incrementada en un diez por ciento, y en el Acuerdo correspondiente, deberá fijar un nuevo plazo para el cese de las causas que originaron la imposición de la sanción.

Art. 111.- Si una vez impuesta la segunda multa el operador no cumpliera con lo dispuesto por la SIGET, ésta deberá imponer una tercera multa incrementada en un veinticinco por ciento en relación a la segunda, fijando un nuevo plazo para el cese de las causas que originaron la imposición de las sanciones.

Art. 112.- De no cumplirse con lo que en la tercera oportunidad disponga la SIGET, ésta impondrá una cuarta multa al operador con un valor equivalente a la anterior, e iniciará el procedimiento para cancelar la Concesión, o la inscripción en el Registro, según el caso.

Art. 113.- EL procedimiento para cancelar la Concesión o la inscripción, se limitará a comprobar que el mismo operador ha incurrido en cuatro incumplimientos a la misma obligación, independientemente del período transcurrido entre un incumplimiento y otro, si éste no es mayor de tres años. El procedimiento que siga la SIGET deberá respetar en todo momento el derecho de audiencia del operador.

Art. 114.- Notificada al operador la imposición de una multa, éste tendrá un plazo de tres días para solicitar a la SIGET la revisión del respectivo Acuerdo; con la solicitud de revisión se deberán presentar los argumentos o justificaciones del operador.

Art. 115.- Los operadores podrán solicitar la revisión del Acuerdo en la parte correspondiente a la imposición de la multa, o al plazo establecido por la SIGET para que cesen los motivos que dieron origen a la sanción.

La SIGET tendrá quince días para pronunciarse, con expresión de motivos, sobre la revisión solicitada, pudiendo revocar, modificar o confirmar lo dispuesto en el respectivo Acuerdo.

Art. 116.- El Acuerdo por el que se imponga multa a los operadores, causará estado tres días después que haya sido notificado.

Art. 117.- El importe de las multas deberá ser pagado por el operador a más tardar treinta días después que el Acuerdo correspondiente haya causado estado.

Art. 118.- Si transcurridos cuarenta y cinco días después de la imposición de la multa el operador no ha pagado el monto de la misma, la SIGET certificará el Acuerdo y lo enviará con el informe respectivo al Fiscal General de la República, para que proceda a iniciar las acciones correspondientes.

CAPÍTULO VIII

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Art. 119.- El procedimiento para la aducción de las Concesiones existentes no incluirá la realización de licitación, ni pago alguno.

Art. 120.- Las entidades que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley se hayan encontrado explotando recursos hidráulicos para la generación de energía eléctrica sin tener concesión deberán presentar solicitud, para obtener la concesión correspondiente. Dicha solicitud, deberá incluir:

- a) Los datos del solicitante, relativos a su existencia y capacidad legal y la documentación pública o auténtica que respalde dichos datos;
- b) Descripción del recurso para el que se solicita Concesión:
- c) Características técnicas de las instalaciones y del equipo utilizado para la generación de energía eléctrica;
- d) Area geográfica dentro de la cual se han desarrollado las obras.

Art. 121.- Las solicitudes para el otorgamiento de las concesiones en los casos del artículo anterior, serán tramitadas de acuerdo con lo dispuesto por la SIGET.

Art. 122.- Dentro de los noventa días posteriores a la entrada en vigencia de este Reglamento, la CEL deberá presentar a la SIGET para su aprobación, las normas para la operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista de energía eléctrica, que serán aplicadas por el Centro de Operaciones del Sistema o la UT hasta que entre en vigencia el Reglamento Interno Transitorio a que se refiere el Art. 117 de la Ley.

Art. 123.- Dentro de los noventa días posteriores a la fecha de su constitución, la UT deberá presentar a la SIGET para su aprobación, el Reglamento Interno Transitorio a que se refiere el Art. 117 de la Ley.

Art. 124.- Para los efectos de lo dispuesto en el Art. 116 de la Ley, se considerará que existen los contratos de suministros de energía eléctrica cuando los comercializadores realicen el suministro de acuerdo con los precios y condiciones contenidos en el pliego tarifario aprobado por la SIGET.

Art. 125.- Para los efectos de lo dispuesto en el Art. 119 de la Ley, las personas naturales que se designen como directores o Administradores de una sociedad constituida como consecuencia de la reestructuración de CEL, no podrán participar en la dirección o administración de cualquier otra sociedad dedicada a la generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica en que CEL participe.

Art. 126.- Para los efectos de lo dispuesto en el Art. 120 de la Ley, las concesiones de las sociedades resultantes de la reestructuración de CEL que tengan como giro normal de operaciones la generación de energía eléctrica utilizando recursos hidráulicos o geotérmicos, se tramitarán de acuerdo con lo dispuesto por la SIGET.

Art. 127.- En el caso que los distribuidores utilicen redes que no sean de su propiedad ni de otros distribuidores para entregar energía eléctrica, aquellos deberán acordar con los propietarios de dichas redes, o en su efecto con los usuarios, las condiciones técnicas y económicas de la operación y mantenimiento de las mismas.

En ningún caso podrán los distribuidores incluir el valor de reemplazo de las redes a que se refiere el presente artículo en el cálculo de los cargos de distribución, tal como lo dispone el Art. 67 de la Ley.

Art. 128.- La SIGET deberá emitir el Acuerdo por medio del cual se fijen los precios máximos y condiciones para el suministro de energía eléctrica a los usuarios residenciales con un consumo promedio mensual inferior a quinientos kilovatios hora. Estos precios máximos y condiciones entrarán en vigencia el primero de enero de mil novecientos noventa y ocho, y deberán ser ajustados trimestralmente por la SIGET, hasta cumplir con lo dispuesto en el Art. 122 de la Ley.

En tanto no entre en vigencia el Acuerdo a que se refiere este artículo, permanecerán vigentes los precios contenidos en el Acuerdo N° 82, de fecha 12 de marzo de mil novecientos noventa y seis, publicado en el Diario Oficial N° 70, Tomo 331, de fecha 17 de abril del año citado.

CAPÍTULO IX

DISPOSICIONES FINALES

Art. 129.- La SIGET estará facultada para dictar las normas administrativas generales, dentro de lo previsto en la Ley, para el cumplimiento de la misma y del presente Reglamento.

Art. 130.- Salvo disposición expresa en contrario, las publicaciones a que se refiere este Reglamento deberán hacerse en el Diario Oficial y en dos periódicos de circulación nacional.

Art. 131.- El presente Decreto entrará en vigencia ocho días después de su publicación en el Diario Oficial.

DADO EN CASA PRESIDENCIAL: San Salvador, a los veinticinco días del mes de julio de mil novecientos noventa y siete.

ARMANDO CALDERÓN SOL,
Presidente de la República.

Eduardo Zablah Touché,
Ministro de Economía.

RAMO DE ECONOMÍA

REFORMAS:

(1) Decreto Ejecutivo No. 52 de fecha 21 de junio de 2000, publicado en el Diario Oficial No. 115, Tomo 347 de fecha 21 de junio de 2000.

(2) Decreto Ejecutivo No. 7 de fecha 25 de enero de 2001, publicado en el Diario Oficial No. 20, Tomo 350 de fecha 26 de enero de 2001.

(3) Decreto Ejecutivo No. 36 de fecha 23 de Mayo de 2003, publicado en el Diario Oficial No. 93, Tomo 359 de fecha 23 de Mayo de 2003.

INICIO DE NOTA:

A continuación se transcribe el artículo 3 del anterior decreto que reforma la presente Ley:

Art. 3.- Para los efectos de la aplicación de la fórmula de ajuste descrita en el Art. 90, letra a) a que alude el Art. 1 de este Decreto, se establecen los siguientes períodos de transición:

Para el cálculo del ajuste tarifario que se realizará en el mes de junio de dos mil tres, el valor de las variables a utilizar es el siguiente:

MRSn: Precio promedio ponderado de la energía en el MRS en el nodo respectivo, correspondiente al año dos mil dos;

MRSo: Precio promedio ponderado de la energía en el MRS en el nodo respectivo, correspondiente al mes de abril del año dos mil tres.

Para los efectos del ajuste tarifario correspondiente al mes de junio de dos mil tres, y a más tardar el día treinta del mismo mes y año, la UT deberá calcular y compensar a los operadores correspondientes cualquier déficit monetario que éstos experimenten como consecuencia de la aplicación de dicho ajuste.

Para el cálculo del ajuste tarifario que se realizará en el mes de diciembre de dos mil tres, el valor de las variables a utilizar es el siguiente:

MRSn: Precio promedio ponderado de la energía en el MRS en el nodo respectivo, correspondiente al semestre inmediato anterior a la fecha en que se realiza el ajuste;

MRSo: Precio promedio ponderado de la energía en el MRS en el nodo respectivo, correspondiente al año dos mil dos.

FIN DE NOTA.

(4) Decreto Ejecutivo No. 46 de fecha 30 abril de 2004, publicado en el Diario Oficial No. 93, Tomo 363 de fecha 31 mayo de 2004.

LA PRESENTE REFORMA CONTIENE EN SU ARTICULADO DISPOSICIONES TRANSITORIAS, LAS CUALES NO ESPECIFICAN DONDE DEBEN SER APLICADAS EN EL PRESENTE CUERPO LEGAL, POR LO CUAL SE TRANSCRIBEN TEXTUALMENTE.

*** INICIO DE NOTA***

Art. 3.- En los ajustes de precio de la energía que entrarán en vigencia el 10 de junio de 2004 y 10 de diciembre de 2004 se sumará al precio de la energía un ajuste para compensar a los distribuidores por la aplicación del ajuste de los precios de energía en junio de 2003. Este ajuste se calculará dividiendo el déficit y costos financieros incurridos por los distribuidores entre la sumatoria de la energía total de los meses comprendidos de junio de 2003 a mayo de 2004. Para los efectos del presente artículo, los costos financieros serán los correspondientes al período del 1 de junio de 2003 hasta la entrada en vigencia del presente Decreto.(4)

Art. 4.- Con el objeto de liquidar las deudas acumuladas, durante el período comprendido entre el 1 de junio 2003 y el 30 de noviembre de 2003, cada distribuidor transferirá a la UT la parte que le corresponde del monto adecuado, mediante cuotas mensuales y de igual valor, a partir de la entrada en vigencia del presente Decreto y a más tardar en la fecha de liquidación del MRS correspondiente al mes de junio 2004. La UT por su parte abonará los montos pendientes de pago en favor de los acreedores del semestre anterior, abonando a la cuenta por pagar más antigua, y en caso de dos o más deudas con la misma antigüedad, en forma proporcional al monto adeudado.

Con el objeto de liquidar los costos financieros acumulados, durante el período comprendido entre el 1 de junio 2003 y hasta la entrada en vigencia del presente Decreto, cada distribuidor transferirá a la UT la parte que le corresponde de los costos financieros adeudados, mediante cuotas mensuales y de igual valor, a partir del ajuste realizado en el mes de junio 2004 y a más tardar en la fecha de liquidación del MRS correspondiente al mes de marzo 2005. La UT por su parte abonará los montos pendientes de pago en favor de los acreedores, en forma proporcional al monto de los costos financieros adeudados.

Con el objeto de liquidar las deudas acumuladas, durante el período comprendido entre el 1 de diciembre 2003 a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto, cada distribuidor transferirá a la UT la parte que le corresponde del monto adeudado, mediante cuotas mensuales y de igual valor, a partir del mes de junio de 2004 y a más tardar en la fecha de liquidación del MRS correspondiente al mes de diciembre 2004. La UT por su parte abonará los montos pendientes de pago en favor de los acreedores del período anterior, abonando a la cuenta por pagar más antigua, y en caso de dos o más deudas con la misma antigüedad, en forma proporcional al monto adeudado. (4)

FIN DE NOTA

(5) Decreto Ejecutivo No. 57 de fecha 25 mayo de 2006, publicado en el Diario Oficial No. 100, Tomo 371 de fecha 01 junio de 2006.

INICIO DE NOTA: (5)

DECRETO N° 57, A CONTINUACIÓN SE TRANSCRIBE SU ART. 4:

Art. 4. DEROGADO (7)

(6) Decreto Ejecutivo No. 100 de fecha 29 Septiembre de 2006, publicado en el Diario Oficial No. 183, Tomo 373 de fecha 03 Octubre de 2006.

(7) Decreto Ejecutivo No. 47 de fecha 22 de mayo de 2007, publicado en el Diario Oficial No. 91, tomo 375 de fecha 22 de mayo de 2007.

INICIO DE NOTA:

D.E. N° 47 A CONTINUACIÓN SE TRANSCRIBEN LOS ARTÍCULOS 3,4,5,6 DE DICHO DESCRETO:

Art. 3.- DEROGADO (10).

Art. 4.- DEROGADO (10).

Art. 5.- DEROGADO (10).

Art. 6.- DEROGADO (10).

FIN DE NOTA.

(8) Decreto Ejecutivo No. 11 de fecha 22 de enero de 2008, publicado en el Diario Oficial No. 14, Tomo 378 de fecha 22 de enero de 2008.

INICIO DE NOTA:

EL DECRETO EJECUTIVO No. 11, CONTIENE DISPOSICIONES TRANSITORIAS, LAS CUALES SE TRANSCRIBEN LITERALMENTE A CONTINUACIÓN:

DISPOSICIÓN TRANSITORIA.-.

Art. 2.- El porcentaje mínimo de contratación obligatoria por parte de las distribuidoras a que se refiere el Art. 86-A, inciso primero del Reglamento de la Ley General de Electricidad, deberá cumplirse a más tardar el 31 de diciembre de 2017. (8) (9) (11) (13)

Para el período transitorio anterior al 31 de diciembre de 2017, el porcentaje mínimo de contratación obligatoria vigente será del setenta por ciento. (8) (9) (11) (13)

Al 31 de diciembre de 2017, el treinta por ciento de la demanda máxima y su energía asociada deberá ser cubierto con contratos de largo plazo de más de 5 años. (8) (9) (11) (13)

En situaciones de caso fortuito o de fuerza mayor, o bien cuando alguna circunstancia debidamente justificada lo exija, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, SIGET, previa consulta al Consejo Nacional de Energía, CNE, podrá determinar mediante Acuerdo debidamente razonado, la ampliación del plazo indicado para cumplir el treinta por ciento señalado en el inciso anterior, por una sola vez y por un plazo no mayor a un año calendario. (8) (9) (11) (13)

Art. 3.- El presente Decreto entrará en vigencia ocho días después de su publicación en el Diario Oficial.

DADO EN CASA PRESIDENCIAL: San Salvador, a los veintidós días del mes de enero de dos mil ocho.

ELÍAS ANTONIO SACA GÓNZALEZ
Presidente de la República.

YOLANDA EUGENIA MAYORA DE GAVIDIA
Ministra de Economía

FIN DE NOTA.

(9) Decreto Ejecutivo No. 88 de fecha 02 de julio de 2010, publicado en el Diario Oficial No. 137, Tomo 388 de fecha 21 de julio de 2010.

(10) Decreto Ejecutivo No. 160 de fecha 23 de diciembre de 2010, publicado en el Diario Oficial No. 241, Tomo 389 de fecha 23 de diciembre de 2010.

(11) Decreto Ejecutivo No. 76 de fecha 29 de junio de 2011, publicado en el Diario Oficial No. 121, Tomo 391 de fecha 29 de junio de 2011.

(12) Decreto Ejecutivo No. 80 de fecha 17 de abril de 2012, publicado en el Diario Oficial No. 76, Tomo 395 de fecha 26 de abril de 2012.

(13) Decreto Ejecutivo No. 15 de fecha 28 de enero de 2013, publicado en el Diario Oficial No. 18, Tomo 398 de fecha 28 de enero de 2013.

SIGET

Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas
de Distribución

Diciembre 2014

NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I OBJETO Y ALCANCE

Art.1. **Objeto de las normas.** Las presentes Normas tienen por objeto regular los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la Red de Distribución, tolerancias permisibles, métodos de control y compensaciones respecto de los siguientes parámetros igualmente considerados e incorporados en la tarifa:

- a) La calidad del suministro o servicio técnico prestado, que está relacionado principalmente con las interrupciones del servicio;
- b) La calidad del producto técnico suministrado, que implica los elementos siguientes:
 - i) Niveles de Tensión;
 - ii) Perturbaciones en la onda de voltaje (flicker y tensiones armónicas);
 - iii) Incidencia del Usuario en la calidad.
- c) La calidad del servicio comercial que está relacionado con los elementos siguientes:
 - i) La Atención al usuario;
 - ii) Los medios de atención al usuario;
 - iii) La precisión de los elementos de medición.

Art. 2. **Alcance de la Normas.** Quedan sujetas a las disposiciones de las presentes Normas todos los distribuidores y usuarios que hacen uso de las redes de distribución de energía eléctrica.

CAPÍTULO II DEFINICIONES

Art. 3. **Definiciones.** Para los efectos de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, se establecen las siguientes definiciones:

ANSI: (Instituto Nacional Americano de Normas), por sus siglas en inglés, American National Standards Institute.

Área de densidad de carga: Es el área geográfica comprendida dentro de un cuadrado de un kilómetro por lado, de forma que para una empresa distribuidora las áreas de densidad de carga no se traslapen entre sí, debiendo contener en su conjunto a la totalidad de la red eléctrica y usuarios de la distribuidora.

Área de densidad de carga alta: Es aquella área de densidad de carga que contiene al menos mil habitantes o en donde la demanda de energía eléctrica de los usuarios es al menos 250 kilowatts, y que además se encuentre en una región que aglomere al menos 10 áreas contiguas que bajo los dos parámetros antes indicados puedan ser clasificadas como áreas de densidad de carga alta.

Por otra parte, independientemente al resultado de la aplicación de los criterios antes señalados, en las metodologías de control de las presentes normas se podrán definir excepciones para que áreas adicionales también sean consideradas de alta densidad de carga.

Área de densidad de carga baja: Es aquella área de densidad de carga que no ha sido definida como un área de densidad de carga alta.

Casco Urbano: Es un área geográfica con asentamientos habitacionales, comerciales y/o industriales, con distribución ordenada y regularmente establecidos. Son áreas densamente pobladas, cabeceras departamentales o municipales o núcleos integrados a las anteriores.

Días Hábiles: Se consideran los días laborales de la SIGET.

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

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

Frecuencia Nominal: es la frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional con un valor de sesenta hertzios (60 Hz).

IEC: (Comisión Electrotécnica Internacional), por sus siglas en inglés, International Electrotechnical Commission.

Interrupción: Se considerará como interrupción toda falta de suministro de energía eléctrica en el punto de entrega al usuario.

Interrupción Momentánea: Son aquellas interrupciones que tienen una duración limitada hasta de tres (3) minutos, el cual es el tiempo requerido para restablecer los dispositivos de control y protección.

Interrupción Sostenida: Cualquier interrupción no clasificada como momentánea.

Nodo de Carga: Es el punto donde se unen varios elementos de la red, donde se encuentran conectados usuarios de Media o Baja Tensión.

Normas: Las presentes Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

Tensión Nominal: Es el valor Eficaz de la tensión eléctrica, en sus diferentes niveles de tensión establecidos por la norma ANSI C84.1, que sirve como base para calcular las desviaciones de los parámetros eléctricos que se controlarán para medir la calidad de servicio eléctrico de distribución, que prestan los distribuidores.

CAPÍTULO III. ETAPAS DE IMPLEMENTACION

Art. 4 **Implementación de la Etapa de Régimen.** Con el fin de posibilitar una adecuación gradual de los operadores y usuarios a las exigencias de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, el proceso de implementación de la etapa de Régimen se realizará en tres períodos con niveles de exigencia crecientes, cuyas fechas de implementación son las siguientes:

- a) **1 de enero de 2005 – 31 de diciembre de 2005.** Durante este periodo las empresas distribuidoras deberán desarrollar los Planes de inversión comprometidos para adecuar su infraestructura eléctrica, de forma tal que posibilite el cumplimiento de las exigencias de Calidad del Servicio Técnico, Calidad del Producto y Calidad del Servicio Comercial, con el fin de mejorar la calidad de servicio de sus sistemas de distribución, además de contar con los sistemas de adquisición y manejo de información que posibiliten a la SIGET efectuar los controles previstos en las presentes normas. Se controlará la calidad suministrada del servicio eléctrico de distribución mediante el seguimiento de indicadores globales e individuales para exigir el cumplimiento de los valores establecidos en estas normas, compensándose en este periodo las transgresiones a los límites individuales en la Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico.

En los primeros treinta días de Enero de 2005, las distribuidoras deberán presentar a SIGET para su aprobación, los planes de inversión que cada una de ellas efectuará con la finalidad de elevar la calidad del servicio a los estándares e indicadores contenidos en la presente normativa.

Sin embargo, si al finalizar este período las empresas distribuidoras de energía eléctrica, hubieren demostrado haber realizado todos los esfuerzos e inversiones necesarios para alcanzar los estándares de calidad contenidos en esta norma para ese año y se comprobare que aún no corresponden a los indicadores mínimos exigidos, SIGET podrá prorrogar la compensación por indicadores globales de calidad del servicio técnico por un año más.

- b) **1 de enero de 2006 – 31 de diciembre de 2007:** En este período, entrarán en vigencia las compensaciones por Calidad de Servicio Técnico, además de continuar las compensaciones individuales en las Calidades de Servicio Comercial y Producto Técnico; las empresas distribuidoras continuarán desarrollando el plan de inversiones comprometido para dicho período, con el fin de mejorar la calidad de servicio de sus sistemas de distribución.

En los primeros treinta días de Enero de 2006 y 2007, las distribuidoras deberán presentar a SIGET para su aprobación, los planes de inversión que cada una de ellas efectuará con la finalidad de elevar la calidad del servicio a los estándares e indicadores contenidos en la presente normativa.

- c) **1 de enero de 2008 en adelante:** En este período se aplicarán todas las compensaciones individuales y globales por las transgresiones a los límites establecidos en la norma de Calidad del

Servicio de los Sistemas de Distribución; además de entrar en vigencia las compensaciones por perturbaciones. Las empresas distribuidoras continuarán desarrollando las inversiones que consideren necesarias para el cumplimiento de las exigencias de Calidad del Servicio Técnico, Calidad del Producto y Calidad del Servicio Comercial.

En los primeros treinta días de Enero de 2008, las distribuidoras deberán presentar a SIGET para su aprobación, los planes de inversión que cada una de ellas efectuará con la finalidad de elevar la calidad del servicio a los estándares e indicadores contenidos en la presente normativa.

- d) Los indicadores y compensaciones relacionados con la precisión de los equipos de medición, así como la Metodología para el Control de los Equipos de Medición se implementará a partir del año 2015 de la manera siguiente:

d.1) **Etapa inicial:** Desde el 1 de julio de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2015, continuará la obligación de las empresas distribuidoras de calibrar los equipos de medición dentro de los límites de tolerancia establecidos en las Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica y determinados en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución e iniciándose la obligación de cumplir con las disposiciones establecidas en la Metodología para el Control de los Equipos de Medición.

d.2) **Etapa de Régimen:** A partir del 1 de enero de 2016, las empresas distribuidoras continuarán con la obligación de calibrar los equipos de medición dentro de los límites de tolerancia establecidos en las Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica y determinados en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, y de cumplir con las disposiciones establecidas en la Metodología para el Control de los Equipos de Medición; en esta Etapa, asociada a las disposiciones antes citadas, entrará en vigencia las compensaciones que han sido establecidas en la Normativa de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

La totalidad de la información obtenida en los diferentes periodos, referente a los controles de calidad, deberá remitirse a la SIGET con los archivos magnéticos y formatos que ésta ha determinado.

TÍTULO II SISTEMA DE MEDICION

CAPÍTULO I. SISTEMA DE MEDICION Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

Art. 5. El objeto de establecer un Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, es que todo Distribuidor disponga de un sistema auditable que permita el análisis y tratamiento de las mediciones realizadas para la verificación de la Calidad del Servicio Técnico y la Calidad del Producto, sistema que deberá contemplar al menos, lo siguiente:

- a) La interrelación entre los registros de mediciones y las tolerancias previstas respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los índices o indicadores de Calidad del Servicio Técnico y de Calidad del Producto, establecidos en estas Normas;

- b) El cálculo de las compensaciones;
- c) El establecimiento del número y localización de los beneficiados por las compensaciones;
- d) La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican;
- e) La realización de los procedimientos y/o mecanismos utilizados para la recopilación de la información;
- f) La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridas por la SIGET; y,
- g) Las pruebas pertinentes que permitan a la SIGET, realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

CAPÍTULO II. SISTEMA DE CONTROL E IDENTIFICACIÓN DE LOS USUARIOS

Art. 6. El objeto del Sistema de Control e Identificación de los Usuarios es que todo distribuidor disponga de un sistema auditable que permita, al menos lo siguiente:

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

CAPÍTULO III. SISTEMA DE CONTROL DE SOLICITUDES Y RECLAMOS DEL USUARIO

Art.7. El objeto del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario es que todo Distribuidor disponga de un sistema auditable que permita, como mínimo:

- a) La recepción y trámite de nuevas solicitudes para la prestación del servicio de distribución;
- b) La recepción y trámite de reclamos de los Usuarios;
- c) La atención personal, por la vía telefónica, fax, correo electrónico o por cualquier medio de comunicación, para atender los reclamos, ininterrumpidamente, durante las veinticuatro horas del día, todos los días;
- d) El procedimiento para dar a conocer al Usuario el código o número del reclamo, mismo que le posibilite su seguimiento para dar respuesta y solución;
- e) La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican;
- f) La realización de procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recopilación de la información;
- g) La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la SIGET; y,
- h) Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

TÍTULO III.- OBLIGACIONES

CAPÍTULO I OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR

Art.8. El distribuidor, dentro de su zona de servicio, estará obligado a:

- a) Prestar a sus usuarios, un servicio de energía eléctrica que cumpla con los índices o indicadores de calidad exigidos en estas Normas;
- b) Cumplir en lo que le corresponde con lo consignado en estas Normas y procedimientos aprobados por SIGET;
- c) Responder ante otros operadores, por el pago de las compensaciones ocasionadas por las interrupciones, distorsión armónica y/o efecto parpadeo (flicker) en sus redes de distribución, que afecten el servicio de terceros;
- d) Mantener un archivo histórico, por un período no inferior a dos años, de toda la información procesada y de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos que establecen estas Normas;
- e) Pagar a sus usuarios las compensaciones que correspondan por deficiencias propias o presentes en sus redes de distribución, acreditándolas en la facturación de acuerdo a lo establecido en la presente normativa.

CAPÍTULO II OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS

Art.9. Las obligaciones de los Usuarios serán las siguientes:

- a) Cumplir en lo que corresponda con lo consignado en estas Normas y en procedimientos aprobados por la SIGET;
- b) Suscribir con un Comercializador el contrato de compra-venta de energía eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento y las Normas aplicables;
- c) Realizar todas las instalaciones internas, incluyendo las reparaciones o modificaciones, que sean necesarias para evitar introducir perturbaciones en la red del Distribuidor que afecte la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

TÍTULO IV CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO

CAPÍTULO I. GENERALIDADES

Art.10. **Evaluación de la Calidad de Servicio Técnico.** La calidad de Servicio Técnico será evaluada en función de la continuidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios.

Art.11. **Período de control para la Calidad del Servicio Técnico.** El control de la calidad del servicio técnico se llevará a cabo en períodos anuales continuos.

Art.12. Para efectos de cálculo de indicadores de calidad, se consideraran las interrupciones sostenidas.

CAPÍTULO II INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO

Art.13. **Índices de Calidad para las Interrupciones.** La Calidad del Servicio Técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: Frecuencia Media de Interrupción por kilovoltios amperios (kVA), en adelante FMIK; Tiempo Total de Interrupciones por kilovoltios amperios (kVA), en adelante TTIK; Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (interrupciones /usuarios del sistema/ año), en adelante SAIFI; Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (horas/ usuarios del sistema /año), en adelante SAIDI; Energía No Suministrada, en adelante ENS; y por índices o indicadores individuales por usuario que se controlarán y que serán los mismos que los definidos como Índices Globales aplicados para cada usuario individual SAIFI y SAIDI; además de los siguientes: Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio al Consumidor Afectado (interrupciones /usuarios afectados/ año) CAIFI; Índice de Duración de Interrupción Promedio por Consumidor (horas /interrupción del consumidor) CAIDI.

Indicadores Globales:

a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

La frecuencia media de interrupción por kVA representa la cantidad de veces que el kVA promedio de la Empresa Distribuidora sufrió una interrupción de servicio en el período analizado.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$FMIK^{RED} = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i^{RED}}{kVA_{TOTAL}^{RED}} = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i^{MTBT} + \sum_{i=1}^N PCon_i^{USUMT}}{kVA_{TOTALES}^{MTBT} + PCon_{TOTALES}^{USUMT} / FP} \Bigg|^{RED}$$

Dónde:

- FMK^{RED} : Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado para redes según el tipo de densidad de carga ALTA o BAJA.
- $\sum_{i=1}^N kVA_i^{RED}$: Sumatoria de los kVA afectados por las Interrupción “i”, que van desde la 1 hasta la N. En los kVA afectados se debe considerar los de transformación MTBT como el de los usuarios de MT (USUMT) interrumpidos.
- kVA_i^{MTBT} : kVA afectados en los centros de transformación MTBT
- $PCon_i^{USUMT}$: Potencia facturada de los usuarios MT afectados por una interrupción.
- kVA_{TOTAL}^{RED} : Sumatoria de los kVA Totales instalados en transformación y de los usuarios de MT.
- $kVA_{TOTALES}^{MTBT}$: Sumatoria de los kVA totales en los centros de transformación MTBT
- $PCon_{TOTALES}^{USUMT}$: Sumatoria de la potencia facturada de todos los usuarios MT
- FP : Factor de Potencia = 0.9

b) Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

TTIK: Representa el tiempo, en valor medio, que cada kVA del conjunto considerado estuvo sin suministro en el año.

La ecuación a considerar para calcular este indicador es la siguiente:

$$TTIK^{RED} = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i^{RED} \times Hs_i}{kVA_{TOTAL}^{RED}} = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i^{MTBT} \times Hs_i + \sum_{i=1}^N PCon_i^{USUMT} \times Hs_i}{kVA_{TOTALES}^{MTBT} + PCon_{TOTALES}^{USUMT} / FP} / FP^{RED}$$

Dónde:

$TTIK^{RED}$: Tiempo Medio de Interrupción por kVA instalado para redes según el tipo de densidad de carga ALTA o BAJA.

$\sum_{i=1}^N kVA_i^{RED} \times Hs_i$: Sumatoria de los kVA afectados por Duración (Hs) de la Interrupción “i”, que va desde i=1 hasta i= N. En los kVA afectados se debe considerar los de transformación MTBT como el de los usuarios de MT (USUMT) interrumpidos.

kVA_i^{MTBT} : kVA afectados en los centros de transformación MTBT

$PCon_i^{USUMT}$: Potencia facturada de los usuarios MT afectados por una interrupción.

kVA_{TOTAL}^{RED} : Sumatoria de los kVA totales instalados en transformación y de los usuarios de MT.

$kVA_{TOTALES}^{MTBT}$: Sumatoria de los kVA totales en los centros de transformación MTBT

$PCon_{TOTALES}^{USUMT}$: Sumatoria de la potencia facturada de todos los usuarios MT

FP : Factor de Potencia = 0.9

- c) **Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (interrupciones /usuarios del sistema /año) (SAIFI)**

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^N Usu_i}{Usu_T}$$

Dónde:

- N = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio
i = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N;
 Usu_{*i*} = Número de Usuarios Afectados por la Interrupción “*i*”
 Usu_T = Número Total de Usuarios de la Empresa Distribuidora

- d) **Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (horas/ usuarios del sistema /año) (SAIDI);**

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^N (Dur_i \cdot Usu_i)}{Usu_T}$$

Dónde:

- N = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio
i = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N;
 Dur_{*i*} = Duración de la Interrupción “*i*”
 Usu_{*i*} = Usuarios Afectados por la Interrupción “*i*”
 Usu_T = Usuarios Totales de la Empresa Distribuidora

Indicadores Individuales:

Los indicadores individuales o por usuario que se controlarán serán los mismos que los definidos como Índices Globales aplicados para cada usuario o cliente individual, índices que se detallan a continuación: Índice de frecuencia de interrupción por usuario usuario (interrupciones /usuario /año) (SAIFI_{US}); Índice de duración de interrupción por usuario (horas /usuario /año) (SAIDI_{US}); Índices de frecuencia de interrupción promedio por usuario (interrupciones /usuarios afectados /año) CAIFI; Índice de duración de interrupción promedio por usuario (horas/ interrupción del usuario) CAIDI.

- a) **Índice de Frecuencia de Interrupción por Usuario SAIFI_{US} (interrupciones /usuario /año)**

$$SAIFI_{US} = \sum_{i=1}^N Interrupciones$$

Dónde:

N = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio
 i = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N;

b) Índice de Duración de Interrupción por Usuario SAIDI_{US} (horas /usuario /año)

$$SAIDI_{US} = \sum_i^N Tiempo_{(i)}$$

Dónde:

N = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio
 I = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N;

c) CAIFI. Índices de Frecuencia de Interrupción Promedio al Usuario Afectado (interrupciones /usuarios afectados /año)

$$CAIFI = \frac{\sum_i^N I_i}{\sum_i^N M_i}$$

Dónde:

I_i = Número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio para el nodo de carga i
 M_i = Número de usuarios Afectados al nodo de carga i .
N = Número de total de nodos de carga,
 i = Contador de número nodos de carga, variando de 1 a N;

Los usuarios afectados deben contarse solo una vez, independientemente del número de interrupciones que ellos pueden tener en un año. Este índice se usa particularmente cuando el año calendario es comparado con otro año calendario, dado que, en cualquier año calendario, no todos los usuarios pueden ser afectados y muchos de ellos pueden tener continuidad en el servicio.

d) **CAIDI. Índice de Duración de Interrupción Promedio por Usuario afectado (horas/interrupción del usuario)**

$$CAIDI = \frac{\sum_i^N Dur_i Usu_i}{\sum_i^N Usu_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

Dónde:

- Dur_i = Duración de interrupciones, ocurridas en el período de estudio
- Usu_i = Número de usuarios afectados por la interrupción i ,
- N = Número de total de interrupciones,
- i = Contador de número de interrupciones, variando de 1 a N ;

Art.14. Las tolerancias en los Indicadores de Calidad del Servicio Técnico de energía eléctrica son:

Tabla No. 1 Límites de los Indicadores de Calidad para las Empresas de Distribución según el tipo de densidad de carga

Indicador	Tipo	Unidad	Densidad de carga alta	Densidad de carga baja
FMIK	Global	Cantidad de Interrupciones/año	5	12
TTIK	Global	Horas de interrupción /año	10	24
SAIFI	Global	Cantidad de Interrupciones/año	7	12
SAIDI	Global	Horas de interrupción /año para cada usuario	14	24
SAIFIus	Individual	Cantidad de Interrupciones/año para cada usuario	8	15
SAIDIus	Individual	Horas de interrupción /año	16	30
CAIFI	Individual	Cantidad de Interrupciones/año por usuario afectado	14	18

TÍTULO V CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Art.15. La Calidad del Producto suministrado por el distribuidor, será evaluada mediante el sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, realizado por el propio Distribuidor y supervisado por la SIGET para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto a los parámetros establecidos para: Regulación de Tensión, Distorsión Armónica y Flicker.

Art.16. La incidencia del usuario en la calidad del producto será evaluada mediante el control, que efectúe de oficio el propio Distribuidor, de las transgresiones a las tolerancias establecidas respecto a la Distorsión Armónica, Flicker y Factor de Potencia.

Art.17. El control de la calidad del producto será efectuado por los distribuidores, mediante mediciones en períodos mensuales denominados Períodos de Control, en la cantidad de puntos establecidos en estas normas. Con los resultados de la totalidad de estas mediciones, se determinará anualmente, índices o indicadores globales que reflejen el comportamiento del Servicio Eléctrico de Distribución en cada año calendario que se denominará “año de control”.

Art.18. **Período de Medición.** Dentro del Período de Control, el lapso mínimo para la medición de los parámetros de la Calidad del Producto será de siete días calendario, denominado Período de Medición.

Art.19. **Intervalo de Medición.** Dentro del Período de Medición, la medición de los parámetros de Regulación de Tensión y Desbalance de Tensión será en intervalos de quince minutos. Para el caso de Distorsión Armónica y Flicker será de diez (10) minutos. A estos lapsos de tiempo se les denomina intervalos de medición (k).

Art.20. **Mediciones adicionales.** Cuando el caso lo requiera y/o a solicitud de SIGET, el Distribuidor deberá efectuar la medición de los parámetros correspondientes, en el punto de la red indicado, utilizando los mismos períodos e intervalos de medición, estipulados en los artículos anteriores.

CAPÍTULO II NIVELES DE TENSIÓN

Art.21. La empresa distribuidora deberá mantener sus niveles de tensión, dentro de los rangos señalados en esta norma, de manera que los equipos eléctricos de los usuarios puedan operar eficientemente dentro de las tensiones normalizadas para el sistema de distribución eléctrica.

Indicadores Individuales de Producto Técnico

Art.22. **Niveles de Tensión.** El Indicador de Calidad para evaluar la tensión de entrega en un intervalo de medición k, es la diferencia ΔV_k entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega V_k y el valor de la tensión nominal V_N del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_N}{V_N} * 100\%$$

Art.23. **Límites Admisibles.** Los niveles máximo y mínimo de tensión, según las zonas de servicio, en el punto de suministro o entrega al usuario, se indican en la siguiente Tabla:

Tabla N° 2- Límites permisibles de Tensión

NIVEL DE TENSIÓN	ΔV_k		
	Densidad de carga alta	Densidad de carga baja	Aislado
Baja Tensión (≤ 600 V)	± 7 %	± 8 %	± 8.5 %
Media Tensión ($600V < V < 115kV$)	± 6 %	± 7 %	± 8.5 %

Art.24. Las empresas distribuidoras serán responsables del cumplimiento de los límites permisibles de tensión en redes eléctricas de terceros, excepto cuando por cualquier medio el propietario de la red, los usuarios, u otras personas, obstaculicen, dificulten o impidan al distribuidor realizar las labores de operación, mantenimiento y reposición de las mismas.

Indicadores Globales de Producto Técnico

Art. 25. Para evaluar convenientemente el conjunto de mediciones realizadas a lo largo de la Campaña de Medición se determinarán los Indicadores Globales, independientes de aquellas que podrían surgir por los apartamientos registrados en cada una de las mediciones realizadas.

Art.26. Estos indicadores se calcularán anualmente contemplando las mediciones realizadas en el año bajo análisis.

Art.27. Los valores de tensión registrados, utilizados para la determinación de los indicadores, se analizarán en base a los apartamientos del valor nominal medido, discriminados por Rangos de Unidad Porcentual, de acuerdo a los siguientes indicadores globales:

- a. FEB_B: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión.

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

Dónde:

FEB_B = Frecuencia Equivalente asociada al Rango "B".

Nrg_B = Cantidad de Registros válidos asociada al Rango "B".

Nrg_{TOT} = Cantidad total de registros válidos.

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

b. FEB_{PER} = Frecuencia equivalente dentro de los límites admisibles

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

Dónde:

FEB_{PER} = Frecuencia equivalente dentro de las tolerancias establecidas.

$Ntrg_{PER}$ = Número Total de Registros válidos dentro de las tolerancias establecidas.

Nrg_{TOT} = Cantidad total de registros válidos.

c. FEB_{NoPER} = Frecuencia equivalente fuera de los límites admisibles

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

Dónde:

FEB_{NoPER} = Frecuencia equivalente fuera de las tolerancias establecidas.

$Ntrg_{NoPER}$ = Número Total de Registros válidos fuera de las tolerancias.

Nrg_{TOT} = Cantidad total de registros válidos.

d. $FEBP_B$: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión Fuera de los Límites admisibles.

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

Dónde:

$FEBP_B$ = Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión "B" fuera de los límites admisibles

$NrgP_B^{(p)}$ = Cantidad de Registros válidos fuera de los límites admisibles asociados con el Rango "B".

$NrgP_{Tot}$ = Cantidad de Registros Totales válidos fuera de los límites admisibles.

e. $FEEC_B$: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Rango de Tensión.

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

Dónde:

$Eng_B^{(med)}$ = Energía Registrada en la medición (med) asociada con el Rango de Tensión "B".

Eng_T = Energía Total Registrada

$TotMed$ = Total de Mediciones Realizadas en el Período Considerado.

Art.28. **Tolerancia de los Índices globales y mediciones individuales.** Se establece el cinco por ciento (5%) como el valor máximo para la tolerancia del índice o indicador global FEB_{NoPER} (Rangos No Permitidos), este mismo límite se utilizará para definir si una medición se encuentra o no fuera de tolerancia.

Campaña de Medición

Art.29. El control del nivel de tensión suministrada se basará en los resultados de cada una de las mediciones realizadas y de indicadores del tipo global obtenidos a partir de los resultados de la totalidad de las mediciones efectuadas mediante la ejecución de campañas de medición, en diversos puntos de la red.

Art.30. El equipamiento de medición a utilizar por el distribuidor deberá ser de un tipo especialmente diseñado para medir niveles de tensión o voltaje.

Art.31. Es obligación de la empresa de distribución eléctrica, efectuar mensualmente un registro o medición válido del nivel de tensión en el uno por ciento (1%) de sus usuarios de Media Tensión seleccionados al azar con criterio estadístico, agrupados por Corregimiento y Categoría Tarifaria.

Art.32. El registro o medición en cada usuario deberá realizarse por un período no inferior a los siete (7) días calendario, registrando valores a intervalos de quince (15) minutos.

Art.33. Las empresas de distribución deberán empezar con el programa de medición, a partir de la primera fecha de implementación de los límites permisibles de tensión, según se establece en las presentes normas.

Art.34. La empresa de distribución deberá suministrar el listado de usuarios con su localización, categoría tarifaria y nivel de tensión de suministro, para su control en los meses de abril y octubre de cada año.

Art.35. La SIGET presentará a la Distribuidora los puntos de medición seleccionados aleatoriamente, en los cuales se incluirán un número superior en un veinticinco por ciento (25%) de los establecidos para cada Distribuidora, con el fin de asegurar el cumplimiento de la cantidad de mediciones válidas mensuales a realizar. Se deberá identificar claramente el orden de ocurrencia de los puntos seleccionados, dado que éste será también el orden que se deberá tomar como referencia para la campaña de medición.

Art.36. En el caso que no resulte posible la instalación en alguno de los puntos seleccionados, se elegirá el punto siguiente de acuerdo con el orden de ocurrencia, dejando claramente documentado el motivo por el cual no se pudo realizar la medición. La distribuidora deberá informar mensualmente a la SIGET los puntos seleccionados que no pudieron ser medidos con la justificación de cada caso, acompañada de la documentación probatoria correspondiente.

Art.37. La cantidad de mediciones a realizar mensualmente en Baja Tensión, estará asociada con el número de usuarios en Baja Tensión que tenga cada distribuidora conectado en sus Redes de Distribución, de acuerdo a la siguiente Tabla:

Tabla N° 3- Número de Mediciones en Baja Tensión

N° Usuarios de Baja Tensión	Mediciones por Mes
Entre 1 a 10,000	30
Entre 10,000 a 50,000	50
Entre 50,000 a 100,000	70
Entre 100,000 a 300,000	90
Mayor a 300,000	100

Art.38. El número de mediciones a realizar podrá ser modificada, si a juicio de la SIGET resultaran inadecuadas para el objetivo previsto, en cuyo caso la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis meses.

Art.39. Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como en la vía pública. Asimismo, deberán contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.

Art.40. Las mediciones relacionadas con la calidad del producto, que resulten fuera de los rangos permitidos y se demuestre que coincidan con un período de emergencia decretado por la Unidad de Transacciones –UT–, no serán consideradas en el cálculo de los indicadores de calidad del producto.

CAPÍTULO III EFECTO DE PARPADEO (FLICKER)

Art.41. El indicador del efecto parpadeo (flicker) en el sistema de distribución, deberá ser medido por el índice de severidad de efecto parpadeo de corto plazo Pst, cumpliendo con las especificaciones de la norma IEC 61000-4-15 o la que la sustituya.

El Pst deberá ser menor o igual a 1.00 para todos los niveles de tensión de distribución.

Mediciones

Art.42. Las mediciones para determinar la presencia del efecto parpadeo (flicker), serán realizadas por las empresas distribuidoras en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en sus redes de distribución, transformadores de potencial de subestaciones, en puntos donde se sospeche que pueda haber inyección del efecto parpadeo o en puntos particulares requeridos por la SIGET.

Art.43. La SIGET determinará los puntos de verificación del nivel de efecto parpadeo (flicker) en las redes de distribución, designando a cada empresa distribuidora un (1) punto de verificación por cada sesenta mil (60,000) usuarios; en el caso que una empresa distribuidora cuente con menos de sesenta mil (60,000) usuarios se le designará un (1) punto de verificación mensual. El número de mediciones a realizar podrá ser modificado por la SIGET, si a su juicio resultara inadecuado para el objetivo previsto, en cuyo caso, la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis (6) meses.

Art.44. El período de medición en cada punto de verificación del efecto parpadeo (flicker) debe ser de al menos siete (7) días calendario. Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto parpadeo para intervalos de diez (10) minutos y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya.

CAPÍTULO IV. ARMONICAS

Límites admisibles

Art.45. La empresa distribuidora deberá limitar la distorsión armónica de tensión en los niveles de media y baja tensión a fin de no sobrepasar los valores especificados en la Tabla N° 4 de las presentes Normas.

Las tasas de distorsión individual (TDI) y distorsión armónica total (VDAT) se determinarán porcentualmente con respecto a la componente de voltaje de la frecuencia fundamental (60 Hz) de la forma siguiente:

$$TDI = \frac{U_n}{U_1} \times 100$$

$$VDAT = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{25} U_n^2} \times 100}{U_1}$$

En donde:

TDI: Tasa de distorsión individual

VDAT: Tasa de distorsión armónica total

Un: Amplitud del voltaje de la armónica n

U1: Amplitud del voltaje a la frecuencia fundamental (60 Hz)

Los límites de distorsión armónica de tensión en media y baja tensión, no deben ser superados durante más del cinco por ciento (5 %) del período de medición, tomando en cuenta que el análisis de cumplimiento debe realizarse para cada una de las fases existentes en el punto de medición.

Tabla No. 4 – Límites de distorsión armónica de voltaje en redes de media y baja tensión

Órdenes impares no múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes impares múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes pares (n)	Tasa de distorsión individual (%)
5	6.0	3	5.0	2	2.0
7	5.0	9	1.5	4	1.0
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3.0	21	0.2	8	0.5
17	2.0	>21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			>12	0.2
25	1.5				
>25	0.2+1.3*25/n				
LÍMITE DE LA TASA DE DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL = 8 %					

Mediciones

Art.46. Las mediciones para determinar los niveles de distorsión armónica de tensión en las redes de distribución, serán realizadas por las empresas distribuidoras en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en sus redes de distribución, transformadores de potencial de subestaciones, puntos de entrega a usuarios finales, en puntos donde se sospeche que pueda haber distorsión armónica de tensión o en puntos particulares requeridos por la SIGET.

Art.47. La SIGET determinará los puntos de verificación del nivel de distorsión armónica de tensión en las redes de distribución, designando a cada empresa distribuidora un (1) punto de verificación por cada sesenta mil (60,000) usuarios; en el caso que una empresa distribuidora cuente con menos de sesenta mil (60,000) usuarios se le designará un (1) punto de verificación mensual. El número de mediciones a realizar podrá ser modificado por la SIGET, si a su juicio resultara inadecuado para el objetivo previsto, en cuyo caso, la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis (6) meses.

Art.48. El período de medición en cada punto de verificación de distorsión armónica de tensión debe ser de al menos siete (7) días calendario, realizadas en intervalos de diez (10) minutos, y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-7 ó la que la sustituya.

CAPÍTULO V. INCIDENCIA DEL USUARIO EN LA CALIDAD DEL PRODUCTO

Art.49. La incidencia del usuario en la calidad del producto se medirá a través de los índices de calidad de la distorsión armónica de corriente de carga y por el índice de flicker generado por el usuario. Una carga con características no lineales, se comporta como una fuente de corrientes armónicas.

Las armónicas producidas por el usuario deberán medirse en cada fase del punto de entrega al usuario final, sea éste en media tensión a través de sus correspondientes transformadores de potencial y corriente o en baja tensión, de acuerdo a los parámetros siguientes:

- a) Cuando la potencia registrada de la fase evaluada sea mayor o igual que 3.5 kW, se utilizarán los indicadores DATI y DAII definidos de la manera siguiente:

$$DATI = \sqrt{\sum_{i=2}^{25} \frac{I_i^2}{I_1^2}} \times 100$$

$$DAII = \frac{I_i}{I_1} \times 100$$

Dónde:

DATI: Distorsión armónica total de corriente.

DAII: Distorsión armónica individual de corriente.

- Ii : Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden i.
 I1: Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental (60 Hz).

- b) Cuando la potencia registrada de la fase evaluada sea menor que 3.5 kW, se utilizarán los indicadores Ii que se definen como la intensidad en amperios de la componente armónica de orden “i” de la corriente de carga.

Art.50. Los indicadores y límites de la distorsión armónica de la corriente de carga originada en las instalaciones internas de un usuario final dependerán de la potencia registrada por fase en cada intervalo de la medición realizada en el punto de entrega del usuario y del orden de la armónica correspondiente y no deberán sobrepasar los límites indicados en la Tabla No. 5 de las presentes Normas.

Tabla 5 – Límites de distorsión armónica de la corriente de carga en media y baja tensión

Orden de la armónica (n)	Potencia < 3.5 kW	Potencia ≥ 3.5 kW
	Intensidad de la Componente Armónica (amperios)	Distorsión Armónica Individual de Corriente (%)
Órdenes impares no múltiplos de 3	5	2.28
	7	1.54
	11	0.66
	13	0.42
	17	0.26
	19	0.24
	23	0.20
	25	0.18
>25	4.5/n	0.2+0.8*25/n
Órdenes impares múltiplos de 3	3	4.60
	9	0.80
	15	0.30
	21	0.21
	>21	4.5/n
Órdenes pares	2	2.16
	4	0.86
	6	0.60
	8	0.46
	10	0.37
	12	0.31
	>12	3.68/n
Distorsión Armónica Total de Corriente (%)	--	20

Los anteriores límites y las compensaciones indicadas en el artículo 77.m no serán aplicables a los usuarios clasificados en la categoría tarifaria de pequeña demanda, uso residencial.

Art.51. Se considerará que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en las mediciones en el Período de Medición, se compruebe que la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Mediciones

Art.52. El control de la generación de armónicas por los Usuarios será responsabilidad de los Distribuidores, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para que se dé solución al problema, realizando mediciones en los puntos que considere necesarios.

Art.53. Las mediciones deberán ser realizadas de acuerdo con la norma IEC 61000-4-7 ó la que la sustituya, registrando durante un período de al menos siete (7) días calendario y en intervalos de diez (10) minutos la corriente de carga, la distorsión armónica total de la corriente de carga y la distorsión armónica individual de la corriente de carga. En aquellos casos donde se decida realizar mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser tomadas por cinco horas.

Art.54. De los resultados obtenidos durante el control de la distorsión armónica en la etapa de régimen, la SIGET podrá determinar si es necesaria alguna modificación en la definición de los indicadores, límites u otros aspectos definidos para el control de la distorsión armónica.

Art.55. **Índice de Flicker Generado por el Usuario.** El índice de Flicker generado por el Usuario se determina por el Índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) medido en cada fase del punto de entrega del usuario final, cumpliendo con las especificaciones de la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya.

A continuación se presentan los valores del índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) que no deben ser excedidos por el Usuario:

Tabla N° 6- Límites para flicker generado por el usuario

Carga (SI) kW	Pst
Tensión: (≤ 600 V)	
$SI \leq 20$	1.00
$20 < SI \leq 30$	1.26
$30 < SI \leq 50$	1.58
$SI > 50$	1.86
Tensión: ($600 < V \leq 115$ kV)	
$SI / Scc \leq 0.005$	0.37
$0.005 < SI / Scc \leq 0.02$	0.58
$0.02 < SI / Scc \leq 0.04$	0.74
$SI / Scc > 0.04$	0.80

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

SI: Potencia total máxima registrada en el período de medición en kW (Carga).

Los anteriores límites y las compensaciones indicadas en el artículo 77.n no serán aplicables a los usuarios clasificados en la categoría tarifaria de pequeña demanda, uso residencial.

Art.56. Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del empleado en las mediciones en el Período de Medición, se compruebe que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Mediciones

Art.57. **Control para el Flicker Generado por el Usuario.** El control del Flicker generado por los Usuarios será responsabilidad de los Distribuidores, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para que se dé solución al problema, realizando mediciones en los puntos que considere necesarios.

Art.58. Las mediciones deberán realizarse durante un período de al menos siete (7) días calendario y en intervalos de diez (10) minutos usando un medidor de flicker, y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya.

Art.59. Derogado.

Art.60. Para cargas en media tensión, las mediciones de Flicker deben ser realizadas sobre la impedancia de la red o sobre una impedancia que no cause que la tensión de estado estacionario baje más del tres por ciento (3%). Las mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser tomadas durante cinco horas.

Art.61. De los resultados obtenidos durante el control del efecto parpadeo (flicker) en la etapa de régimen, la SIGET podrá determinar si es necesaria alguna modificación en la definición de los indicadores, límites u otros aspectos definidos para el control del efecto parpadeo.

CAPÍTULO VI. FACTOR DE POTENCIA

Art.62. **Valor Mínimo para el Factor de Potencia.** El valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia que demanda el usuario final, de la siguiente forma:

Tabla N° 7 - Límites de Factor de Potencia admitido

RANGO	F.P.
Usuarios con potencias superiores a 10 kW	0.90

Art.63. **Control para el Factor de Potencia.** El control se realizará en el punto de medición o en la acometida del Usuario, en períodos mínimos de siete días calendario registrando datos de energía activa y reactiva. El factor de potencia se determinará, efectuando mediciones tanto en el período horario de punta como en el resto del día, de acuerdo a lo indicado a continuación:

$$Fpot_p = \frac{EnergAct_p}{\sqrt{(EnergAct_p^2 + EnergReact_p^2)}}$$

Dónde:

- Fpot_p = Factor de Potencia para el período horario (p)
 EnergAct_p = Energía activa registrada en el período de registro para el período horario (p)
 EnergReact_p = Energía reactiva registrada en el período de registro para el período horario (p)

TÍTULO VI CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

CAPÍTULO I. GENERALIDADES

Art.64. Los distribuidores que actúen como comercializadores dentro del área geográfica en la que se ubiquen sus redes, deben proveer, además del suministro de la energía eléctrica, un conjunto de servicios comerciales necesarios para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los usuarios.

Art.65. Será responsabilidad del Comercializador prestar el servicio con un nivel de calidad del servicio comercial satisfactorio, acorde con los parámetros establecidos en las presentes Normas.

Art.66. Los aspectos de servicio comercial que se controlarán son: a) La correcta atención de los usuarios en los locales comerciales, agencias y/o sucursales habilitadas; b) Los tiempos utilizados para responder a pedidos y consultas de los usuarios; c) Los tiempos de restitución de suministros interrumpidos por diferentes causas; d) La correcta facturación de los consumos de los usuarios; y, e) La adecuada tramitación de reclamos.

Art.67. Todos los servicios nuevos o ampliaciones que efectúen todos los involucrados, a partir de la entrada en vigencia de estas Normas, deberán cumplir con lo especificado en la Etapa de régimen, antes de entrar en operación comercial la ampliación de sus instalaciones.

Art.68. La tarea de adecuación y obtención de la información necesaria para la determinación de los indicadores de calidad comercial en las diversas etapas de implementación, será responsabilidad de la empresa distribuidora.

Art.69. La totalidad de la información relevada, referente a los controles de la calidad del servicio, deberá remitirse a SIGET, con el software y formatos de archivos uniformes, que ésta determine.

Art.70. Se establecen dos tipos de indicadores relacionados con la medición de la Calidad del Servicio Comercial que prestan las Empresas Distribuidoras:

- a) Niveles Globales de Calidad Comercial: Son aquellos que se corresponden con metas globales para toda la empresa distribuidora.
- b) Niveles de Calidad Comercial Garantizados a cada Cliente: Son aquellos vinculados a prestaciones garantizadas a cada usuario final del servicio de energía eléctrica en forma individual.

Art.71. A efectos de la determinación de los indicadores de Calidad del Servicio Comercial, un Área Geográfica será considerada como de:

DENSIDAD DEMOGRÁFICA ALTA: más de 5,000 habitantes/km²

DENSIDAD DEMOGRÁFICA MEDIA: de 1,001 a 5,000 habitantes/km²

DENSIDAD DEMOGRÁFICA BAJA: de 1 a 1000 habitantes/km²

CAPÍTULO II NIVELES GLOBALES DE CALIDAD COMERCIAL

Art.72. La medición de los Niveles Globales de Calidad del Servicio Comercial se medirán considerando los siguientes indicadores:

- a) Conexiones de Servicio (COSE)

Anualmente, para este indicador deberá tomarse el porcentaje de conexiones de servicios a los usuarios finales que no requieran de ampliación o modificación de la red de distribución que, como mínimo, deben realizarse dentro de los plazos máximos garantizados a cada usuario final, establecidos en el Art. 73 literal a) de estas Normas, después de la fecha de pago del derecho de conexión.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	97 %
Densidad Demográfica Media	97 %
Densidad Demográfica Baja	95 %

- b) Usuarios Reconectados Después de una Interrupción (USRE) :

Anualmente, para este indicador se considerará el porcentaje de usuarios finales que, como mínimo, deben ser reconectados por el distribuidor, dentro de los plazos máximos, garantizados a cada usuario que establece en el artículo 73 literal b) de estas Normas, en caso de interrupción del suministro por razones técnicas.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	97 %
Densidad Demográfica Media	97 %
Densidad Demográfica Baja	95 %

c) Calidad de la Facturación

La medición del desempeño del distribuidor en lo que hace a la calidad de la facturación a los usuarios finales, deberá evaluarse conforme a los siguientes índices:

i) Porcentaje de Errores en la Facturación (IPE):

Para el cálculo de este indicador se considera, mensualmente sin discriminar por tarifas, el porcentaje máximo de rectificaciones de facturas emitidas:

$$\text{IPE} = \text{Fa}/\text{Ne} \times 100$$

Dónde:

Fa = Número de cuentas ajustadas con motivo de corregir un error de lectura o facturación.

Ne = Número total de facturas emitidas

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
IPE	3 %

ii) Porcentaje de Facturación Estimada (IFE):

Anualmente, para el cálculo de este indicador deberá considerarse el porcentaje máximo de estimaciones en las facturas emitidas. Este indicador deberá considerar el porcentaje de estimaciones de las facturaciones estimadas, debido a errores en la lectura o por no haber tomado la lectura del medidor, el cual no podrá superar el límite admisible para cada etapa.

$$\text{IFE} = \text{Fe}/\text{Ne} \times 100$$

Dónde:

Fe = Número de facturas estimadas

Ne = Número total de facturas emitidas

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	2 %
Densidad Demográfica Media	3 %
Densidad Demográfica Baja	5 %

d) Tratamiento de Reclamos

La medición del desempeño del distribuidor en lo que respecta al tratamiento de los Reclamos de los Usuarios en general, se calculará en forma anual y deberá verificarse de acuerdo a los siguientes parámetros:

i) Porcentaje De Reclamos (PRU):

$$PRU_n = Ra_n / Nu \times 100\%$$

Dónde:

- Ra_n = Número total de reclamos procedentes recibidas;
 Nu = Número total de usuarios servidos en el año;
 n = Puede ser igual a i , t ó c , de acuerdo a la correspondencia con los reclamos por interrupciones, por variaciones en los niveles de tensión o por problemas comerciales, respectivamente.
 PRU_i = Porcentaje de Reclamos procedentes por interrupciones de servicio en el año;
 PRU_t = Porcentaje de Reclamos procedentes por variaciones en los niveles de Tensión en el año;
 PRU_c = Porcentaje de Reclamos procedentes por problemas comerciales en el año.

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
PRU _i	3 %
PRU _t	3 %
PRU _c	2 %

ii) Tiempo Promedio de Procesamiento (TPA):

$$TPA = \Sigma Ta_i / Ra$$

Dónde:

- Ta_i = Tiempo en días hábiles para resolver cada reclamo o queja
 Ra = Número total de Reclamos Procedentes resueltos
 TPA = Tiempo promedio de procesamiento de Reclamos

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
TPA	10 días

iii) Porcentaje de Resolución (PRA):

$$PRA = Nr / Ra \times 100\%$$

Dónde:

Nr = Número de casos de Reclamos resueltas

Ra = Número total de Reclamos Procedentes recibidos

Etapa de implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
PRA	95 %

e) Reconexión de Suministro (RCSU):

Anualmente, para este indicador se considerará el porcentaje de reconexiones de suministros suspendidos por falta de pago que, como mínimo, deben ser realizados por el distribuidor dentro de los plazos garantizados a cada usuario final en el artículo 73 literal e) de estas Normas, después que el usuario haya cancelado la deuda o en su defecto haber hecho un arreglo de pago.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	97 %
Densidad Demográfica Media	97 %
Densidad Demográfica Baja	95 %

f) Respuesta a las Consultas de los Usuarios (RCUS):

Anualmente, para este indicador se considerará el porcentaje de consultas que como mínimo, deben ser respondidas por escrito por la distribuidora dentro del plazo establecido en el Artículo 73 literal f) de estas Normas.

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
RESPUESTAS EN PLAZO	98 %

g) Precisión de los Equipos de Medición

La medición del desempeño del distribuidor en lo que respecta a la precisión de los equipos de medición del consumo de energía y/o potencia demandada, se calculará en forma anual y deberá verificarse de acuerdo a los siguientes indicadores globales:

i) Precisión Promedio de los Equipos de Medición (PE).

La precisión promedio de los equipos de medición no deberá ser superior al 100%. Se considerará que la precisión promedio de un lote o grupo de equipos de medición es superior al 100% si se cumple que:

$$PE - (\text{Límite del indicador PE}) > 0$$

$$\text{Límite del indicador PE} = 100 + \frac{1.62}{\sqrt{n}} * \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(E_i - PE)^2}{n - 1}}$$

Dónde:

PE: Para el caso de los medidores de energía en operación, es el promedio aritmético de los Registros de Porcentaje Promedio (RPP), definidos en la Norma ANSI C.12.1-2001, encontrados en los medidores que han sido seleccionados como muestra en la campaña para el control de los equipos de medición, en el año de control. En este caso, para mostrar que el indicador se refiere a las condiciones encontradas en los medidores en operación, al indicador PE se le adicionará la letra “e”, por lo que será informado como “PEe”.

Para el caso de los medidores de energía instalados para nuevos servicios en un año de control específico, instalados por reemplazo de medidores en operación, así como para los medidores que sean reajustados es el promedio aritmético de los Registros de Porcentaje Promedio (RPP) dejadas por la distribuidora para dichos medidores, en el año de control. En este caso, para mostrar que el indicador se refiere a las condiciones dejadas en los medidores instalados para nuevos servicios, instalados para reemplazar otros medidores, o a medidores en operación recién ajustados, al indicador PE se le adicionará la letra “d”, por lo que será informado como “PEd”.

El valor de los indicadores de Precisión Promedio Encontrada (PEe) y Precisión Promedio Dejada (PEd) deberán ser informados por las empresas distribuidoras a la SIGET incluyéndolos en la tabla SALIDA_GLOBAL, indicada en la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Comercial.

La precisión de los equipos de medición deberá estar expresada en términos porcentuales y será representada por el Registro de Porcentaje Promedio (RPP) descrito en la Metodología para el Control de los Equipos de Medición; para el cálculo de la Precisión Promedio de los Equipos de Medición (PE) se excluirán únicamente las pruebas realizadas a equipos de medición dañados y/o manipulados por terceros, siempre y cuando dichos casos hayan sido presentados por el distribuidor y aprobados por la SIGET.

E_i: Para el caso de los medidores de energía en operación, corresponde al registro de porcentaje promedio (RPP) encontrado en el i-ésimo medidor seleccionado como muestra en la campaña para el control de los equipos de medición.

Para el caso de los medidores de energía para nuevos servicios conectados, instalados por reemplazo de medidores en operación, así como para los medidores que sean reajustados, corresponde al registro de porcentaje promedio dejado en el i-ésimo medidor del conjunto de medidores instalados a nuevos servicios, instalados en reemplazo de un medidor que ya se encontraba en operación, y/o no reemplazados pero ajustados en virtud de los resultados de la campaña para el control de los equipos de medición, de reclamos interpuestos por el

usuario final, o de las verificaciones efectuadas por las empresa distribuida como parte de sus actividades de operación y mantenimiento de los equipos de medición.

La precisión de los equipos de medición deberá ser expresada en términos porcentuales y será representada por el Registro de Porcentaje Promedio (RPP) descrito en la Metodología para el Control de los Equipos de Medición.

- n: Para el caso de los medidores de energía en operación, es la cantidad de medidores seleccionados para la campaña de control de los equipos de medición, a los que se les efectuaron las pruebas correspondientes, en el año de control.

Para el caso de los medidores instalados para nuevos servicios, instalados por reemplazo de medidores en operación, así como para los medidores que sean reajustados, es la cantidad correspondiente de medidores de energía instalados, reemplazados y/o reajustados en el año de control

En el caso de observar que más del 5% de los equipos de medición de un lote específico tienen un Registro de Porcentaje Promedio (RPP) encontrado mayor o igual que 102%, o más del 5% de los equipos de medición instalados o ajustados en un mes específico tienen un Registro de Porcentaje Promedio (RPP) dejado mayor o igual que 101%, la SIGET indicará las acciones a seguir, pudiendo requerir entre otras acciones el ajuste o sustitución, parcial o total, del lote o grupo de equipos de medición identificado.

Para efectos de cálculo, se excluirán las pruebas efectuadas a equipos dañados y/o manipulados por terceros, siempre y cuando dichos casos hayan sido presentados por el distribuidor y aprobados por la SIGET.

ii) Porcentaje de Equipos de Medición Fuera de Tolerancia (PEFT)

Se denominará Porcentaje de Equipos de Medición Fuera de Tolerancia (PEFT) al porcentaje que resulta de la cantidad de equipos de medición cuyos Registros de Porcentaje Promedio (RPP), definidos en la Norma ANSI C.12.1-2001, encontrados en los equipos verificados que tienen una desviación superior a los límites establecidos en el artículo 73 literal j) de las presentes normas y la cantidad de medidores verificados y/o probados en cumplimiento de la Metodología para el Control de los Equipos de Medición, establecida por la SIGET.

El cálculo del indicador global se realizará en forma mensual, de forma que el indicador anual sea el promedio aritmético de los valores mensuales calculados.

El máximo valor admisible para el indicador *PEFT* será 2% y se calculará anualmente a partir de la siguiente expresión:

$$PEFT = \frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} PEFT_k$$

El indicador mensual se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PEFT_k = \left[\frac{CPFL_k}{CP_k} \right] \times 100$$

Dónde:

PEFT : Porcentaje anual de equipos cuyas pruebas con desviación de medida se encontraron fuera del límite.

PEFT_k : Porcentaje de equipos cuyas pruebas con desviación de medida se encontraron fuera de límite, en el mes “k”.

CPFL_k : Cantidad de equipos cuyas pruebas con desviación de medida se encontraron fuera de límite en el mes “k”.

CP_k : Cantidad de equipos seleccionados en la campaña para el control de los equipos de medición, a los que se les efectuaron verificaciones y/o pruebas en el mes “k”.

Para el cálculo de CPFL_k serán tomadas todas las pruebas de los medidores de energía eléctrica cuyo Registro de Porcentaje Promedio (RPP) sea mayor que 102%.

Para efectos de cálculo, se excluirán las pruebas efectuadas a equipos dañados y/o manipulados por terceros, siempre y cuando dichos casos hayan sido presentados por el distribuidor y aprobados por la SIGET.

CAPÍTULO III. NIVELES DE CALIDAD COMERCIAL GARANTIZADOS A CADA CLIENTE

Art. 73. Los índices de Calidad del Servicio Comercial Garantizados a cada usuario se definen de la manera siguiente:

a) **Conexión del Servicio Eléctrico y del Medidor (COSE)**

Para este indicador se consideran los tiempos máximos en que el distribuidor debe proveer la conexión del servicio eléctrico y el medidor a cada usuario final, a partir de que el mismo solicitara el servicio. Los referidos plazos se toman desde la fecha de pago del derecho de conexión hasta la conexión del medidor y puesta a disposición del servicio y se cuentan en días hábiles:

i) Para Instalaciones que No Requieren Modificación de Red:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	3 días
Densidad Demográfica Media	4 días
Densidad Demográfica Baja	6 días

ii) Para Instalaciones Que Requieren Modificación De Red:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	20 días
Densidad Demográfica Media	30 días
Densidad Demográfica Baja	45 días

b) Reposición del Suministro Después de un Reclamo ante una Interrupción (USRE).

En los casos en que un usuario final sufra una interrupción sostenida y efectúe un reclamo por falta de energía, la distribuidora debe reponer el suministro en los tiempos que se indican a continuación, los que se miden en horas corridas desde el momento que la distribuidora haya tomado conocimiento de la interrupción por medio del reclamo realizado por el usuario afectado hasta que le de solución al mismo. Salvo cuando la interrupción se deba a trabajos programados o interrupciones externas al sistema de distribución.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	3 horas
Densidad Demográfica Media	4 horas
Densidad Demográfica Baja	8 horas

c) Estimaciones en la Facturación (CFFE)

Sin perjuicio de la obligación del distribuidor de facturar a sus usuarios finales en función de lecturas reales de sus medidores, se establecen los siguientes límites máximos a aquellos casos en los que el distribuidor tenga que estimar la facturación de un usuario final, debido a errores en la lectura o por no haber tomado la lectura del medidor por situaciones de probado caso fortuito o fuerza mayor. Los límites indicados determinan la cantidad de facturaciones no reales que el distribuidor debe emitir por esas causales a un mismo usuario final, durante un año calendario.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	2 facturas
Densidad Demográfica Media	3 facturas
Densidad Demográfica Baja	3 facturas

d) Resolución de Reclamos Comerciales (TRRC)

Este Indicador toma en consideración los tiempos en que el distribuidor deberá resolver los reclamos de los usuarios finales por cuestiones comerciales, contados a partir del momento en que sean recibidos por ésta. Los límites se miden en días hábiles y son los siguientes:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	7 días
Densidad Demográfica Media	10 días
Densidad Demográfica Baja	15 días

e) Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago (RCSU)

El presente indicador mide el tiempo, en horas continuas, en que el distribuidor debe restablecer el servicio suspendido por falta de pago, a partir que el usuario final haya cancelado su deuda o en su defecto haber hecho un arreglo de pago. Se exceptúan los días no hábiles y festivos.

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	LÍMITE ADMISIBLE
Densidad Demográfica Alta	10 horas.
Densidad Demográfica Media	15 horas.
Densidad Demográfica Baja	24 horas.

f) Plazo de Respuesta a las Consultas de los Usuarios (RCUS)

El presente indicador establece el tiempo máximo, en que el distribuidor debe dar respuesta escrita a las consultas escritas de los usuarios, considerando dicha respuesta en días hábiles desde el momento en que ésta la recibe.

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
PLAZO DE RESPUESTA	3 días

g) Información a los Usuarios Finales Acerca de las Interrupciones Programadas (INPR)

El distribuidor deberá informar a los usuarios acerca de las interrupciones programadas del suministro, con una anticipación no inferior a la que se indica a continuación, considerada en horas continuas.

Etapas de Implementación	Régimen
INDICADOR	LÍMITE ADMISIBLE
Plazo Mínimo para Informar	48 horas.

h) Reclamos por Inconvenientes con el Nivel de Tensión Suministrado (RETE).

En los casos en que la empresa distribuidora reciba un reclamo por inconvenientes relacionados con el nivel de tensión suministrado, ésta deberá efectuar una inspección técnica al lugar, después de recibido el reclamo, a efectos de la identificación inicial del problema en un plazo no superior al indicado en la tabla que se muestra a continuación:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	Tiempo de Respuesta de Distribuidora
Densidad Demográfica Alta	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de dos (2) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.
Densidad Demográfica Media	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de tres (3) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.
Densidad Demográfica Baja	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de tres (3) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.

De no ser posible la solución del inconveniente dentro de un plazo de dos (2) días hábiles después de efectuada la inspección técnica al lugar, se deberá realizar una medición del nivel de tensión de al menos treinta y seis (36) horas continuas durante los días en que se manifiesta el problema, con los períodos de medición establecidos en esta normativa, a efectos de cuantificar el grado de alejamiento a los límites admisibles.

Si como resultado de la medición realizada se detectara el incumplimiento de los niveles de tensión admisibles para la Etapa de Régimen, la empresa distribuidora deberá compensar al usuario afectado de acuerdo a lo establecido en las Normas de Calidad del Producto Técnico, hasta que el inconveniente haya sido solucionado. Independientemente de esta compensación, el distribuidor deberá dar respuesta al usuario final afectado por escrito acerca de las acciones que se realizará a fin de dar solución al inconveniente y la fecha en que se encontrará normalizado dentro de los plazos indicados en la tabla antes descrita.

i) Reclamos Por Inconvenientes en el Funcionamiento del Medidor (REME)

En los casos en que la empresa distribuidora reciba un reclamo por inconvenientes relacionados con el funcionamiento del medidor, ésta deberá efectuar una Inspección técnica al lugar, después de recibido el reclamo, a efectos de la identificación inicial del problema y dar solución al inconveniente y respuesta por escrito al reclamo del Cliente en plazos no superiores a los indicados en la tabla que se muestra a continuación:

Etapas de Implementación	Régimen
AREA GEOGRAFICA	Tiempo de Respuesta de Distribuidora
Densidad Demográfica Alta	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de tres (3) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.
Densidad Demográfica Media	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de cinco (5) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.
Densidad Demográfica Baja	Inspección técnica al lugar a más tardar dentro de cinco (5) días hábiles; y respuesta por escrito a más tardar dentro de treinta (30) días calendario.

j) Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica:

El indicador individual de la precisión del equipo de medición de cada usuario será definido como el Registro de Porcentaje Promedio (RPP) descrito en la Metodología para el Control de los Equipos de Medición.

El máximo valor admisible del indicador individual RPP asociado a medidores de energía en operación, tanto electromecánicos, como de pequeñas demandas será 102% y el menor valor admisible será 98%, de acuerdo a la Norma ANSI C12.1-2001.

Los medidores en operación, tanto electromecánicos y/o de pequeñas demandas, deberán ser ajustados o sustituidos cuando el registro de error exceda el 1% ya sea en carga total (100%) o carga baja (10%) o cuando el registro de error a factor de potencia exceda el 2%.

La precisión requerida para los sistemas de medición (Transformadores de corriente y potencial y medidores de estado sólido), será conforme a las Normas ANSI C12.1-2001 y ANSI C57.13.

EXACTITUDES DE LOS EQUIPOS DE MEDICION	
EQUIPO	EXACTITUD (%)
Medidor de estado sólido	0.2
Transformador de Corriente	0.3
Transformador de Potencial	0.3

El Registro de Porcentaje Promedio (RPP) de los medidores electromecánicos o de pequeñas demandas que se instalen a los nuevos suministros de energía, o que sean instalados en sustitución de equipos de medición en suministros de energía existentes, o cuya precisión sea verificada en virtud de la atención de un reclamo presentada por usuario final, actividades de mantenimiento de las empresas distribuidora o la campaña para el control de los equipos de medición, deberá ajustarse procurando la

menor desviación posible respecto al 100% en el rango entre 99% y 101%, tanto en carga total (100%) como en carga baja o ligera (10%).

El equipo de medición deberá responder a Normas Internacionales de fabricación tales como IEC o ANSI u otras que apruebe la SIGET, o aquellas Normas Salvadoreñas Obligatorias (NSO) que hayan sido emitidas por el Organismo Salvadoreño de Reglamentación Técnica (OSARTEC).

La precisión de los medidores de consumo de energía eléctrica se verificará anualmente por medio de campañas para el control de los equipos de medición, cuyas muestras serán seleccionadas mensualmente por la SIGET a lo largo de cada año de control. De la cantidad de usuarios que tenga el distribuidor, dependerá la cantidad de medidores que deberán ser verificados, de acuerdo a la siguiente tabla:

Rangos de usuarios	Equipo de Muestreo
Para distribuidores con más de 100,000 usuarios	1 medidor por cada 5,000 usuarios
Para distribuidores de 10,000 a 100,000 usuarios	1 medidor por cada 1,000 usuarios
Para distribuidores con menos de 10,000 usuarios	1 medidor por cada 500 usuarios

El número de mediciones podrá ser modificado por la SIGET, si a juicio de ésta resultaran inadecuadas para el objetivo previsto, en cuyo caso la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis (6) meses.

Art.74. El plan de muestreo propuesto deberá estar basado en lotes de medidores de similares características tales como: marca, tipo de medidor, antigüedad, ubicación geográfica y otras características que considere la SIGET. El tamaño de la muestra deberá ser tal, que garantice la representatividad del lote y, por ende, del total del parque de medidores del distribuidor.

La campaña mensual podrá estar conformada, por una fracción de la muestra completa de un lote individual, o por subgrupos de medidores correspondientes a fracciones de muestras de diferentes lotes, según el plan de muestreo definido por la SIGET.

Art.75. Se considerará que un lote incumple con las exigencias establecidas si más del cinco por ciento (5%) de la muestra no cumple con las normas de fabricación o precisión correspondientes. En estos casos la SIGET definirá las acciones a seguir, pudiendo solicitar, entre otras, que todos los medidores del lote sean sustituidos.

Art. 75.1. Para el caso de pruebas y comprobaciones realizadas fuera del marco de la campaña para el control de los equipos de medición, tales como reclamos o denuncias de los usuarios, entre otros, se aplicarán los mismos criterios y compensaciones establecidos en la presente norma y su metodología.

Art. 75.2. El distribuidor deberá realizarle pruebas de precisión a los medidores de energía que adquiera, basándose en la norma Military Standard 414 o ANSI/ASQ Z1.9 para determinar la muestra que será verificada, indistintamente de que los medidores sean utilizados para nuevos servicios, mantenimiento, sustitución de medidores defectuosos, o sustitución de medidores como resultado de la campaña para el control de los equipos de medición, entre otros.

Para el caso de medidores electromecánicos y/o de pequeñas demandas, el distribuidor deberá requerir explícitamente al fabricante o proveedor que calibre o ajuste los medidores a una precisión del 100%, tanto a carga baja o ligera, como a carga plena, procurando en ambos casos la mínima desviación posible, sin transgredir el rango comprendido entre 99% y 101%.

Adicionalmente, el distribuidor deberá informar a la SIGET los resultados de las pruebas de aceptación realizadas a los lotes de medidores que adquiera (cada lote se deberá referir al mismo modelo, marca y fecha de adquisición), dicho informe deberá ser remitido a la SIGET en el plazo de 10 día hábiles contados a partir de la finalización de las pruebas de aceptación, y contendrá como mínimo la siguiente información:

- a) Datos generales de los medidores: tipo de medidor (electromecánico, electrónico, híbrido), fabricante, modelo, fecha de compra, constante total de la medición, clase, Número de elementos, fases, número de hilos, razón de registro (Rr), Revoluciones del disco por kilowatt-hora (kh), voltaje de operación, corriente máxima del medidor, constante de demanda máxima, Constante propia del registro (Kr), corriente de prueba, y frecuencia nominal de operación. En el caso que debido al tipo de medidor, algunos de los parámetros no sea aplicable, el valor de dichos parámetros deberá ser informado con el código "N/A".
- b) Parámetros estadísticos utilizados en el estudio de aceptación del lote y la memoria de cálculo correspondiente que muestre como mínimo, el tamaño del lote de medidores, plan de muestreo seleccionado, nivel de inspección, nivel de calidad aceptable, límite de aceptación, tamaño de la muestra, promedio y desviación estándar correspondiente a cada tipo de registro de porcentaje -a carga baja, a carga plena y a factor de potencia, cuando (este último cuando aplique)- de los medidores examinados, cantidad de medidores verificados cuyos registros de porcentaje se encontraron fuera de los límites establecidos en el artículo 42 de la presente metodología, descripción del mecanismo mediante el cual se garantizó que los medidores seleccionados para las pruebas fueran seleccionados de manera aleatoria, análisis, observaciones, comentarios y conclusiones del personal que responsable de realizar las pruebas y de aceptar el lote.
- c) Listado de los números de serie de los medidores probados junto con los resultados de las pruebas realizadas indicando para cada medidor los registros de porcentaje a carga baja, a carga plena y el registro de porcentaje promedio, además cuando aplique, también se deberá informar el correspondiente registro a factor de potencia. Además debe incluirse una columna adicional por cada registro (a carga baja, a carga plena y a factor de potencia) para indicar si el medidor cumple con los límites establecidos en la norma ANSI C.12.1-2001, de forma tal que si el registro tiene una desviación menor o igual que la indicada en la norma ANSI C.12-2001, en la correspondiente columna se deberá informar el código "S" y en caso contrario se deberá informar el código "N".

Art. 75.3. Para los nuevos medidores que se adquieran a partir de la etapa inicial de la Metodología para el Control de los Equipos de Medición, en los casos que el distribuidor no cuente con los certificados de calibración y de cumplimiento de las normas de fabricación emitidos por el fabricante del medidor o por el Centro de Investigaciones de Metrología (CIM) respecto a un lote de medidores de energía, la empresa distribuidora deberá reemplazar el total de medidores de dicho lote dentro del

plazo que para tal efecto establezca la SIGET, el cual no podrá ser menor que treinta (30) días contados a partir del momento de la recepción de la orden que en tal sentido emita la SIGET.

Art. 75.4. En aquellos casos que el Registro de Porcentaje Promedio (RPP), definido en la Norma ANSI C.12.1-2001, del medidor de energía sea mayor que ciento dos por ciento (102%) y debido al porcentaje de error en las mediciones se ha producido pérdida de subsidio por parte del usuario final, la empresa distribuidora deberá compensar al usuario afectado el monto total correspondiente al subsidio dejado de percibir. La compensación antes descrita, deberá ser acreditada al usuario final en el documento de cobro correspondiente al mes inmediato posterior a la fecha de realización de la prueba, si el monto de la devolución es mayor al monto de la factura, se deberán realizar sucesivos descuentos hasta que sea completado el monto pendiente de compensación.

La distribuidora deberá notificar a la SIGET sobre los casos que fueron compensados en el mes anterior proporcionado un cuadro en el que incluya el código único del usuario final, el registro de porcentaje promedio de la exactitud encontrada y de la exactitud dejada, el último consumo de energía facturado antes del ajuste (mayor que 99 kWh), el consumo de energía calculado al aplicar el ajuste (menor o igual que 99 kWh) y el monto de compensación por pérdida de subsidio al consumo de energía eléctrica correspondiente.

Cuando un caso analizado no guarda relación con ningún reclamo, el consumo mencionado en el inciso anterior se deberá referir al consumo del mes en que se detectó el desajuste de la precisión así como de los meses posteriores que correspondan hasta el mes en que el problema de desajuste de la precisión del medidor hubiese sido solucionado; por otra parte, si el caso analizado guarda relación con algún reclamo interpuesto por un usuario final, el referido consumo se deberá contabilizar desde el mes correspondiente al consumo más antiguo que se encuentre relacionado con el reclamo y que también se encuentre dentro del plazo máximo de meses que según los términos y condiciones de los pliegos tarifarios vigentes están sujetos a ser reclamados por el usuario final, retroactividad que se encuentre al que se refiera el reclamo y se deberán analizar los consumos hasta el mes en que el problema de desajuste de la precisión del medidor hubiese sido solucionado.

Para los casos antes indicados, las empresas distribuidoras podrán gestionar con el Fondo Nacional de inversión para Electricidad y Telefonía, la recuperación de los subsidios al consumo de energía eléctrica aplicados extemporáneamente.

En los casos que el Registro de Porcentaje Promedio (RPP) resulte menor que el 98%, la distribuidora podrá realizar los análisis y acciones que correspondan para la recuperación de la Energía No Registrada siguiendo lo establecido en los Términos y Condiciones de los Pliegos Tarifarios Vigentes.

TÍTULO VII COMPENSACIONES

CAPÍTULO ÚNICO

Compensación por Calidad de Servicio de Distribución

Art.76. Se define como Compensación por Calidad del Servicio de Distribución, el valor monetario que cada empresa Distribuidora deberá compensar a sus usuarios, por todo aquel incumplimiento a las tolerancias establecidas en los índices individuales y/o globales definidos en las Normas de Calidad de Servicio Técnico, Calidad del Producto Técnico y Calidad del Servicio Comercial.

Las empresas distribuidoras podrán optar por aplicar anualmente las compensaciones relacionadas con los indicadores globales, mediante un descuento único en el documento de cobro del mes de marzo de cada año calendario inmediato posterior al incumplimiento observado; o por la ejecución de obras de electrificación de beneficio social. En aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la factura, el complemento de la compensación se aplicará en el siguiente ciclo de facturación.

Art.76.a Todas las interrupciones ocurridas en la red de distribución deberán compensarse sin importar el tiempo de duración de la misma.

Art.76.b. La empresa distribuidora deberá llevar un registro de todas las interrupciones ocurridas en el sistema de distribución en forma trimestral, dicho registro deberá tener para dicho período al menos la siguiente información: Número de Interrupciones, tipo de interrupción, hora de inicio, hora de finalización, kilovatios hora no servidos, responsable de interrupción, cálculo de las compensaciones por energía no entregada o suministrada (ENS).

Art.76.c. La energía no entregada a los usuarios finales del servicio eléctrico se define como la energía que las empresas distribuidoras no suministran a sus usuarios, debido a fallas en sus instalaciones de origen interno o bien de origen externo. La SIGET, ha establecido la Metodología para el desarrollo de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, en la que se establecen los criterios a considerar en la clasificación de fallas en el sistema de distribución.

Art.76.d. El valor mínimo a compensar es el equivalente al doscientos por ciento (200%) del valor de la energía no entregada. Se deberá compensar al usuario final por la energía no entregada, conforme a la Metodología establecida por la SIGET.

Art.76.e. Según lo dispuesto en el Artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, las compensaciones por energía no entregada podrán efectuarse en forma mensual, bimensual o trimestral.

Art. 76.f. En el caso que la empresa distribuidora opte por aplicar las compensaciones relacionadas con los indicadores globales mediante obras de electrificación de beneficio social, éstas deberán ser desarrolladas mediante la metodología que la SIGET defina para tal propósito.

Para efectos de determinación de los cargos tarifarios, la infraestructura eléctrica construida por la distribuidora mediante dicha metodología deberá ser considerada como subvenciones.

Art. 76.g. Si habiendo incumplido los niveles globales de calidad, la empresa distribuidora no aplica oportunamente las compensaciones económicas correspondientes, no lleva a cabo las obras de electrificación que le hubieren sido asignadas, o éstas fueren ejecutadas de forma incompleta, el monto pendiente de compensación más los intereses correspondientes, deberán ser repartidos de forma proporcional al consumo anual de energía eléctrica, entre los usuarios finales activos a la fecha de aplicación de la compensación que no recibieron ninguna compensación individual relacionada con el período de control analizado y que estuvieron activos al mes de diciembre de dicho período.

Si habiendo incumplido los niveles individuales de calidad, la empresa distribuidora no aplica oportunamente las compensaciones económicas correspondientes, o éstas fueren aplicadas de forma parcial, el monto pendiente de compensación más los intereses correspondientes deberán ser aplicados a los usuarios finales correspondientes.

Los intereses a pagar a los usuarios finales involucrados por las cantidades pendientes de compensación global o individual, deberán calcularse desde el primer día del mes que según las presentes normas correspondía la aplicación de las compensaciones globales o individuales de la calidad del servicio técnico, producto técnico y comercial, según corresponda, hasta el último día del mes inmediato anterior al mes en que la compensación se haga efectiva a los usuarios finales, utilizando para ello una tasa de interés superior en cinco puntos a la tasa de interés promedio ponderada mensual para préstamos de hasta un año plazo publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador.

76.h. La SIGET podrá prorrogar hasta un año la fecha límite para la ejecución de los proyectos de electrificación, cuando éstos no hayan sido finalizados por motivos de fuerza mayor o caso fortuito o por circunstancias no imputables a la distribuidora, siempre que dichas situaciones fueren debidamente demostradas a la SIGET antes de la fecha límite de finalización de los proyectos.

Si completado el plazo adicional otorgado, la distribuidora no ha finalizado los proyectos asignados, el monto pendiente de compensación global más los intereses correspondientes deberán ser distribuidos entre los usuarios finales correspondientes, siguiendo los criterios establecidos en el artículo 76.g de las presentes normas. No obstante, la distribuidora no deberá pagar intereses cuando el segundo incumplimiento también obedezca a motivos de fuerza mayor o caso fortuito, o a circunstancias no imputables a la distribuidora, siempre que estas fueren debidamente demostradas a la SIGET antes de la fecha límite de finalización de los proyectos.

Compensación por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador de calidad de servicio técnico.

Art.77. En los casos que se produzcan incumplimientos a las tolerancias establecidas, la empresa distribuidora deberá compensar a la totalidad de sus usuarios por medio de la aplicación de las fórmulas establecidas en la presente Norma, de acuerdo al período que se esté evaluando y al área de densidad de carga alta o baja que se esté considerando.

Cálculo de Compensaciones Globales:

Art. 77.a. El monto total a compensar por incumplimiento a las tolerancias establecidas en los indicadores globales, se calculará determinándose la energía no suministrada en buena calidad para cada período de control, en función de los indicadores de Tiempo y Frecuencia de interrupciones.

Art. 77.b. Existen dos montos de compensación global a considerar para ser distribuidos entre todos los usuarios afectados, los cuales son:

CG_TTIK = Compensación Global por TTIK, en dólares de los Estados Unidos de América

CG_FMIK = Compensación Global por FMIK, en dólares de los Estados Unidos de América

Art.77.b.1) Compensación Global por TTIK:

$$CG_TTIK = ENS\ TTIK * CEPPNS$$

En donde:

CG_TTIK: Compensación para ser distribuida globalmente, en dólares de los Estados Unidos de América

ENSTTIK: Energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de TTIK (kWh).

CEPPNS: Costo de Energía Promedio Ponderada No Entregada con la calidad establecida, es dos veces el valor del Cargo promedio ponderado (Total de ingresos por energía/Total de energía vendida) de la energía de la empresa distribuidora, evaluado en el período de control, (\$/kWh).

La ENSTTIK se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{TTIK} = D_S \left[\frac{(TTIK - TTIK_{Límite})}{8760} \right]$$

En donde:

TTIK: Son los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado.

TTIKLímite: Límites establecidos para las tolerancias de los índices.

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

8760: Número de horas en el año.

Art. 77.b.2) Compensación Global por FMIK:

$$CG_FMIK = ENS\ FMIK * CEPPNS$$

En donde:

CG_FMIK: Compensación para ser distribuida globalmente, en dólares de los Estados Unidos de América

ENSFMIK: Energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de FMIK (kWh).

CEPPNS: Costo de Energía Promedio Ponderada No Entregada con la calidad establecida, es dos veces el valor del Cargo promedio ponderado (Total de ingresos por energía/Total de energía vendida) de la energía de la empresa distribuidora, evaluado en el período de control, (\$/kWh).

La ENSFMIK se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{FMIK} = D_S * \left[\frac{(FMIK - FMIK_{Límite}) * TTIK}{\frac{FMIK}{8760}} \right]$$

En donde:

FMIK: Valor resultante del índice o indicador en el período controlado.

TTIK : Valor resultante del índice o indicador en el período controlado.

FMIKLímite: Se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices.

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

8760: Número de horas en el año.

Art. 77.b.3. El distribuidor determinará los dos montos de la compensación global de acuerdo al tipo de densidad de carga (alta o baja) y calculará lo que corresponde a cada usuario activo al finalizar el período de control, distribuidos por tipo de área y proporcional a su consumo anual de energía eléctrica, con respecto al consumo total anual de todos los Usuarios del Distribuidor (dentro de su área).

Art. 77.b.4. La compensación por indicador global por usuario afectado se determinará eligiendo el mayor entre los dos montos calculados a cada usuario.

Cálculo de Compensaciones Individuales:

Art. 77.c. El monto total a compensar por incumplimiento a las tolerancias establecidas en los indicadores individuales, se calculará determinándose la energía no suministrada en buena calidad para cada período de control, en función de los indicadores de Tiempo y Frecuencia de interrupciones.

Art. 77.d. La compensación por indicador individual por usuario afectado, se determina eligiendo el mayor entre dos montos:

CSAIDI = Compensación por SAIDI, en dólares de los Estados Unidos de América

CSAIFI = Compensación por SAIFI, en dólares de los Estados Unidos de América

Art. 77.d.1) Compensación por SAIDI:

$$CSAIDI = ENSSAIDI * CENS$$

En donde:

CSAIDI: Compensación económica para ser distribuida individualmente en dólares de los Estados Unidos de América

ENSSAIDI: Energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de SAIDI, (kWh).

CENS: Costo de Energía No Entregada, es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado y en el caso de tarifas con medición horaria, es igual a dos veces el promedio ponderado de la tarifa en que se encuentra el usuario en el período de control evaluado.

La ENSSAIDI se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{SAIDI} = D_u \left[\frac{(SAIDI - SAIDI_{Límite})}{8760} \right]$$

En donde:

- SAIDI: Valor resultante del indicador en el período controlado.
- SAIDLímite: Límite establecido para las tolerancias de los índices.
- DU: Demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kWh).
- 8760: Número de horas en el año.

Art. 77.d.2) Compensación por SAIFI:

$$CSAIFI = ENSSAIFI * CENS$$

En donde:

- CSAIFI : Compensación económica para ser distribuida individualmente en dólares de los Estados Unidos de América.
- ENSSAIFI : Energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de SAIFI, (kWh).
- CENS : Costo de Energía No Entregada, es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado y en el caso de tarifas con medición horaria, es igual a dos veces el promedio ponderado de la tarifa en que se encuentra el usuario en el período de control evaluado.

La ENSSAIFI se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{SAIFI} = D_U \left[\frac{(SAIFI - SAIFI_{Límite}) * SAIDI}{\frac{SAIFI}{8760}} \right]$$

En donde:

- SAIFI : Valor resultante del índice o indicador en el período controlado.
- SAIDI: Valor resultante del índice o indicador en el período controlado.
- SAIFILímite: Son los límites establecidos para las tolerancias de los índices.
- DU: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor (kWh).
- 8760: Número de horas en el año.

Compensación por Calidad de Servicio Técnico

Art. 77.e. A partir del período 2006 en adelante de la Etapa de Régimen, se aplicarán compensaciones a los Usuarios en caso de superarse cualquiera de las tolerancias individuales establecidas.

Art. 77.f. Cuando los indicadores individuales de un usuario se encuentren dentro de los límites admisibles, dicho usuario no recibirá la compensación asociada a los indicadores globales.

Para la determinación de los montos de compensación a aplicar por los indicadores globales de la calidad del servicio técnico, se utilizará la compensación por indicador global por usuario afectado, según lo indicado en los artículos 77.b.3 y 77.b.4. Luego, se identificarán los casos en los que existiendo algún incumplimiento de los indicadores individuales de la calidad del servicio técnico, el monto de compensación global sea mayor que el individual. Finalmente, se calcularán las diferencias entre las compensaciones globales y las individuales para los casos identificados, las cuales conformarán el monto de compensación global a aplicar.

Art. 77.g. Los montos de compensación relacionados con el artículo 77.d serán directamente aplicados a los usuarios finales correspondientes, mediante un descuento único en los documentos de cobro del mes de marzo del año calendario inmediato posterior al incumplimiento observado. Si el monto a compensar supera el valor total de la factura, el complemento de la compensación se deberá aplicar en el siguiente ciclo de facturación.

Compensación por mala Regulación de Tensión

Art. 77.h. Si como resultado de las mediciones realizadas se detectara el incumplimiento de los límites admisibles establecidos en el Artículo 23 de la presente normativa, los Distribuidores deberán compensar a los Usuarios afectados desde el momento en que se identificó el problema hasta que se demuestre de manera fehaciente la solución del mismo.

Art. 77.h.1 Cuando la transgresión a los límites se deba a bajo voltaje, las empresas distribuidoras deberán compensar por energía en bandas fuera de tolerancia al Usuario medido y a los usuarios que se encuentren más lejanos al transformador que suministra energía eléctrica a dicho Usuario.

Art. 77.h.2 En el caso que los límites sean transgredidos por alto voltaje, las empresas distribuidoras deberán compensar al Usuario medido y los usuarios más cercanos al transformador que suministra energía eléctrica a dicho Usuario

Art. 77.h.3 Cuando el distribuidor no tenga debidamente identificada su red de baja tensión, estará obligado a compensar a todos los usuarios conectados al transformador que sirve al Usuario medido.

Art. 77.h.4 Las extensiones en la compensación de un usuario con mala calidad de voltaje, forman parte de las compensaciones individuales.

Art. 77.h.5 Las compensaciones individuales derivadas del incumplimiento de los indicadores de la calidad del producto técnico, se aplicarán en el documento de cobro correspondiente a los meses de octubre y abril, de acuerdo al primero o segundo semestre del año de control, respectivamente.

Art.77.i. Para el caso de incumplimiento en la Regulación de Tensión, la compensación se calculará con base en la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la siguiente Tabla:

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

Banda de Tensión - ΔV_k (%):	VALORIZACIÓN DE LA ENERGIA - CE(B) (% de CENS)
$6 < \Delta V \leq 7$	20
$7 < \Delta V \leq 8$	33
$8 < \Delta V \leq 9$	41
$9 < \Delta V \leq 10$	49
$10 < \Delta V \leq 11$	57
$11 < \Delta V \leq 12$	65
$12 < \Delta V \leq 13$	85
$13 < \Delta V$	100
$-6 > \Delta V \geq -7$	20
$-7 > \Delta V \geq -8$	33
$-8 > \Delta V \geq -9$	41
$-9 > \Delta V \geq -10$	49
$-10 > \Delta V \geq -11$	57
$-11 > \Delta V \geq -12$	65
$-12 > \Delta V \geq -13$	85
$-13 > \Delta V$	100

Se define a ΔV_k como el porcentaje de desviación superior del Valor Admisible, definido en el Artículo 22 de la presente normativa.

Se define a CE(B) como la valorización de la Energía en función de la desviación detectada, como porcentaje del CENS, por cada banda "B".

Art. 77.j. Las Compensaciones por mala regulación de tensión, se describen a continuación:

Compensación Individual.

Art. 77.j.1. Esta compensación será aplicada de acuerdo al Art. 77.h de la presente normativa. El Factor de Compensación correspondiente al Período de Medición por desviación en el nivel de tensión admisible, que servirá de base para la determinación de la Indemnización correspondiente, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$FCpm = \sum_{BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * \frac{C_{ENS}}{100}$$

Dónde:

- FCpm = Factor de Compensación determinado para el Período de Medición.
- CE(B) = Valorización de la Energía en función de la desviación detectada, como porcentaje del CENS, por cada banda “B”.
- CENS = Costo de Energía No Entregada con la calidad establecida, es dos veces el Valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del período de control evaluado.
- ΣBP = Sumatoria sobre las Bandas Penalizadas de ΔVk.
- ENE(B) = Energía Registrada durante el Periodo de Medición, por cada banda “B”.

Art. 77.j.2. La compensación individual se mantendrá hasta que el Distribuidor demuestre mediante una nueva medición, que el problema ha sido resuelto, determinándose su monto de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CI_v = (Dpm + Dnm) \times \frac{FCpm}{Dpm}$$

Dónde:

- CIv = Compensación Individual por voltaje.
- FCpm = Factor de Compensación determinado para el Período de Medición.
- Dpm = Duración del Período de Medición en días.
- Dnm = Duración del período de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del Período de Medición, hasta el primer día de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

Art. 77.j.3 Si la empresa distribuidora demuestra con una remediación que el problema ha sido solucionado dentro de los 90 días calendario a partir de iniciada la primera medición y en el informe ejecutivo ha cumplido con lo establecido en el Art. 87 de esta normativa, no aplicará compensación individual.

Art. 77.j.4 El monto a compensar a los usuarios referidos en los artículos del 77.h.1 al 77.h.3 será equivalente al calculado para compensar al usuario medido que resultó fuera de tolerancia y no cumplió con lo establecido en el Art. 77.j.3.

Art. 77.j.5 Se aplicará la compensación individual a partir del período 2005 en adelante de la etapa de régimen.

Compensación Global

Art. 77.j.6. Para el caso de incumplimiento a los índices o indicadores globales, la compensación será la siguiente:

$$\text{Compensación Global} = ETF * \left(\sum_{B=BP} FEEC_B * CE_B * FEBP_B \right) * \frac{C_{EPPNS}}{100}$$

Dónde:

$\Sigma_{B=BP}$ = Sumatoria sobre las Bandas Penalizables establecidas en la presente normativa.

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

FEBP_B = Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión “B” fuera de las tolerancias establecidas.

FEEC_B = Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión “B”.

CE_B = Valorización de la energía suministrada fuera de las tolerancias establecidas por banda de Tensión “B”.

C_{EPPNS} = Costo de Energía Promedio Ponderada No Entregada con la calidad establecida, es dos veces el valor del Cargo promedio ponderado (Total de ingresos por energía/Total de energía vendida) de la energía de la empresa distribuidora, evaluado en el período de control. (\$/kWh).

Art. 77.j.7. La compensación global relacionada con la calidad del producto técnico será distribuida entre todos los usuarios en forma proporcional a los consumos registrados en el año de control. Sin embargo, sólo se reintegrarán los montos asociados a aquellos usuarios que en dicho año no recibieron ninguna compensación individual por calidad del producto técnico.

Art. 77.j.8. Se aplicará la compensación global a partir del período 2008 en adelante de la etapa de régimen.

Compensación por Flicker en la Tensión

Art.77.k. Los distribuidores deberán compensar mensualmente a los usuarios afectados por efecto parpadeo cuando se compruebe que las mediciones de flicker en la red de distribución han excedido la tolerancia establecida en el artículo 41 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.n.3, sin que la situación haya sido solventada.

La compensación dejará de ser aplicada hasta que el distribuidor demuestre mediante una remediación que el problema de incumplimiento en el nivel de efecto parpadeo (flicker) ha sido resuelto.

El cálculo y aplicación de la compensación deberá incluir a la totalidad de usuarios afectados, considerando como usuarios afectados a la totalidad de usuarios conectados a la red o redes de distribución en donde se ha detectado el incumplimiento, o que se encuentren aguas abajo de dichas redes, excluyendo a los usuarios perturbadores que hubieren sido identificados.

En el caso que existieran usuarios afectados en redes de dos o más empresas distribuidoras, la empresa en cuyas redes se encuentra el usuario perturbador deberá compensar a las restantes empresas distribuidoras, quienes a su vez compensarán a los usuarios afectados correspondientes.

La compensación a aplicar a cada usuario afectado se calculará mediante la siguiente expresión:

$$\text{Comp}_{\text{afec}} = \text{Comp}_{\text{pert}} \frac{E_{\text{afec}}}{\sum E_{\text{afec}}}$$

Donde:

$\text{Comp}_{\text{afec}}$:	Compensación a aplicar al usuario afectado.
$\text{Comp}_{\text{pert}}$:	Compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora (recargo) calculado según lo establecido en el Art. 77.n.2. En el caso que se haya identificado a más de un usuario perturbador que incida en el nivel de perturbaciones de la red a la que se conecta el usuario afectado, este factor corresponderá con la suma de los recargos correspondientes a cada usuario perturbador.
E_{afec} :	Energía facturada al usuario afectado en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.
$\sum E_{\text{afec}}$:	Sumatoria de la energía facturada a los usuarios afectados en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.

Art.77.1. Los distribuidores deberán compensar mensualmente a los usuarios afectados por distorsión armónica de tensión cuando se compruebe que las mediciones de distorsión armónica de tensión en la red de distribución han excedido las tolerancias establecidas en el artículo 45 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.m.3, sin que la situación haya sido solventada.

La compensación dejará de ser aplicada hasta que el distribuidor demuestre mediante una remediación que el problema de incumplimiento en el nivel de distorsión armónica de tensión en la red de distribución ha sido resuelto.

El cálculo y aplicación de la compensación deberá incluir a la totalidad de usuarios afectados, considerando como usuarios afectados a la totalidad de usuarios conectados a la red o redes de distribución en donde se ha detectado el incumplimiento, o que se encuentren aguas abajo de dichas redes, excluyendo a los usuarios perturbadores que hubieren sido identificados.

En el caso que existieran usuarios afectados en redes de dos o más empresas distribuidoras, la empresa en cuyas redes se encuentra el usuario perturbador deberá compensar a las restantes empresas distribuidoras, quienes a su vez compensarán a los usuarios afectados correspondientes.

La compensación a aplicar a cada usuario afectado se calculará mediante la siguiente expresión:

$$\text{Comp}_{\text{afec}} = \text{Comp}_{\text{pert}} \frac{E_{\text{afec}}}{\sum E_{\text{afec}}}$$

Dónde:

$\text{Comp}_{\text{afec}}$:	Compensación a aplicar al usuario afectado.
$\text{Comp}_{\text{pert}}$:	Compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora (recargo) calculado según lo establecido en el Art. 77.m.2. En el caso que se haya identificado a más de un usuario perturbador que incida en el nivel de perturbaciones de la red a la que se conecta el usuario afectado, este factor corresponderá con la suma de los recargos correspondientes a cada usuario perturbador.
E_{afec} :	Energía facturada al usuario afectado en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.
$\sum E_{\text{afec}}$:	Sumatoria de la energía facturada a los usuarios afectados en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.

Compensación por Distorsión de Armónicas en el Voltaje

Art. 77.1. Los distribuidores deberán compensar mensualmente a los usuarios afectados por distorsión armónica de tensión cuando se compruebe que las mediciones de distorsión armónica de tensión en la red de distribución han excedido las tolerancias establecidas en el artículo 45 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.m.3, sin que la situación haya sido solventada.

La compensación dejará de ser aplicada hasta que el distribuidor demuestre mediante una remediación que el problema de incumplimiento en el nivel de distorsión armónica de tensión en la red de distribución ha sido resuelto.

El cálculo y aplicación de la compensación deberá incluir a la totalidad de usuarios afectados, considerando como usuarios afectados a la totalidad de usuarios conectados a la red o redes de distribución en donde se ha detectado el incumplimiento, o que se encuentren aguas abajo de dichas redes, excluyendo a los usuarios perturbadores que hubieren sido identificados.

En el caso que existieran usuarios afectados en redes de dos o más empresas distribuidoras, la empresa en cuyas redes se encuentra el usuario perturbador deberá compensar a las restantes empresas distribuidoras, quienes a su vez compensarán a los usuarios afectados correspondientes.

La compensación a aplicar a cada usuario afectado se calculará mediante la siguiente expresión:

$$\text{Comp}_{\text{afec}} = \text{Comp}_{\text{pert}} \frac{E_{\text{afec}}}{\sum E_{\text{afec}}}$$

Dónde:

$\text{Comp}_{\text{afec}}$:	Compensación a aplicar al usuario afectado.
$\text{Comp}_{\text{pert}}$:	Compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora (recargo) calculado según lo establecido en el Art. 77.m.2. En el caso que se haya identificado a más de un usuario perturbador que incida en el nivel de perturbaciones de la red a la que se conecta el usuario afectado, este factor corresponderá con la suma de los recargos correspondientes a cada usuario perturbador.
E_{afec} :	Energía facturada al usuario afectado en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.
$\sum E_{\text{afec}}$:	Sumatoria de la energía facturada a los usuarios afectados en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.

Compensación por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga

Art. 77.m. En los casos en que el distribuidor detecte que se incumplen los límites establecidos para la distorsión armónica de tensión, e identifique que alguno/s de los usuarios que se encuentran conectados a la red de media o baja tensión afectada excede/n las tolerancias establecidas en el artículo 50 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, y hayan transcurrido ciento ochenta (180) días calendario desde que se le/s notificó su incumplimiento sin haber solucionado el problema, deberá/n pagar al distribuidor una compensación o recargo, determinada en función a la distorsión penalizable individual de armónicas.

Art. 77.m.1. Se define como distorsión penalizable individual de armónicas (DPIAk) a la distorsión armónica de la corriente de carga, registrada en cada intervalo de medición k, que supere las tolerancias establecidas. El DPIAk deberá evaluarse para cada fase del punto de entrega al usuario final, según las siguientes expresiones:

- a) Cuando la potencia registrada de la fase sea mayor o igual que 3.5 kW

$$DPIAk = \text{Max} \left[0, \frac{DATI(k) - DATI}{DATI}, \frac{1}{3} \sum_2^{25} \frac{DAIIi(k) - DAIIi}{DAIIi} \right]$$

- b) Cuando la potencia registrada de la fase sea menor que 3.5 kW

$$DPIAk = \frac{1}{3} \sum_2^{25} \text{Max} \left[0, \frac{li_i(k) - li_i}{li_i} \right]$$

Donde:

DPIAk = Es la distorsión penalizable individual de armónicas para cada intervalo de medición k, considerando cada fase del punto de entrega al usuario final.

DATI(k) = Es la distorsión armónica total de la corriente de carga de la fase evaluada, registrada en el intervalo de medición k, cuando la potencia de carga registrada en dicho intervalo y fase es mayor o igual que 3.5 kW.

DATI = Es la tolerancia para la distorsión armónica total de la corriente de carga utilizada para potencias de carga por fase mayores o iguales que 3.5 kW.

DAIIi(k) = Es la distorsión armónica individual de corriente de carga de la fase evaluada, vinculada con la componente armónica de orden “i”, registrada en el intervalo de medición k, cuando la potencia de carga registrada en dicho intervalo y fase es mayor o igual que 3.5 kW.

DAI_i = Es la tolerancia para distorsión armónica individual de la corriente de carga vinculada con la componente armónica de orden “i”, para potencias de carga por fase mayores o iguales que 3.5 kW.

I_i(k)= Es la intensidad en amperios de la componente armónica de orden “i” de la corriente de carga de la fase evaluada, registrada en cada intervalo de medición k, cuando la potencia de carga registrada en dicho intervalo y fase es menor que 3.5 kW.

I_i= Es la tolerancia para la intensidad en amperios de la componente armónica de orden “i” de la corriente de carga del usuario, utilizada para potencias de carga por fase menores que 3.5 kW.

En cada intervalo (k) en donde se verifique un valor de DPIA_k mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la compensación:

$$\begin{array}{lll} 0 < \text{DPIA}_k \leq 1 & \text{CENS} * \text{DPIA}_k^2 & (\$/\text{kWh}) \\ 1 < \text{DPIA}_k & \text{CENS} & (\$/\text{kWh}) \end{array}$$

Art. 77.m.2. El cálculo del recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora, por exceder los límites de distorsión armónica de la corriente de carga, no podrá exceder el treinta por ciento (30%) del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la que se determinó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso. El recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora se determinará de la manera siguiente:

$$\text{RPIA} = \min \left(0.3 * \text{Prom3UF}, \text{FA} * \sum_{k:\text{DPIA}_k \leq 1} \text{CENS} * \text{DPIA}_k^2 * E_{(k)} + \text{FA} * \sum_{k:\text{DPIA}_k > 1} \text{CENS} * E_{(k)} \right)$$

Donde:

RPIA = Recargo a pagar por incumplimiento de los límites de distorsión armónica de la corriente de carga a aplicar al usuario que excede las tolerancias establecidas. Es la suma de las compensaciones correspondientes a la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para cada fase e intervalo de medición k, excepto en los casos que dicha suma sobrepase el treinta por ciento (30%) del término Prom3UF.

Prom3UF = Monto promedio de las tres últimas facturas del usuario, anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso.

- E(k) = Energía correspondiente a cada fase e intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada mediante el producto de la potencia real registrada en el intervalo k y la duración del intervalo de integración expresado en horas.
- DPIA_k = Distorsión penalizable individual de armónicas para cada fase e intervalo de medición k.
- CENS= Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final se encuentre clasificado durante el período en el cual se efectuó la medición.
- FA = Factor de ajuste = $\frac{\text{cantidad de registros en 7 días (1,008 registros)}}{\text{Cantida de registros válidos de la medición}}$

Art. 77.m.3. Cuando mediante una medición se haya verificado la presencia de distorsión armónica de tensión en la red de distribución, la distribuidora dispondrá de sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos, para la identificación del usuario o conjunto de usuarios que está generando la perturbación eléctrica, así como para la elaboración de los estudios pertinentes referentes a las obras de mitigación necesarias en la red de distribución de su propiedad para no infringir los límites establecidos en las presentes Normas.

En el caso de distribuidoras que se encuentren interconectadas o que compartan la barra en el punto de entrega del transmisor, de forma tal que la perturbación sobrepase los límites admisibles afecte en dicha barra o punto de interconexión , la identificación del usuario perturbador deberá involucrar la búsqueda en la totalidad de las redes eléctricas afectadas, para lo cual, el operador que detectó el problema deberá notificar por escrito a los operadores involucrados a fin de coordinar de manera conjunta la identificación del usuario o grupo de usuarios que están generando distorsión armónica en las redes de distribución.

La referida notificación deberá realizarse dentro de los primeros quince (15) días calendarios contados a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos.

A partir de la notificación anterior, el operador que ha sido informado de las perturbaciones dispondrá de quince (15) días calendario para verificar mediante una medición válida realizada si existen incumplimientos en los niveles de perturbaciones en las redes de distribución y notificar los resultados al operador que le remitió la notificación. En el caso que se verifique la presencia de perturbaciones fuera de los límites admisibles en las redes de distribución, deberá iniciar la búsqueda del usuario perturbador y efectuar las acciones indicadas en las presentes normas.

En los casos que transcurridos los sesenta (60) días calendario antes mencionados, no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador y se demuestre mediante una remediación que el problema ha desaparecido, no se aplicarán compensaciones.

En los casos en que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la remediación constata que el problema todavía persiste, y no se haya demostrado que el problema se origine en la red de transmisión, la empresa distribuidora remitirá a la SIGET, dentro del informe ejecutivo del siguiente mes, toda la información disponible, sobre el grado de incumplimiento de los niveles de perturbación, área geográfica afectada, acciones ejecutadas orientadas a la detección del usuario perturbador, los motivos que imposibilitaron la identificación del usuario, el estudio sobre las obras de mitigación necesarias para la solución de la problemática, el costo estimado del proyecto, así como toda aquella información adicional con que cuente la empresa distribuidora y que se encuentre relacionada con la problemática analizada. En estos casos, la SIGET podrá designar nuevos puntos de medición a fin de identificar la fuente de la perturbación.

Si le fue posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la distribuidora le notificará a éste que dispone de ciento ochenta (180) días calendario para solucionar el problema detectado. Una vez que el usuario ha efectuado las modificaciones o adecuaciones pertinentes en sus instalaciones, éste debe notificar a la distribuidora que ha resuelto el problema a fin de que ésta realice una remediación que constata el cumplimiento de los límites establecidos en la presente norma.

La distribuidora dispondrá de treinta (30) días calendario para efectuar la remediación, efectuar los análisis correspondientes y notificar al usuario los resultados obtenidos, la remediación deberá efectuarse por un período de al menos siete (7) días en intervalos de diez (10) minutos. Si transcurrido el plazo antes indicado de treinta (30) días calendario, el distribuidor no ha notificado los resultados al usuario final, deberá suspender de manera automática la aplicación del recargo a dicho usuario final, no obstante lo anterior, la aplicación del recargo podrá reanudarse si el distribuidor demuestra mediante una nueva medición que el usuario final aún no ha solventado el problema de distorsión armónica.

Si transcurrido el plazo de ciento ochenta (180) días otorgado al usuario, éste no notifica haber solucionado el problema, la distribuidora aplicará mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado de conformidad a lo establecido en el artículo 77.m.2.

Si la remediación comprueba que el problema ha sido solucionado dentro del plazo establecido, no se aplicará la penalización al usuario perturbador ni la compensación a los usuarios afectados durante el período de solución del problema.

Si la remediación comprueba que el problema persiste, la distribuidora notificará al usuario los resultados de la remediación y procederá a aplicar mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado con la última remediación y según lo establecido en el artículo 77.m.2, el recargo dejará de ser aplicado, cuando el usuario informe a la distribuidora que ha solventado su situación y ésta constata mediante una remediación que el problema ha sido solucionado.

Compensación por Flicker Generado por el Usuario.

Art. 77.n. En los casos en que el distribuidor detecte que se incumple el límite del índice de severidad del efecto parpadeo (flicker), e identifique que alguno/s de los usuarios que se encuentran conectados a la red de media o baja tensión afectada excede/n el nivel de tolerancia establecido en el artículo 55 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, y hayan transcurrido ciento ochenta (180) días calendario desde que se le/s notificó su incumplimiento sin haber solucionado el problema, deberá/n pagar al distribuidor una compensación o recargo determinada en función de la distorsión penalizable individual de flicker.

Art. 77.n.1. Se define como distorsión penalizable individual de flicker (DPIF_k) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión detectado en cada intervalo de medición k.

La distorsión penalizable individual de flicker en el intervalo de medición k, deberá evaluarse para cada fase del punto de entrega al usuario final, de la siguiente manera:

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

Donde:

DPIF_k= Es la distorsión penalizable individual de flicker, en el intervalo de medición k para cada fase del punto de entrega al usuario final.

P_{stm}(k) = Es el índice de severidad de flicker de corto plazo, registrado en el intervalo de medición k, para cada fase del punto de entrega al usuario final.

P_{sti}= Es la tolerancia para el índice de severidad de flicker de corto plazo, según la carga del usuario.

En cada intervalo (k) en donde se verifique un valor de DPIF_k mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la compensación:

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

Art. 77.n.2. El cálculo del recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora, por exceder los límites de efecto parpadeo (flicker), no podrá exceder el treinta por ciento (30%) del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la que se determinó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso. El recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora se determinará de la manera siguiente:

$$RPIF = \min \left(0.3 * Prom3UF, FA * \sum_{k:DPIF_k \leq 1} CENS * DPIF_k^2 * E_{(k)} + FA * \sum_{k:DPIF_k > 1} CENS * E_{(k)} \right)$$

Donde:

RPIF = Recargo a pagar por incumplimiento de los límites de efecto parpadeo (flicker) a aplicar al usuario que excede las tolerancias establecidas. Es la suma de las compensaciones correspondientes a la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para cada fase e intervalo de medición k, excepto en los casos que dicha suma sobrepase el 30% del término Prom3UF.

Prom3UF = Monto promedio de las tres últimas facturas del usuario, anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso.

E(k) = Energía correspondiente a cada fase e intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada mediante el producto de la potencia real registrada en el intervalo k y la duración del intervalo de integración expresado en horas.

DPIF_k = Distorsión penalizable individual de flicker para cada fase e intervalo de medición k.

CENS= Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final se encuentre clasificado durante el período en el cual se efectuó la medición.

FA = Factor de ajuste = $\frac{\text{cantidad de registros en 7 días (1,008 registros)}}{\text{Cantidad de registros válidos de la medición}}$

Art. 77.n.3. Cuando mediante una medición se haya verificado la presencia de efecto parpadeo (flicker) en la red de distribución, la distribuidora dispondrá de sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos, para la identificación del usuario o conjunto de usuarios que está generando la perturbación eléctrica, así como para la elaboración de los estudios pertinentes referentes a las obras de mitigación necesarias en la red de distribución de su propiedad para no infringir los límites establecidos en las presentes Normas.

En el caso de distribuidoras que se encuentren interconectadas o que compartan la barra en el punto de entrega del transmisor, de forma tal que la perturbación sobrepase los límites admisibles en dicha barra o punto de interconexión, la identificación del usuario perturbador deberá involucrar la búsqueda en la totalidad de las redes eléctricas afectadas, para lo cual, el operador que detectó el

problema deberá notificar por escrito a los operadores involucrados a fin de coordinar de manera conjunta la identificación del usuario o grupo de usuarios que están generando efecto parpadeo (flicker) en las redes de distribución.

La referida notificación deberá realizarse dentro de los primeros quince (15) días calendarios contados a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos.

A partir de la notificación anterior, el operador que ha sido informado de las perturbaciones dispondrá de quince (15) días calendario para verificar mediante una medición válida si existen incumplimientos en los niveles de perturbaciones en las redes de distribución y notificar los resultados al operador que le remitió la notificación. En el caso que verifique la presencia de perturbaciones fuera de los límites admisibles en las redes de distribución, deberá iniciar la búsqueda del usuario perturbador y efectuar las acciones consiguientes indicadas en las presentes normas.

En los casos que transcurridos los sesenta (60) días calendario antes mencionados, no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador y se demuestre mediante una remediación que el problema ha desaparecido, no se aplicarán compensaciones.

En los casos en que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la remediación constate que el problema todavía persiste, y no se haya demostrado que el problema se origine en la red de transmisión, la empresa distribuidora remitirá a la SIGET dentro del informe ejecutivo del siguiente mes, toda la información disponible sobre el grado de incumplimiento de los niveles de perturbación, área geográfica afectada, acciones ejecutadas orientadas a la detección del usuario perturbador, los motivos que imposibilitaron la identificación del usuario, el estudio sobre las obras de mitigación necesarias para la solución de la problemática, el costo estimado del proyecto, así como toda aquella información adicional con que cuente la empresa distribuidora y que se encuentre relacionada con la problemática analizada. En estos casos, la SIGET podrá designar nuevos puntos de medición a fin de identificar la fuente de la perturbación.

Si le fue posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la distribuidora le notificará a éste que dispone de ciento ochenta (180) días calendario para solucionar el problema detectado. Una vez que el usuario ha efectuado las modificaciones o adecuaciones pertinentes en sus instalaciones, éste debe notificar a la distribuidora que ha resuelto el problema a fin de que ésta realice una remediación que constate el cumplimiento de los límites establecidos en la presente norma.

La distribuidora dispondrá de treinta (30) días calendario para efectuar la remediación, efectuar los análisis correspondientes y notificar al usuario los resultados obtenidos, la remediación deberá efectuarse por un período de al menos siete (7) días en intervalos de diez (10) minutos. Si transcurrido el plazo antes indicado de treinta (30) días calendario, el distribuidor no ha notificado los resultados al usuario final, deberá suspender de manera automática la aplicación del recargo a dicho usuario final, no obstante lo anterior, la aplicación del recargo podrá reanudarse si el distribuidor demuestra mediante una nueva medición que el usuario final aún no ha solventado el problema de efecto parpadeo (flicker).

Si transcurrido el plazo de ciento ochenta (180) días otorgado al usuario, éste no notifica haber solucionado el problema, la distribuidora aplicará mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado de conformidad a lo establecido en el artículo 77.n.2.

Si la remediación comprueba que el problema ha sido solucionado dentro del plazo establecido, no se aplicará la penalización al usuario perturbador ni la compensación a los usuarios afectados durante el período de solución del problema.

Si la remediación comprueba que el problema persiste, la distribuidora notificará al usuario los resultados de la remediación y procederá a aplicar mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado con la última remediación y según lo establecido en el artículo 77.n.2, el recargo dejará de ser aplicado, cuando el usuario informe a la distribuidora que ha solventado su situación y ésta constatare mediante una remediación que el problema ha sido solucionado.

Compensación por bajo Factor de Potencia.

Art. 78. Todo lo relativo a la Indemnización por bajo Factor de Potencia será incluido en el contrato entre el Distribuidor y el Usuario, considerando lo estipulado en los Pliegos Tarifarios fijados por la SIGET.

Compensación por Incumplimiento a Niveles Globales de Calidad Comercial

Art.79. En los casos que se produzcan incumplimientos en los límites admisibles correspondientes a los Niveles Globales de Calidad Comercial, indicados en el Capítulo II del Título VI de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución en el período 2008 en adelante de la Etapa de Régimen, la empresa distribuidora deberá compensar a la totalidad de sus usuarios finales activos al 31 de diciembre del período de control.

El monto total con que se compensará a los usuarios finales será el resultante de la suma de los valores correspondientes a cada uno de los incumplimientos obtenidos al final del año con respecto a los límites admisibles establecidos para los Niveles Globales de Calidad Comercial detallados en dicho Capítulo. El monto establecido para cada indicador, y por cada punto porcentual de alejamiento al mencionado límite, se indica a continuación, en función al número de usuarios finales con que cuente la empresa distribuidora al finalizar el año de análisis:

CANTIDAD DE USUARIOS FINALES	MONTO DE COMPENSACIÓN POR CADA PUNTO PORCENTUAL DE ALEJAMIENTO AL LÍMITE ESTABLECIDO (MC)
Hasta 50,000	\$ 5,000.00. (US Dólares)
Desde 50,001 hasta 100,000	\$ 10,000.00 (US Dólares)
Desde 100,001 hasta 200,000	\$ 20,000.00 (US Dólares)
Desde 200,001 hasta 300,000	\$ 30,000.00 (US Dólares)
Desde 300,001 hasta 400,000	\$ 40,000.00 (US Dólares)
Mayor a 400,000	\$ 50,000.00 (US Dólares)

Los montos de compensación por cada punto porcentual de alejamiento al límite establecido serán ajustados anualmente por la SIGET, tomando en cuenta el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el Ministerio de Economía. La base de escalación para calcular será el mes en que entre en vigencia este Acuerdo.

Art. 79.a. El monto a compensar por cada uno de los indicadores de los niveles globales de calidad comercial establecidos, se calculará utilizando la fórmula siguiente:

$$MI = MC * (\text{desv.}_{DDA} * f_A + \text{desv.}_{DDM} * f_M + \text{desv.}_{DDB} * f_B)$$

En donde:

MI = Monto de Compensación por indicador

MC = Monto de Compensación por cada punto porcentual de alejamiento al límite establecido

desv. _{DDA} = Desviación del indicador de densidad demográfica alta con respecto a su respectivo límite. Lo mismo para el caso de la desv. _{DDM}, que es con respecto a la densidad demográfica media y la desv. _{DDB}, con respecto a la baja.

f_A = Es el factor de Densidad Demográfica alta, el cual representa el porcentaje de usuarios que se encuentran clasificados en dicha densidad; lo mismo sucede con el factor de DDM y DDB.

El monto total de compensación global, será la sumatoria de cada monto a compensar por cada uno de los indicadores que la empresa distribuidora haya incumplido.

$$MTCG = \sum_{i=1}^N MI_i$$

En donde:

MTCG = Monto Total de Compensación Global

MI = Monto de Compensación por Indicador

$\sum_{i=1}^N$ = Sumatoria de todos los montos calculados por cada indicador global.

El valor a compensar a cada uno de los usuarios finales, será el resultante de dividir el monto total de compensación calculado entre el total de los usuarios activos al 31 de diciembre del año de control.

Art.79.b. Las empresas distribuidoras deberán enviar a la SIGET de forma impresa y magnética, un informe con la memoria de cálculo de los montos de compensación relacionados con cada indicador global de la calidad del servicio comercial, indicando el valor de cada uno de los términos que

componen a las fórmulas indicadas en los artículos 73 y 79.a de la presente norma. Este informe anual deberá ser enviado dentro de los primeros 15 días hábiles del mes de febrero y acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa distribuidora, donde certifique la veracidad de la información suministrada.

Art. 79.c. Los indicadores globales relacionados a Porcentaje de Reclamos por interrupciones de servicio (PRUi) y Usuarios reconectados después de una interrupción (USRE), solamente se calcularán para control estadístico.

Compensación por Incumplimiento a los Niveles de la Calidad de Servicio Comercial Garantizado a Cada Cliente.

Art.80. En caso de producirse un incumplimiento en los tiempos de respuesta establecidos para la Etapa de Régimen, de los niveles de calidad de servicio comercial garantizado a cada cliente en lo concerniente al Plazo de respuesta a las consultas de los Usuarios (RCUS), Información a los Usuario Finales acerca de las interrupciones programadas (INPR), Reclamos por inconvenientes con el nivel de tensión suministrado (RETE) y los Reclamos por inconvenientes en el funcionamiento del medidor (REME), la empresa distribuidora deberá aplicar al usuario final afectado una compensación equivalente a una reducción en la tarifa respectiva, en la cual se encuentre clasificado, correspondiente al quince por ciento (15%) del promedio de las últimas tres (3) facturas emitidas. Bajo ninguna circunstancia la compensación podrá exceder el 50% del monto promedio de las últimas tres (3) facturas.

Art.80.a. En el caso de producirse un incumplimiento en los Tiempos de Respuesta establecidos durante la Etapa de Régimen con respecto al Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pagos (RCSU) y Reposición del Suministro después de una Interrupción Individual (USRE), la empresa distribuidora deberá aplicar al usuario final afectado una compensación equivalente a una reducción en la tarifa respectiva, en la cual se encuentre clasificado, correspondiente al quince por ciento (15%) del promedio de las últimas tres (3) facturas emitidas, más un cinco (5%) por cada cuatro (4) horas adicionales que el usuario permanezca afectado. En ningún caso, esta compensación podrá exceder al cincuenta por ciento (50%) del monto promedio de las últimas tres (3) facturas.

Art.80.b. En el caso de producirse un incumplimiento en los Tiempos de Respuesta establecidos durante la Etapa de Régimen relacionado con la solicitud de Conexión del Servicio Eléctrico y del Medidor (COSE) por parte de los usuarios finales, la empresa distribuidora deberá aplicar al usuario final afectado una reducción tarifaria, en la cual se encuentra clasificado, correspondiente al veinte por ciento 20% del valor del costo de conexión, por cada fracción o día de mora en proveer el servicio eléctrico al solicitante, hasta un máximo equivalente al valor del costo de conexión.

Art.80.c. En el caso de producirse un incumplimiento en el número de facturas estimadas durante la Etapa de Régimen asociados con los niveles de Estimaciones en la Facturación (CFFE), la empresa distribuidora deberá aplicar al usuario final afectado una reducción tarifaria, en la cual se encuentra clasificado, determinada como el veinte por ciento (20%) del promedio de las últimas tres (3) facturas. Bajo ninguna circunstancia la compensación podrá exceder el 50% del monto promedio de las últimas tres(3) facturas.

Art.80.d En la Resolución de Reclamos Comerciales (TRRC), en caso de producirse un incumplimiento en los tiempos de respuesta establecidos, la empresa distribuidora deberá aplicar a cada usuario final afectado una reducción tarifaria determinada como el diez por ciento (10%) del promedio de la facturación del usuario final de los últimos tres (3) meses anteriores al reclamo, más un cinco por ciento (5%) por cada día de demora en resolver el reclamo al usuario final. Bajo ninguna circunstancia la compensación podrá exceder el cincuenta por ciento (50%) del monto promedio de la facturación de los últimos tres (3) meses.

Art. 80.d.1. En los casos que el Registro de Porcentaje Promedio (RPP) del medidor de energía sea mayor que el ciento dos por ciento (102%), el distribuidor aplicará una compensación al usuario afectado. El cálculo de la compensación se realizará aplicando la expresión siguiente:

$$C_{in} = \sum_{i=1}^n 15 \times (RPP - 102\%) \times Ene_i \times Car_i$$

En donde:

C_{in} : Compensación individual al usuario afectado.

RPP : Indicador Individual Registro de Porcentaje Promedio descrito en la metodología para el control de los equipos de medición.

n : Cantidad de cargos tarifarios facturados en función del consumo de energía.

Ene_i : Total de energía facturada con el cargo i -ésimo en los últimos doce meses contados a partir del mes en que se detectó el incumplimiento del indicador individual RPP.

Car_i : Promedio aritmético de los últimos doce valores mensuales (contados a partir del mes en que se detectó el incumplimiento) de cada uno de los cargos (cargo i -ésimo) en función de la energía, facturados al usuario afectado.

En caso que al usuario afectado no se le hayan emitido facturas en alguno de los últimos doce meses, los factores Ene y Car_i se calcularán con base a la cantidad de facturas o documentos de cobros emitidas y si no se cuenta al menos con dos facturas, el cálculo se realizará tomando la información de la factura o documentos de cobro emitida en el mes en que se detectó el incumplimiento del indicador individual RPP.

Si al usuario afectado se le aplica en su facturación más de un cargo en función de la energía (Car_i), se deberá realizar el cálculo de la compensación (C_{in}) para cada uno de los cargos y luego sumarlos para obtener la compensación total. El cálculo deberá tener en cuenta los cambios de pliegos tarifarios, de forma que la compensación de cada período de facturación se valore con el mismo pliego aplicado en la facturación del distribuidor.

En aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la factura o documento de cobro respectivo, el complemento de la compensación se aplicará en el siguiente ciclo de facturación.

Art.80.e. La empresa distribuidora deberá procesar durante los primeros quince (15) días calendario del mes, las reducciones tarifarias correspondientes al mes anterior, debidas a incumplimientos en los Niveles de la Calidad de Servicio Comercial Garantizados a Cada Cliente, como ha sido establecido en los artículos precedentes. La reducción tarifaria se aplicará en forma individual a cada usuario, la cual se reconocerá en un crédito único, en el siguiente ciclo de facturación, posterior al mes de cálculo del monto a compensar; en aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la factura, el complemento de la compensación se aplicará en el siguiente ciclo de facturación.

Art.80.f. Durante los primeros 15 días hábiles de cada mes, las empresas distribuidoras deberán enviar a la SIGET de forma impresa y magnética un informe completo, indicando las reducciones tarifarias efectuadas a los usuarios finales durante el mes anterior, indicando cada uno de los incumplimientos específicos que motivaron las citadas reducciones tarifarias. Este informe mensual deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa distribuidora, donde éste certifique la veracidad de la información suministrada.

Art. 81. La SIGET cuando lo considere pertinente, verificará mediante auditorias los procesos de facturación de las empresas distribuidoras y la ejecución de las compensaciones que correspondan por incumplimientos de los Niveles de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

TÍTULO VIII DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPÍTULO ÚNICO

Art.82. Los Indicadores de Calidad de Servicio Técnico se ajustarán de acuerdo a los resultados obtenidos durante el período del año 2005 al 2007, y se desagregarán para medir la calidad del servicio a los usuarios de Media y Baja Tensión, los cuales serán aplicables a partir del año 2008 en adelante de la etapa de Régimen; de igual forma, a partir de los resultados obtenidos en la Campaña de Perturbaciones, período del año 2005 al 2007 de la etapa de régimen, si SIGET lo considera válido, se podrá ajustar la forma de compensación en las perturbaciones.

Art.82 bis. En el caso que previo al período de aplicación de las compensaciones por incumplimiento de los límites de distorsión armónica y efecto parpadeo, la empresa distribuidora hubiera detectado perturbaciones eléctricas en sus redes de distribución; identificado a uno o más usuarios en los que se originan las perturbaciones eléctricas observadas; informado a dichos usuarios sobre la necesidad de efectuar modificaciones o adecuaciones en sus instalaciones internas para cumplir con los parámetros de calidad establecidos en las presentes Normas; y hubiesen transcurrido más de ciento ochenta (180) días calendario desde que el usuario final hubiese sido informado de tal situación, sin que la situación hubiese sido resuelta, no serán aplicables los artículos 77.m.3 y 77.n.3, debiéndose proceder con la aplicación de los recargos correspondientes calculados mediante los artículos 77.m.2 y 77.n.2, los cuales deberán ser aplicados mensualmente a partir de la facturación correspondiente al mes en que se inicie la aplicación de las compensaciones y recargos relacionadas con las distorsión armónica y el efecto parpadeo.

TÍTULO IX DISPOSICIONES FINALES

CAPÍTULO I COMPETENCIA DE LA SIGET

Art.83. La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) será la encargada de verificar el cumplimiento de los índices e indicadores de calidad de servicio establecidas en las presentes Normas.

Art.84. La SIGET será la responsable de definir, para cada una de las etapas de implementación, la metodología de medición y control, el contenido y la forma de intercambio de información que surja de las campañas de obtención de la información correspondiente y adecuación de sus sistemas. Asimismo la SIGET podrá auditar la información y los procesos en cualquier etapa y en el momento que lo considere necesario.

Art.85. Las disposiciones referentes a la calidad del servicio comercial establecidas en las presentes normas serán de aplicación para todos los tipos de suministros.

CAPÍTULO II. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

Art.86. En la Metodología de Medición y Control para la Calidad del Servicio Comercial, Servicio Técnico y la Calidad del Producto se establecerán los procedimientos, el contenido y la forma de intercambio de información a ser requerido por SIGET.

Art.87. Las empresas distribuidoras, deberán informar mensualmente por escrito a la SIGET, respecto a las exigencias establecidas en las presentes normas, indicando los incumplimientos de los parámetros establecidos en estas normas y presentar trimestralmente su propuesta para aplicar las medidas correctivas necesarias para el cumplimiento de los mismos.

Art.88. Los informes que se soliciten en las Metodologías de Control, deberán ser acompañados, de una declaración jurada por el representante legal de la empresa distribuidora, que certifique la veracidad de la información suministrada.

Art.89. Las empresas Distribuidoras, deberán mantener los registros detallados de todos los datos e informaciones por un mínimo período de dos (2) años, en caso de que estas sean requeridas por SIGET.

Art. 90. La presente Normativa será aplicable a partir de la Etapa de Régimen y entrará en vigencia ocho días después de su publicación en el Diario Oficial.

Cargos de Conexión y Reconexión a las Redes de Distribución

A. CARGOS DE BAJA TENSIÓN (Ninguno de los montos incluye IVA⁽¹⁾)

Pequeñas Demandas (0 < D ≤ 10 kW)				
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo ⁽¹⁾	Cargo por Cambio de Acometida ⁽¹⁾	Cargo por Cambio de Medidor ⁽¹⁾
Conexión con acometida área				
AB1	Bifilar	\$ 50.68	\$ 21.44	\$ 24.74
AB2	Trifilar	\$ 60.93	\$ 27.34	\$ 29.08
AB10	Trifilar 120/240/208 V	\$ 348.21	\$ 27.34	\$ 316.35
AB11	Tetrafililar	\$ 425.10	\$ 60.16	\$ 366.64
AB3	Trifásico	\$ 425.60	\$ 60.16	\$ 366.64
Conexión con acometida subterránea				
ASB1	Bifilar (medidor tipo espiga C100)	\$ 224.94	\$ 124.19	\$ 100.01
ASB1A	Bifilar (medidor convencional C100)	\$ 151.29	\$ 124.19	\$ 26.37
ASB2	Trifilar (medidor tipo espiga C100)	\$ 303.78	\$ 213.07	\$ 89.99
ASB2A	Trifilar (medidor convencional C100)	\$ 243.73	\$ 213.07	\$ 29.93
ASB4	Trifilar (medidor tipo espiga C100) Fase No. 2 y Neutro No. 4	\$ 414.40	\$ 322.96	\$ 90.71
ASB4A	Trifilar (medidor convencional C100) Fase No. 2 y Neutro No. 4	\$ 354.34	\$ 322.96	\$ 30.66
ASB7	Trifilar 120/240/208 V	\$ 531.00	\$ 213.07	\$ 317.20
ASB3	Trifásico	\$ 631.89	\$ 284.12	\$ 347.04
Reconexión				
RB1	Bifilar	\$ 13.27	No Aplica	No Aplica
RB2	Trifilar	\$ 14.01	No Aplica	No Aplica
RB3	Trifásico	\$ 22.65	No Aplica	No Aplica
Otros				
INB	Inspección para conexión de Nuevo Servicio	\$ 9.67	No Aplica	No Aplica

Mediana Demanda (10< D ≤50 kW)				
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo ⁽¹⁾	Cargo por Cambio de Acometida ⁽¹⁾	Cargo por Cambio de Medidor ⁽¹⁾
AB5 AB6	Conexión con acometida área			
	Trifilar (hasta 100 A)	\$ 475.29	\$ 49.75	\$ 435.52
	Trifásico	\$ 732.86	\$ 133.10	\$ 609.74
ASB5 ASB8 ASB6	Conexión con acometida subterránea			
	Trifilar (hasta 200 A)	\$ 681.15	\$ 559.67	\$ 120.75
	Trifilar 120/240/208 V	\$ 884.73	\$ 559.67	\$ 324.33
	Trifásico	\$ 1,096.74	\$ 740.31	\$ 355.70
	Reconexión			
	Trifilar	\$ 14.01	No Aplica	No Aplica
	Trifásico	\$ 22.65	No Aplica	No Aplica
INT	Otros			
	Inspección para conexión de Nuevo Servicio	\$ 9.67	No Aplica	No Aplica

Gran Demanda (D >50 kW)				
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo ⁽¹⁾	Cargo por Cambio de Acometida ⁽¹⁾	Cargo por Cambio de Medidor ⁽¹⁾
AB8 AB9	Conexión con acometida área			
	Trifilar (hasta 300 KVA)	\$ 1,226.15	\$ 108.69	\$ 1,127.44
	Trifásico	\$ 1,375.79	\$ 133.10	\$ 1,252.67
	Reconexión			
	Trifilar	\$ 14.01	No Aplica	No Aplica
	Trifásico	\$ 22.65	No Aplica	No Aplica
INTF	Otros			
	Inspección para conexión de Nuevo Servicio	\$ 9.67	No Aplica	No Aplica

SERVICIOS PROVISIONALES		
Pequeñas Demandas (0< D ≤10 kW)		
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo ⁽¹⁾
SP10 SP11 SP12	Conexión con acometida área	
	Bifilar	\$ 33.19
	Trifilar	\$ 39.07
	Trifásico	\$ 83.62
Mediana Demanda (10< D ≤50 kW)		
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo ⁽¹⁾
SP14 SP15	Conexión con acometida área	
	Trifilar (hasta 100 A)	\$ 169.31
	Trifásico	\$ 355.92
Gran Demanda (D >50 kW)		
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo ⁽¹⁾
SP17 SP18	Conexión con acometida área	
	Trifilar (hasta 300 KVA)	\$ 249.92
	Trifásico	\$ 280.17

SERVICIOS PROVISIONALES ESPECIALES

Pequeñas Demandas (0< D ≤10 kW)		
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo ⁽¹⁾
SP19	Conexión con acometida área	
	Trifilar 120/240/208 V	\$ 48.64
SP20 SP21 SP22 SP23	Conexión con acometida subterránea	
	Bifilar Tipo Espiga 120 V	\$ 106.13
	Bifilar Tipo A 120 V	\$ 103.68
	Trifilar Tipo Espiga 120/240 V	\$ 164.04
	Trifilar Tipo A 120/240 V	\$ 162.04

RELOCALIZACIÓN DE MEDIDOR

Pequeñas Demandas (0< D ≤10 kW)		
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo ⁽¹⁾
RMBPD RMTPD	Conexión con acometida área	
	Bifilar 120 V	\$ 16.80
	Trifilar 120/240 V	\$ 18.71

ACOMETIDA Y ENTRONQUE SECUNDARIO

Pequeñas Demandas (0 < D ≤ 10 kW)		
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo ⁽¹⁾
Conexión con acometida área		
EBBP	Bifilar 120 V	\$ 110.67
EBTP	Trifilar 120/240 V	\$ 132.09
EBTFP	Trifásico 120/240 V	\$ 155.80
Mediana Demanda (10 < D ≤ 50 kW)		
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo ⁽¹⁾
Conexión con acometida área		
EBBM	Bifilar 120 V	\$ 107.13
EBTM	Trifilar 120/240 V	\$ 128.55
EBTFM	Trifásico 120/240 V	\$ 155.80
Gran Demanda (D > 50 kW)		
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo ⁽¹⁾
Conexión con acometida área		
EBBG	Bifilar 120 V	\$ 107.13
EBTG	Trifilar 120/240 V	\$ 128.55
EBTFG	Trifásico 120/240 V	\$ 155.80

B. CARGOS DE MEDIA TENSIÓN (Ninguno de los montos incluye IVA⁽¹⁾)

CONEXIÓN DE NUEVOS SERVICIOS			
Pequeñas Demandas (0 < D ≤ 10 kW)			
Tipo de conexión	Costo de Acometida ⁽¹⁾	Costo de Medición BT(1)	Costo de Medición MT ⁽¹⁾
Nivel de tensión: 4.16 kV			
1 Fase	\$ 643.87	\$ 41.45	\$ 3,272.14
2 Fases	\$ 1,042.37	\$ 398.22	\$ 5,524.47
3 Fases	\$ 1,305.46	\$ 398.22	\$ 8,047.24
Nivel de tensión: 13.2 kV			
1 Fase	\$ 643.87	\$ 41.45	\$ 3,270.24
2 Fases	\$ 1,042.37	\$ 398.22	\$ 5,520.66
3 Fases	\$ 1,305.46	\$ 398.22	\$ 8,041.54
Nivel de tensión: 23 kV			
1 Fase	\$ 643.87	\$ 41.45	\$ 3,282.78
2 Fases	\$ 1,042.37	\$ 398.22	\$ 5,545.75
3 Fases	\$ 1,305.46	\$ 398.22	\$ 8,079.18

Mediana Demanda (10< D ≤50 kW)			
Tipo de conexión	Costo de Acometida⁽¹⁾	Costo de Medición BT(1)	Costo de Medición MT⁽¹⁾
Nivel de tensión: 4.16 kV			
1 Fase	\$ 650.74	\$ 447.80	\$ 3,512.82
2 Fases	\$ 1,042.37	\$ 665.39	\$ 5,887.07
3 Fases	\$ 1,305.46	\$ 665.39	\$ 8,005.78
Nivel de tensión: 13.2 kV			
1 Fase	\$ 650.74	\$ 447.80	\$ 3,510.92
2 Fases	\$ 1,042.37	\$ 665.39	\$ 5,883.26
3 Fases	\$ 1,305.46	\$ 665.39	\$ 8,000.08
Nivel de tensión: 23 kV			
1 Fase	\$ 650.74	\$ 447.80	\$ 3,523.46
2 Fases	\$ 1,042.37	\$ 665.39	\$ 5,908.36
3 Fases	\$ 1,305.46	\$ 665.39	\$ 8,037.72
Nivel de tensión: 34.5 kV			
3 Fases	\$ 1,330.44	\$ 665.39	\$ 40,751.01
Nivel de tensión: 46 kV			
3 Fases	\$ 1,330.44	\$ 665.39	\$ 59,554.32
Gran Demanda (D >50 kW)			
Tipo de conexión	Costo de Acometida⁽¹⁾	Costo de Medición BT(1)	Costo de Medición MT⁽¹⁾
Nivel de tensión: 4.16 kV			
1 Fase (Hasta 300 KVA)	\$ 650.74	\$ 1,108.28	\$ 3,655.25
2 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 1,042.37	\$ 1,232.97	\$ 6,012.91
3 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 1,305.46	\$ 1,232.97	\$ 8,076.13
3 Fases (Desde 300 KVA hasta 1.7 MVA)	\$ 1,305.46	\$ 1,232.97	\$ 8,146.48
Nivel de tensión: 13.2 kV			
1 Fase (Hasta 300 KVA)	\$ 650.74	\$ 1,108.28	\$ 3,653.35
2 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 1,042.37	\$ 1,232.97	\$ 6,009.11
3 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 1,305.46	\$ 1,232.97	\$ 8,070.43
3 Fases (Desde 300 KVA hasta 1.7 MVA)	\$ 1,305.46	\$ 1,232.97	\$ 8,140.77
Nivel de tensión: 23 kV			
1 Fase (Hasta 300 KVA)	\$ 650.74	\$ 1,108.28	\$ 3,665.90
2 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 1,042.37	\$ 1,232.97	\$ 6,034.20
3 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 1,305.46	\$ 1,232.97	\$ 8,108.06
3 Fases (Desde 300 KVA hasta 1.7 MVA)	\$ 1,305.46	\$ 1,232.97	\$ 8,178.41
Nivel de tensión: 34.5 kV			
3 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 1,330.44	\$ 1,232.97	\$ 40,733.83
3 Fases (Desde 300 KVA hasta 1.7 MVA)	\$ 1,330.44	\$ 1,232.97	\$ 40,804.18
Nivel de tensión: 46 kV			
3 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 1,330.44	\$ 1,232.97	\$ 59,554.32
3 Fases (Desde 300 KVA hasta 1.7 MVA)	\$ 1,330.44	\$ 1,232.97	\$ 59,641.84

RECONEXIÓN EN MT	
Tipo de servicio	Cargo de Reconexión⁽¹⁾
Mediana y Gran Demanda	\$59.37

ENTRONQUE EN MT PARA CONEXIÓN PRIVADO-PRIVADO	
Tipo de servicio	Cargo de Entronque⁽¹⁾
Mediana y Gran Demanda	\$118.73

C. OTROS CARGOS EN MEDIA TENSIÓN
(Ninguno de los montos incluye IVA⁽¹⁾)

Código SIGET	Tipo de servicio	Cargo ⁽¹⁾
FA	Factibilidad	\$ 69.20
RPD	Revisión de planos	\$ 33.70
LDP	Levantamiento de datos para presupuesto	\$ 81.07
EP	Elaboración de presupuesto	\$ 33.70
RPC	Revisión de planos y red como construido	\$ 87.96

D. CARGOS UPR EN BAJA TENSIÓN
(Ninguno de los montos incluye IVA⁽¹⁾)

Pequeñas Demandas (0 < D ≤ 10 kW)		
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo por Cambio de Medidor ⁽¹⁾
Conexión con acometida área		
AB1	Bifilar	\$ 90.99
AB2	Trifilar	\$ 108.80
AB10	Trifilar 120/240/208 V	\$ 316.55
AB11	Tetrafilas	\$ 380.79
AB3	Trifásico	\$ 293.59
Conexión con acometida subterránea		
ASB1	Bifilar (medidor tipo espiga C100)	\$ 242.53
ASB1A	Bifilar (medidor convencional C100)	\$ 93.07
ASB2	Trifilar (medidor tipo espiga C100)	\$ 242.55
ASB2A	Trifilar (medidor convencional C100)	\$ 108.99
ASB4	Trifilar (medidor tipo espiga C100) Fase No. 2 y Neutro No. 4	\$ 241.44
ASB4A	Trifilar (medidor convencional C100) Fase No. 2 y Neutro No. 4	\$ 107.87
ASB7	Trifilar 120/240/208 V	\$ 318.01
ASB3	Trifásico	\$ 276.18

Mediana Demanda (10 < D ≤ 50 kW)		
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo por Cambio de Medidor ⁽¹⁾
Conexión con acometida área		
AB5	Trifilar (hasta 100 A)	\$ 280.24
AB6	Trifásico	\$ 294.54
Conexión con acometida subterránea		
ASB5	Trifilar (hasta 200 A)	\$ 251.18
ASB8	Trifilar 120/240/208 V	\$ 338.00
ASB6	Trifásico	\$ 286.52

Gran Demanda (D > 50 kW)		
Código SIGET	Tipo de conexión	Cargo por Cambio de Medidor ⁽¹⁾
Conexión con acometida área		
AB8	Trifilar (hasta 300 KVA)	\$ 377.64
AB9	Trifásico	\$ 375.47

E. CARGOS UPR EN MEDIA TENSIÓN
(Ninguno de los montos incluye IVA⁽¹⁾)

Servicios Existentes		
Pequeñas Demandas (0< D ≤10 kW)		
Tipo de conexión	Cambio de Medidor UPR BT	Cambio de Medidor UPR MT
Nivel de tensión: 4.16 kV		
1 Fase	\$ 108.80	\$ 521.37
2 Fases	\$ 293.59	\$ 521.37
3 Fases	\$ 293.59	\$ 521.37
Nivel de tensión: 13.2 kV		
1 Fase	\$ 108.80	\$ 521.37
2 Fases	\$ 293.59	\$ 521.37
3 Fases	\$ 293.59	\$ 521.37
Nivel de tensión: 23 kV		
1 Fase	\$ 108.80	\$ 521.37
2 Fases	\$ 293.59	\$ 521.37
3 Fases	\$ 293.59	\$ 521.37
Mediana Demanda (10< D ≤50 kW)		
Tipo de conexión	Cambio de Medidor UPR BT	Cambio de Medidor UPR MT
Nivel de tensión: 4.16 kV		
1 Fase	\$ 280.24	\$ 521.37
2 Fases	\$ 294.54	\$ 521.37
3 Fases	\$ 292.67	\$ 521.37
Nivel de tensión: 13.2 kV		
1 Fase	\$ 280.24	\$ 521.37
2 Fases	\$ 294.54	\$ 521.37
3 Fases	\$ 294.54	\$ 521.37
Nivel de tensión: 23 kV		
1 Fase	\$ 280.24	\$ 521.37
2 Fases	\$ 294.54	\$ 521.37
3 Fases	\$ 294.54	\$ 521.37
Nivel de tensión: 34.5 kV		
3 Fases	\$ 294.54	\$ 521.37
Nivel de tensión: 46 kV		
3 Fases	\$ 294.54	\$ 521.37
Gran Demanda (D >50 kW)		
Tipo de conexión	Cambio de Medidor UPR BT	Cambio de Medidor UPR MT
Nivel de tensión: 4.16 kV		
1 Fase (Hasta 300 KVA)	\$ 377.64	\$ 521.37
2 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 375.47	\$ 521.37
3 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 375.47	\$ 521.37
3 Fases (Desde 300 KVA hasta 1.7 MVA)	\$ 375.47	\$ 521.37
Nivel de tensión: 13.2 kV		
1 Fase (Hasta 300 KVA)	\$ 377.64	\$ 521.37
2 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 375.47	\$ 521.37
3 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 375.47	\$ 521.37
3 Fases (Desde 300 KVA hasta 1.7 MVA)	\$ 375.47	\$ 521.37
Nivel de tensión: 23 kV		
1 Fase (Hasta 300 KVA)	\$ 377.64	\$ 521.37
2 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 375.47	\$ 521.37
3 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 375.47	\$ 521.37
3 Fases (Desde 300 KVA hasta 1.7 MVA)	\$ 375.47	\$ 521.37
Nivel de tensión: 34.5 kV		
3 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 375.47	\$ 521.37
3 Fases (Desde 300 KVA hasta 1.7 MVA)	\$ 375.47	\$ 521.37
Nivel de tensión: 46 kV		
3 Fases (Hasta 300 KVA)	\$ 375.47	\$ 521.37
3 Fases (Desde 300 KVA hasta 1.7 MVA)	\$ 375.47	\$ 521.37

F. OTROS CARGOS UPR EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN
(Ninguno de los montos incluye IVA⁽¹⁾)

Código SIGET	Tipo de servicio	Cargo⁽¹⁾
FUPRBT	Factibilidad UPR en BT	\$ 25.19
FUPRMT	Factibilidad UPR en MT	\$ 32.92
PUPRBT	Puesta en Operación UPR en BT	\$ 96.28
PUPRMT	Puesta en Operación UPR en MT	\$ 119.39
RUPR	Reprogramación medidor	\$ 43.01
EUPR	Verificación Exactitud del medidor	\$ 21.63
DUPR	Determinación demanda máxima de potencia y energía	\$ 113.34

TÉRMINOS Y CONDICIONES GENERALES AL CONSUMIDOR **FINAL, DEL PLIEGO TARIFARIO DEL AÑO 2019.**

I. DERECHOS Y OBLIGACIONES

A. CONTRATO DE SUMINISTRO

Art.1.- Contrato de adhesión: Es el documento hecho en formulario preelaborado, que suscribe un usuario a propuesta de un comercializador o distribuidor y que debe contener condiciones apegadas a este pliego tarifario, el cual debe ser firmado en duplicado y el operador deberá entregar un original al usuario final. El modelo de este contrato para cada Distribuidora deberá ser revisado por la SIGET en el mes de enero de cada año o cuando se modifique, o cuando sea necesario.

Cuando en este Pliego Tarifario se haga referencia al Distribuidor, se entenderá que se está refiriendo “al Distribuidor que actúa como comercializador en el área geográfica donde ubica sus redes”.

Las cláusulas contenidas en los contratos de adhesión elaborados por el Distribuidor podrán modificarse por acuerdo entre las partes, siempre y cuando los cambios no sean en perjuicio de los intereses del usuario final.

Los Distribuidores podrán celebrar contratos distintos de los contratos de adhesión o contratos de suministro de energía eléctrica, siempre y cuando preceda una real negociación entre las partes y cuando las condiciones pactadas incorporen mayores beneficios conmutativos al usuario que los contenidos en los términos y condiciones del pliego tarifario.

Se presumirá el acto de negociación cuando exista un documento suscrito por las partes, que la SIGET pueda conocer e incluya las condiciones pactadas que incorporen mayores beneficios al usuario que los contenidos en este pliego tarifario. El Distribuidor está obligado a enviar a la SIGET copia de estos contratos, dentro de los primeros 15 días hábiles de cada mes, expresando y haciendo constar la confidencialidad de los mismos. La SIGET velará por la confidencialidad del contenido de dichos contratos, bajo los términos que se establecen a continuación:

Cláusula de Confidencialidad: la SIGET se obliga a proteger la confidencialidad de toda la información contenida en los contratos a que se hace referencia en el párrafo anterior y no podrá divulgarlos sin previa autorización por escrito de las partes contratantes, salvo las excepciones legales.

Contrato de suministro de energía eléctrica: Es el acuerdo escrito por medio del cual un distribuidor que actúa como comercializador se obliga a entregar energía eléctrica al usuario final, en forma continua durante un plazo determinado, por un precio y condiciones fijadas en este pliego y otras regulaciones vigentes.

Si la prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales se está realizando sin existir un contrato de adhesión o de suministro, se entenderá que el suministro se está realizando de conformidad con este pliego tarifario.

Art. 2.- Los contratos de suministro de energía eléctrica o de adhesión se suscriben entre personas naturales o jurídicas según el caso, quienes deberán estar plenamente identificadas, y salvo lo dispuesto en el derecho común y las normas emitidas por la SIGET, el Distribuidor sólo tendrá relación comercial con el usuario final en virtud del contrato.

Art. 3.- Previo a una conexión del suministro, el Distribuidor podrá inspeccionar las instalaciones del usuario final, para constatar que éstas cumplen con la Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones de Redes de Distribución de Baja y Media tensión.

En caso que el Distribuidor, al inspeccionar las instalaciones, encuentre que éstas no cumplan con dicha Norma, el Distribuidor deberá entregar al usuario, una recomendación escrita en la que se detalle los incumplimientos y las consecuencias correspondientes.

Art. 4.- Los contratos deberán incluir compensaciones por energía no entregada, cumplimiento que es fiscalizado por la SIGET. El Distribuidor deberá compensar al usuario final por la energía no entregada, conforme a la Metodología establecida por la SIGET, y la energía será valorizada al doscientos por ciento (200%) del precio de la misma, de acuerdo con la Tarifa aplicable. La compensación podrá realizarse mensual, bimensual o trimestralmente.

Art. 5.- El cambio de suministrante de energía eléctrica, a lo cual tiene derecho el usuario final, no lo exime de cumplir con el pago de lo adeudado al Distribuidor o Comercializador sustituido, conforme se establece en el artículo 7 del Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica.

Al iniciar el trámite de cambio de suministrante ante la simple solicitud del usuario final, el Distribuidor o Comercializador sustituido, estará obligado a extender a dicho usuario sin ningún costo el estado actualizado de cuenta de los servicios que le presta; el usuario final deberá anexar este documento a su notificación escrita de cambio de suministrante para que se haga efectivo el cambio.

Art. 6.- Cuando un usuario final solicite el cambio de titular de suministro de energía eléctrica, por razones de transferencia del inmueble donde se presta el servicio, el Distribuidor deberá realizar el cambio, sin ningún costo para el usuario solicitante, a más tardar en el plazo de treinta días calendario, contados a partir de la fecha de presentación de la mencionada solicitud, exigiendo la documentación legal correspondiente.

Art. 7.- Se estarán incumpliendo las condiciones contractuales del suministro, en las situaciones siguientes:

- a) Cuando se encuentren instalaciones conectadas directamente de la red del Distribuidor, sin que la energía sea registrada por el equipo de medición;
- b) Cuando sin previo aviso al Distribuidor se modifiquen circuitos internos o se conecten cargas, que alteren la exactitud de la medición de la energía consumida o se sobrepase la capacidad para lo cual ha sido contratado el servicio;
- c) Cuando existan alteraciones en la acometida o en el equipo de medición, tales como: rotura, cambio o desaparición de sellos, perforaciones en el equipo de medición o cualquier objeto o sustancia colocada en el medidor que evite el registro correcto del consumo de energía eléctrica; o cuando la pantalla de un medidor electrónico y/o los registros del mismo indiquen que ha sido alterado.

- d) Cuando en los servicios para alumbrado público que no son medidos, se encuentre adición de luminarias, o incremento en la capacidad de las unidades existentes que no hayan sido notificadas al distribuidor; y,
- e) Cuando el usuario final permita la conexión de sus instalaciones con las de un tercero.
- f) Cuando el usuario final no renueve la garantía de acuerdo a lo establecido en el artículo 12 del presente documento.

Cuando de conformidad con el presente artículo, el Distribuidor detecte un incumplimiento a las condiciones contractuales, tendrá la responsabilidad de recabar toda la evidencia que conlleve a comprobar que existe el incumplimiento, utilizando los siguientes medios probatorios: fotografías y/o videos en forma magnética, registros de cargas, el equipo de medición involucrado, comprobación del estado físico, y/o verificación de la exactitud de dicho equipo, podrá considerarse la instalación de un medidor testigo, y otras que consideren pertinentes, y deberá conservar de forma íntegra dicha evidencia por al menos doce meses.

Las pruebas encontradas forman parte de las evidencias que se deberán presentar ante la solicitud de SIGET cuando ésta así lo requiera, con el fin de comprobar fehacientemente la condición de irregularidad encontrada.

B. CATEGORÍA TARIFARIA

Art. 8.- Para los efectos de este pliego tarifario, se clasifican las tarifas eléctricas en las categorías de demanda de potencia siguientes:

Pequeña Demanda: Son aquellos servicios en los cuales la demanda máxima de potencia es menor o igual que 10 kilovatios (kW);

Mediana Demanda: Son aquellos servicios en los cuales la demanda máxima de potencia es mayor que 10 kW y menor o igual que 50 kW; y,

Gran Demanda: Son aquellos servicios en los cuales la demanda máxima de potencia es superior a 50 kW.

Para efectos del presente pliego tarifario, se entenderá como demanda máxima de potencia, el valor promedio medido durante quince minutos consecutivos, registrado en kW por el medidor.

Art. 9.- Para los efectos de este pliego tarifario, el suministro de energía en las redes de distribución se clasifica en dos categorías de tensión:

Baja Tensión (BT), son los suministros que se realizan a niveles de voltajes menores o iguales que 600 voltios.

Media Tensión (MT), son los suministros que se realizan a niveles de voltaje superiores a 600 voltios e inferiores a 115,000 voltios.

Art. 10.- Los usuarios del servicio de energía eléctrica tienen derecho a exigir la tarifa que le sea propia de su clasificación basada en la demanda de potencia.

Los servicios suministrados a casas o apartamentos destinados exclusivamente para uso residencial se clasificaran en la Tarifa No. 1-R aun cuando tengan una demanda máxima de potencia mayor a 10 kW.

Los usuarios de las categorías de Pequeñas Demandas no residenciales tendrán derecho a optar por tarifas de categorías de Medianas Demandas, con o sin medición horaria de energía, si aceptan hacerse cargo de los costos de medición.

Para el caso de condominios residenciales, centros comerciales y aquellos suministros con similares características que las antes descritas en los cuales varios usuarios sean alimentados y medidos en Baja Tensión, a través de una subestación propia del condominio o centro comercial, serán clasificados en una tarifa de Baja Tensión.

En caso que el suministro haya sido clasificado erróneamente en una categoría tarifaria que no le corresponde, el usuario final tendrá derecho a solicitar en todo momento que se corrija tal condición y a que el Distribuidor le reembolse los montos cobrados en exceso según corresponda, dicho reembolso se hará en un plazo máximo de treinta días calendario, a partir de la fecha de resolución del caso a favor del usuario final. En caso que el Distribuidor incumpla dicho plazo, deberá pagar intereses sobre el monto a reembolsar, hasta la fecha en que se realice la devolución; dichos intereses se calcularán de conformidad a lo indicado en el Artículo No. 60 de estos Términos y Condiciones. Sin embargo, los montos cobrados en exceso sólo podrán ser reclamados dentro del plazo de dos años contados a partir de la fecha de vencimiento del primer documento de cobro, mediante el cual se constate la existencia de dicho error.

Art. 11.- Para todos aquellos servicios que cuenten con medición de potencia, el Cargo de Distribución será facturado de acuerdo a la potencia realmente demandada y registrada por el medidor en el mes correspondiente, independientemente de cual sea la categoría tarifaria en que se ubique el usuario final.

El Distribuidor deberá reiniciar el registro de la demanda de potencia, cada vez que realice el correspondiente ciclo mensual de lectura de los medidores de energía eléctrica.

C. GARANTÍAS

Art. 12.- El Distribuidor podrá requerir a los usuarios finales, en los casos mencionados en el presente artículo, garantías en efectivo o mediante fianza, hasta por un máximo del importe estimado de dos meses de suministro.

Dicho depósito deberá reintegrarse al usuario final a más tardar treinta días después del cierre de su cuenta, previa deducción de las cantidades en mora, si las hubiere.

Las cantidades depositadas en efectivo devengarán intereses mensuales calculados con base en la tasa ponderada de depósitos a 360 días, publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador; y se acreditarán al usuario final por medio del documento de cobro en forma trimestral. Si transcurridos treinta días después de la terminación del contrato, o de la fecha en que el usuario final informe al Distribuidor que ya no le es aplicable lo establecido en el

literal a) siguiente, el Distribuidor no le ha reintegrado la garantía, éste deberá pagar al usuario final intereses calculados ocho puntos arriba de la tasa dispuesta en el presente artículo. El monto de la garantía se podrá revisar anualmente.

Si al efectuarse la revisión de la garantía, se establece que el monto de la misma no cubre el importe de dos meses de suministro o que la garantía mediante fianza haya caducado su vigencia, el Distribuidor notificará al usuario final dicha condición y éste dispondrá de un período de un mes calendario para renovar o completar la garantía.

La garantía a que se refiere el presente artículo podrá ser exigida por el Distribuidor en los siguientes casos:

- a) Cuando el usuario final que contrata el servicio no fuese el propietario del inmueble o instalaciones en donde se realizará el suministro;
- b) Cuando se trate de Servicios Provisionales, según lo dispuesto en el artículo 58 de este pliego;
- c) Cuando el suministro se hubiese suspendido por causa de mora en el pago de la energía eléctrica suministrada, a excepción de los usuarios ubicados en la categoría tarifaria de Pequeñas Demandas Residenciales;
- d) Cuando el usuario final hubiese consumido energía eléctrica bajo condiciones irregulares comprobadas;
- e) Cuando una persona natural o jurídica que hubiese consumido energía eléctrica bajo condiciones irregulares comprobadas solicita la suscripción de un contrato;
- f) En el caso de los administradores, socios y/o accionistas principales de aquellas personas jurídicas que hubieren tenido problemas de mora relacionada con el pago de suministro de energía y que estuvieren solicitando el nuevo servicio para otra persona jurídica en la que también son administradores, accionistas principales y/o socios.

D. ACCESO A LAS INSTALACIONES

Art. 13.- El Distribuidor podrá efectuar inspecciones del equipo de medición en días y horas hábiles, que comprenden de lunes a sábado entre las 7:30 y 19:00 horas, excepto para suministros cuya actividad económica sea nocturna, en cuyo caso el personal del Distribuidor podrá ingresar en dicho horario. Para estos efectos, el usuario final podrá a su entera voluntad y responsabilidad, permitir el acceso al personal que el Distribuidor designe, debidamente identificado. En el caso que el Distribuidor notifique al usuario que inspeccionará, sustituirá o dará mantenimiento a su equipo de medición y éste niegue el acceso, el Distribuidor podrá desconectar el servicio. En casos especiales, el Distribuidor deberá coordinar con el usuario final la ejecución de esta actividad en horarios distintos a los establecidos en el presente artículo.

Sin embargo, cuando el Distribuidor necesite revisar las instalaciones internas del usuario final, o realizar toma de censos de carga, previo a ingresar, deberá obtener el consentimiento del usuario final y presentarle a éste la orden de trabajo. A costo del usuario final, la revisión podrá ser realizada con el acompañamiento de un ingeniero electricista o un electricista debidamente autorizado.

E. REQUERIMIENTOS DE INSTALACIÓN

Art. 14.- Para efectos de este pliego tarifario se define como punto de entrega el punto de conexión de las redes de distribución con la red eléctrica del usuario; en el caso de un servicio residencial, el punto de entrega es la salida del medidor. El distribuidor deberá proporcionar el servicio a todo aquel usuario que lo solicite, en el área de influencia donde estén ubicadas sus redes, en cumplimiento de la factibilidad técnica y legal.

En casos donde el Distribuidor identifique que el Usuario final ha realizado modificación en su inmueble que dificulten o impidan la lectura de equipo de medición e incumpla lo establecido en las normativas correspondientes, la relocalización del equipo de medición y acometida correrá por cuenta del usuario final, y los costos serán cargados en su próxima facturación. Salvo que se deba a una condición de incumplimiento normativo que no haya sido originada por el usuario final.

El punto de entrega estará ubicado a un máximo de cien metros de las líneas del Distribuidor. En los casos en donde el punto de entrega esté ubicado a una distancia mayor que cien metros de las redes del Distribuidor, correrá por cuenta del usuario final la construcción de la infraestructura que exceda de dicha distancia y que sea necesaria para que éste tenga acceso al servicio de energía eléctrica. La mencionada infraestructura podrá ser desarrollada por el Distribuidor, con cargo al usuario final, de conformidad a la normativa establecida por la SIGET.

Para la aplicación de lo anterior el Distribuidor está obligado a tener sus redes de distribución normalizadas de acuerdo a las disposiciones emitidas por la SIGET. En caso contrario, debe proceder a informar a la SIGET de la programación de la normalización.

El Distribuidor deberá proporcionar al usuario final facilidades financieras para el pago de las extensiones de líneas de distribución solicitadas, cuando éstas corran por cuenta de dicho usuario final, así como para el pago de los costos de conexión y reconexión de los servicios eléctricos. En todo caso, el financiamiento deberá ser de hasta doce cuotas mensuales, iguales y sucesivas, sin intereses, de conformidad en el capítulo IV de la Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión.

Art. 15.- Para la conexión de nuevos servicios, se procederá de conformidad con lo establecido en la Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión emitida por la SIGET, y el Distribuidor no cobrará un cargo mayor que los autorizados por la SIGET. Para los suministros en media tensión, el Distribuidor deberá comunicar por escrito al solicitante al momento de entregar la factibilidad del servicio, el derecho que tiene a interponer una denuncia ante la SIGET, en caso de incumplimientos por parte del Distribuidor a los plazos establecidos en el artículo 7 de la referida norma.

Art. 16.- Para la conexión de nuevos servicios de energía eléctrica relacionados con los usuarios domiciliados en los municipios clasificados por el FISDL en los diferentes niveles de pobreza de acuerdo con el Mapa de Pobreza elaborado por dicha Institución y sus actualizaciones, el Distribuidor deberá aplicarles la cantidad pactada en el correspondiente Convenio de Cooperación suscrito entre el Distribuidor y el FISDL. El listado del Mapa de

Pobreza elaborado por el FISDL se encuentra detallado en el Anexo 1 de los presentes Términos y Condiciones y forma parte integrante de los mismos, el cual será sustituido de acuerdo a las actualizaciones que realice el FISDL.

De igual manera a los referidos usuarios deberá aplicárseles planes de pago correspondientes que, como mínimo deberán ser de ocho cuotas mensuales, iguales y sucesivas y a cada una de ellas se les agregará mensualmente el IVA.

La presente disposición tiene la vigencia del Convenio de Cooperación suscrito entre FISDL/FINET y el Distribuidor.

II. SUMINISTRO Y SUSPENSIÓN DEL SERVICIO

Art. 17.- El Distribuidor está obligado a permitir la conexión a sus instalaciones y la utilización de las mismas para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas; en el caso de existir tal condición, ésta deberá ser debidamente justificada por escrito por el Distribuidor.

Art. 18.- La SIGET sancionará con multa al usuario final que consuma energía eléctrica sin autorización del operador o que incumpla las condiciones contractuales, sin perjuicio de las acciones judiciales que pueda ejercer el operador.

Art. 19.- El Distribuidor será responsable de los daños que cause a los equipos con los que sus instalaciones estén interconectadas, así como también a los de terceros. De conformidad con la Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones, se establece un plazo máximo de diez días hábiles para que el Distribuidor proceda a compensar o reparar los daños a equipos de los usuarios, previo el trámite correspondiente o avenimiento por parte del Distribuidor al dictamen hecho por la SIGET; dicho plazo podrá prorrogarse por justa causa comprobada plenamente ante la SIGET.

Para formular cualquier reclamo por daño en equipos, el usuario final deberá hacerlo ante el Distribuidor dentro de los seis meses siguientes a partir de la fecha en la cual se presentaron los desperfectos ocasionados a los equipos objeto del reclamo; transcurrido este plazo, no podrá interponerse reclamación alguna.

El Distribuidor no conectará aquellas instalaciones eléctricas propiedad de usuarios finales, si éstas ponen en peligro a las personas o instalaciones; en el caso de existir tal condición, ésta deberá ser debidamente justificada por escrito por el Distribuidor.

Art. 20.- El Distribuidor podrá desconectar a un usuario final, solamente en los siguientes casos:

- a) Cuando estén pendientes de pago los documentos de cobro de dos o más meses, relacionados con el suministro de energía eléctrica; sin embargo, deberá notificar al usuario la alerta de la desconexión del servicio, notificación que deberá ser efectuada en la última factura, en la que se identifique la información clara respecto a la desconexión, en color contrastante, en letra grande y notablemente visible para el

usuario, detallando que si no efectúa el pago a más tardar en la fecha indicada en la última factura, la distribuidora podrá proceder a la desconexión del servicio. En el caso de los usuarios residenciales con consumo hasta 300 kWh, la distribuidora podrá proceder a la desconexión del servicio a partir de las 72 horas posteriores a la fecha de pago indicada en la última factura. Además, se deberá incluir la información, sobre la probable fecha de la desconexión, en caso que el usuario llegare a caer en mora por este impago. Dicha notificación podrá realizarse por medios electrónicos tales como correo electrónico, mensaje SMS, mensaje por WhatsApp, entre otros. El distribuidor deberá asegurarse que el usuario reciba la factura con la información acá indicada.

- b) A solicitud de los comercializadores.
- c) Cuando el usuario final se conecte sin contar con la autorización del Distribuidor, o cuando el usuario final incumpla las condiciones contractuales indicadas en el artículo 7 de este pliego;
- d) Cuando las instalaciones del usuario final pongan en peligro la seguridad de las personas o bienes, sean éstos propiedad del Distribuidor, del usuario final o de terceros; y,
- e) Cuando el usuario final niegue el acceso del operador a las instalaciones internas que aquel haya efectuado para el suministro.

En cuanto a lo indicado en la letra c), el Distribuidor deberá proceder de conformidad con las disposiciones pertinentes de estos Términos y Condiciones y a la normativa establecida por la SIGET.

El goce del subsidio al consumo de energía eléctrica no puede afectarse por estimaciones de consumo.

Queda expedito el derecho del usuario para reclamar por la vía judicial, los daños y perjuicios ocasionados por el Distribuidor en virtud de la desconexión, cuando considere que ésta fue hecha sin causa justificada.

Art. 21.- Cuando el Distribuidor haya desconectado el suministro por cualquiera de los motivos mencionados en el artículo anterior, éste deberá ser restablecido a más tardar en un plazo máximo de veinticuatro horas al desaparecer las causas que motivaron la desconexión y además haber cancelado las cuentas pendientes por el suministro de energía eléctrica, los intereses y el cargo por reconexión. El plazo antes referido deberá corresponder a lo determinado en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución aprobadas por la SIGET.

El cargo por reconexión se establecerá de conformidad con las normas emitidas por la SIGET. Dicho cargo sólo podrá cobrarse cuando la desconexión del servicio se haya realizado físicamente.

Para las desconexiones que se realicen vía remota, la distribuidora podrá cobrar a partir de su vigencia, el cargo por reconexión respectivo que la SIGET apruebe.

Cuando la causa de la desconexión haya sido la indicada en el literal c) del artículo anterior, el usuario final deberá pagar, previo a la reconexión, el importe de la energía no registrada

durante todo el período en que se cometió la falta. Este período no podrá ser mayor de seis meses, y el importe de la energía no registrada será calculado por el Distribuidor con base a lo determinado en el Procedimiento para Investigar la Existencia de Condiciones Irregulares en el Suministro de Energía Eléctrica del Usuario Final aprobado por la SIGET.

En cualquiera de los casos, a la estimación del consumo no facturado se le aplicará la tarifa vigente en cada período, de acuerdo al Pliego Tarifario correspondiente.

Sin perjuicio de lo anterior, el Distribuidor tendrá expedito su derecho para reclamar judicialmente, el período posterior a los seis meses expresados que éste pudiera fehacientemente demostrar.

El Distribuidor cobrará los intereses, estos se calcularán de conformidad a lo indicado en el Artículo No. 60 de estos Términos y Condiciones.

Art. 22.- Un corte definitivo del suministro implicará el retiro de la acometida y del equipo de medición, y podrá realizarse en los siguientes casos:

- a) A solicitud del usuario final;
- b) A solicitud del propietario del inmueble, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 11 de la Ley de Inquilinato;
- c) Cuando el Distribuidor hubiese suspendido el suministro por las situaciones previstas en el artículo 20 de este pliego, y si transcurridos seis meses desde la fecha de la suspensión, el usuario final no hubiere solicitado la reconexión del mismo; y,
- d) Cuando el Distribuidor hubiese suspendido el suministro por las situaciones previstas en el artículo 20 de este pliego, y el usuario final se conecta nuevamente, sin autorización, y sin haber solventado las causas que motivaron la suspensión.

Art. 23.- En caso que el usuario final solicite al Distribuidor una desconexión temporal del servicio o un corte definitivo del mismo, deberá hacerlo por escrito y comprobar la titularidad del derecho que lo habilite. El Distribuidor registrará dicha solicitud, entregará una constancia impresa de ésta y luego de verificar la legalidad de la documentación que prueba la titularidad, deberá proceder a la desconexión o corte, a más tardar ocho días hábiles después de recibida la misma. Además, deberá notificar en el inmueble la desconexión o corte por lo menos tres días antes de realizarla.

Si finalizado dicho período, el Distribuidor no ha efectuado la desconexión, ésta podrá ser realizada por el usuario final o por terceros, siempre y cuando estén debidamente calificados para ello.

Art. 24.- Los costos de inversión y mantenimiento del servicio de alumbrado de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, serán por cuenta del responsable de la prestación del servicio de alumbrado, sean éstas entidades públicas o privadas.

En caso que el servicio se preste utilizando redes del Distribuidor, la entidad responsable de la prestación del mismo deberá suscribir el respectivo contrato con el Distribuidor, que deberá incluir una compensación no mayor del diez por ciento del costo de instalación o del mantenimiento, según el caso, por supervisión coordinada cuando la instalación y/o el mantenimiento sea realizado por terceros. La responsabilidad por daños y perjuicios a

personas y bienes, así como también los costos de las penalizaciones por las interrupciones que se deriven por tales trabajos, se sujetarán al acuerdo entre las partes.

Art. 25.- El usuario final proveerá y mantendrá por su cuenta toda estructura y equipo de transformación para convertir el voltaje suministrado por el Distribuidor al voltaje requerido por el usuario final. Dichos equipos deberán cumplir con los estándares técnicos y pérdidas reconocidas por la SIGET. Sin embargo, el Distribuidor podrá proporcionar en arrendamiento los transformadores.

Los términos en que se realice el arrendamiento estarán sujetos a lo dispuesto por las partes. Este artículo no será aplicable a los suministros de Pequeñas Demandas.

III. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Art. 26.- Es obligación del Distribuidor proporcionar el servicio de energía eléctrica conforme a lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución aprobadas por la SIGET.

Art. 27.- El Distribuidor no responderá por la energía no entregada a los usuarios finales en situaciones en que se haya comprobado condiciones de caso fortuito o fuerza mayor, entendido esto de conformidad con lo dispuesto en el derecho común. El Distribuidor deberá comprobar dichas causales ante la SIGET, como ha sido establecido en la respectiva Metodología para el Control de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y en el Procedimiento para la Determinación de Causales de Casos Fortuitos y Fuerza Mayor, o los que los sustituyan. Cuando se interrumpa el suministro por caso fortuito o fuerza mayor, el Distribuidor deberá realizar sus mayores esfuerzos para reponerlo en el menor plazo posible. De no hacerlo así, deberá responder por la energía no entregada a partir del transcurso de un plazo razonable para la restitución del servicio, el cual será evaluado por la SIGET.

Art. 28.- En caso que el Distribuidor compruebe que las instalaciones eléctricas o equipos del usuario final causan alteraciones en la calidad del suministro de energía eléctrica, el Distribuidor podrá requerir del usuario final la modificación, sustitución o retiro de tales instalaciones o equipos al momento en que dichas alteraciones sean detectadas, previa audiencia al usuario final por el plazo de cinco días hábiles, para que éste se pronuncie respecto del hallazgo que le ha sido notificado.

IV. MEDICIÓN Y FACTURACIÓN

Art. 29.- El Distribuidor deberá efectuar la lectura del medidor a más tardar a los treinta y un días después de haber efectuado la última lectura, y deberá emitir el respectivo documento de cobro mensualmente y no podrá cobrar los cargos que se facturan en función de la lectura del medidor cuando no haya realizado la lectura correspondiente, salvo las excepciones previstas en este artículo.

Asimismo, el lector podrá reportar a la empresa distribuidora correspondiente los problemas en la acometida o en el equipo de medición que puedan ser identificados mediante observación de los mismos.

Se podrá estimar el consumo por razones de fuerza mayor o caso fortuito, o, casos excepcionales debidamente justificados, tomando en cuenta el equivalente al promedio de los últimos seis meses. Al tomarse la lectura real, se harán los ajustes respectivos. No se podrá facturar en base a consumo estimado un número de veces por año mayor a lo estipulado en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

El Distribuidor no podrá acumular registros de consumos mensuales de energía eléctrica en un usuario final por no haber efectuado las lecturas correspondientes, a excepción de casos fortuitos o de fuerza mayor o casos excepcionales debidamente justificados.

El Distribuidor deberá establecer en los documentos de cobro respectivos los montos a pagar por el suministro de energía eléctrica y otros importes, incluyendo los reintegros correspondientes, todo ello en dólares de los Estados Unidos de América.

El Distribuidor deberá establecer cajas de colecturía en cada municipio del área geográfica sobre la cual se extienden sus redes de distribución. En los casos que no sea posible establecer una colecturía, el Distribuidor informará a SIGET las razones por las cuales no fue posible y propondrá un mecanismo alternativo de cobro que contenga ventajas para el usuario.

La distribuidora podrá poner a disposición del usuario final diferentes mecanismos de pago, ajustados a las nuevas tecnologías.

Art. 30.- El Distribuidor podrá cobrar el costo de las inspecciones del equipo de medición que realice a solicitud del usuario final, únicamente si éstas exceden de dos dentro del mismo año calendario y si del resultado de las mismas, se compruebe que no han existido irregularidades en el equipo de medición o por parte del personal del Distribuidor.

Art. 31.- En el caso que existan desperfectos o problemas en los equipos de medición, el Distribuidor deberá corregirlos, calibrando o sustituyendo los mismos dentro de los próximos quince días calendario después de la fecha en que el usuario final presente el reclamo al Distribuidor, previa coordinación con el usuario o si no hubo reclamo, el plazo indicado se computará a partir del momento que el Distribuidor tuvo conocimiento de la situación. En este caso, el Distribuidor podrá estimar el consumo tomando en cuenta el equivalente al promedio de las últimas seis lecturas reales.

De no cumplirse lo anterior, el Distribuidor podrá realizar la calibración o sustitución del equipo de medición. En todo caso, los costos por la calibración o reemplazo del equipo de medición correrán por cuenta del Distribuidor Asimismo, el Distribuidor tiene la obligación de dejar constancia en el medidor de la última fecha de calibración del equipo; dicha constancia debe contar con protección suficiente para que soporte las inclemencias del tiempo.

Art. 31-bis.- Cuando la distribuidora detecte consumos que excedan 80% del promedio del consumo de los últimos seis meses anormalmente incrementados de la facturación de un usuario final con consumo mayor a 100 kWh al mes, y ha verificado que no se deben a lecturas erróneas, medidor defectuoso, y el consumo registrado es improbable para el tipo de inmueble, deberá hacer del conocimiento de éste a través de la factura eléctrica advertir por escrito, en el menor tiempo posible al usuario sobre posibles condiciones que puedan poner en peligro a los habitantes y a las instalaciones del lugar.

En caso que el consumo en exceso a lo previsto por la categoría tarifaria del usuario supere la capacidad nominal de las instalaciones de distribución eléctrica del distribuidor, incluyendo el medidor y acometida, y esto ponga en peligro la seguridad de las personas o sus bienes, sean éstos propiedad del usuario final o de terceros, la Distribuidora debe intervenir inmediatamente para solventar la condición antes descrita. En caso que el consumo en exceso del usuario final ponga en peligro sus propias instalaciones y demás bienes, y el distribuidor tuviere conocimiento de ello, éste deberá notificar al usuario final de la condición de peligro para que se readequen las instalaciones y demás condiciones tarifarias. En caso de no ser atendida la indicación del distribuidor, este podrá proceder a desconectar el suministro, previa notificación al usuario final.

Art. 32.- El Distribuidor deberá entregar el documento de cobro al usuario final, de cualquiera de las siguientes maneras:

- a) En la dirección donde se realiza el suministro.
- b) Se podrá pactar la entrega de dicho documento en una dirección distinta, sin ningún costo adicional.
- c) Factura por medios electrónicos, si el usuario así lo solicita o a propuesta del distribuidor, siempre que el primero lo acepte por escrito o por otra vía en la que quede constancia de la aceptación expresa del usuario y su identidad.

El usuario final tiene derecho de elegir, en cualquier momento y sin costo alguno, modificar el método de recepción de su documento de cobro.

Cuando el Distribuidor incluya en los documentos de cobro importes diferentes a los cargos por energía eléctrica, tales como tasas municipales por alumbrado público, aseo y/o desechos y otros, el usuario final podrá cancelar solamente los cargos por el servicio eléctrico y el Distribuidor deberá aceptarlo y garantizar que al menos en sus agencias se realice este pago.

Si el usuario final no estuviere de acuerdo con el cobro de los importes diferentes a los de energía eléctrica, éste podrá presentar el reclamo correspondiente en la oficina de la entidad que corresponda.

El Distribuidor deberá transcribir este artículo en los documentos de cobro, para informar adecuadamente al usuario.

Art. 33. El Distribuidor deberá otorgar al usuario final un plazo mínimo de siete días contados a partir de la fecha de entrega del documento de cobro al usuario, para que éste pueda cancelar dicho cobro durante ese período, sin recargo alguno. El usuario final se podrá pagar la factura por medios electrónicos siempre y cuando el usuario pueda recibir constancia del pago realizado.

Art. 34.- Los errores asociados al proceso de facturación deberán ser rectificadas en los plazos establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución. Dicho proceso comprende, todas las actividades involucradas desde la toma del registro de lectura del equipo de medición hasta la emisión del documento de cobro al usuario final.

Para formular cualquier solicitud de ajuste vinculado a errores en el proceso de facturación, el usuario final deberá hacerlo ante el Distribuidor dentro de los seis meses siguientes a partir de la fecha de vencimiento del documento de cobro objeto del reclamo; transcurrido este plazo, no habrá reclamación alguna.

El Distribuidor deberá pagar intereses al usuario final por las cantidades que éste le haya pagado con base en cobros indebidos por suministro de energía eléctrica, calculados desde el día en que el usuario final hizo el pago, hasta la fecha en que se realice la devolución, dichos intereses se calcularán de conformidad a lo indicado en el Artículo No. 60 de estos Términos y Condiciones.

Si por un error asociado al proceso de facturación del Distribuidor no se efectúa el cobro en un mes determinado, el Distribuidor podrá efectuar el cobro posteriormente, previa notificación de dicha situación al usuario final. En este caso, el Distribuidor deberá concederle al usuario final, un plan de pago, sin intereses, por un plazo que no sobrepase de seis meses. Asimismo, en estos casos, el Distribuidor solamente podrá efectuar cobros de facturaciones correspondientes a los últimos seis meses previos a la notificación.

Art. 35.- Es obligación del Distribuidor reemplazar los equipos de medición que hayan alcanzado el término de su vida útil, de conformidad con la Metodología para el Control de la Exactitud de los Equipos de Medición contenida en el Acuerdo No. 442-E-2014 o la que la sustituya.

El Distribuidor podrá cobrar la energía y potencia no facturada por desperfectos o problemas en el equipo de medición; para ello, el Distribuidor deberá notificar por escrito dicha situación al usuario final, a quien deberá demostrar técnicamente las razones que originaron el no registro del consumo de energía y potencia eléctrica. La energía y potencia no facturada se calculará sobre la base del promedio del consumo histórico del suministro de las últimas seis lecturas correctas del consumo.

En caso que el equipo de medición haya registrado menos energía y potencia que la consumida por el usuario final, por la causal antes citada, el Distribuidor podrá cobrar la energía y potencia eléctrica no registrada retroactivamente hasta un máximo de dos meses, a partir de la fecha en que el Distribuidor le notifique al usuario final, que la condición de desperfectos o problemas en el equipo de medición, ha sido corregida. En este caso, el Distribuidor deberá concederle al usuario final, un plan de pago, sin intereses, por un plazo que sea no menor en duración al período objeto del reclamo y no podrá exigirle garantías por dicho pago. Dicho cobro podrá ser efectuado dentro de un plazo no mayor de seis meses posteriores a la fecha de la notificación.

En caso que el Distribuidor detectare en el equipo de medición de un usuario final, una anomalía como la antes relacionada, y dicho usuario final le solicitare por escrito postergar la ejecución de las acciones necesarias para la corrección de la misma, el Distribuidor podrá cobrar la energía y potencia eléctrica no registrada retroactivamente hasta un máximo de dos meses a partir de la fecha en que se notifique al usuario final sobre el hallazgo de la

anomalía antes mencionada y durante todo el período que transcurra desde de la fecha de notificación y hasta que el usuario final permita corregir las anomalías detectadas.

En caso que el equipo de medición haya registrado un mayor consumo de energía y potencia que la realmente consumida y/o demandada por el usuario final, por la causal antes citada, el Distribuidor reintegrará la diferencia al usuario final en concepto de energía y potencia no consumida, la cual será calculada para todo el período durante el cual se le facturó en exceso, con base al promedio del consumo histórico del suministro de los últimos seis meses de facturación correcta. Dicho reintegro será entregado en la próxima facturación que corresponda, para lo cual deberá notificar debidamente al usuario final de dicha situación.

Asimismo, el Distribuidor deberá pagar intereses al usuario final por la cantidad que éste le haya pagado en concepto de energía y potencia con base a este cobro indebido, calculados desde el día en que el usuario final hizo el pago, hasta la fecha en que se realice la devolución, dichos intereses se calcularán de conformidad a lo indicado en el Artículo No. 60 de estos Términos y Condiciones.

Cuando de conformidad con el presente artículo, el Distribuidor realice un cobro relacionado con un desperfecto o problema en el equipo de medición, no imputable al usuario, tendrá la responsabilidad de recabar y conservar de forma íntegra toda la evidencia que conlleve a comprobar que existe un desperfecto o problema en el equipo de medición, utilizando los siguientes medios probatorios: fotografías y/o videos en forma magnética, registros de cargas, comprobación del equipo de medición, verificación de la exactitud del equipo de medición y otras que consideren pertinentes. El equipo de medición reemplazado por la supuesta condición de medición dañada, que no sea por mantenimiento o cambio rutinario, deberá ser resguardado por la empresa distribuidora por un período no menor a seis meses.

Art. 36.- Los usuarios finales tienen derecho a presentar ante el Distribuidor los reclamos por cantidades facturadas por suministro de energía eléctrica. El Distribuidor está obligado a resolver en los plazos establecidos en la Norma de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

El inicio por parte del usuario final de una acción en contra del Distribuidor por cantidades cobradas por suministro de energía eléctrica, no lo releva de la obligación de pagar las cantidades correspondientes al período objeto del reclamo y de los meses subsiguientes al que dio lugar a la acción. El distribuidor debe asegurarse que en los ciclos de facturación posteriores al período sujeto de revisión, el usuario pueda pagar únicamente el consumo registrado y abstenerse de incluir en dichas facturas la acumulación de los cobros sujeto a revisión.

Para la estimación del pago, del mes objeto de la acción y para los meses subsiguientes, se tomará como base el promedio de los cobros de los últimos seis meses anteriores al período objeto del reclamo. Posteriormente a la resolución se efectuarán los ajustes necesarios. Cuando la distribuidora ejecute acciones que eliminen la causa que originó el reclamo, tales como sustituir un medidor defectuoso, para los meses subsiguientes a la fecha en que se verifique dicha corrección, deberá realizarse la facturación con base en la lectura de la medición y no según estimaciones del consumo.

En caso de inconformidad con la resolución del Distribuidor, el usuario podrá presentar su reclamo ante la SIGET, quien resolverá de manera expedita de conformidad al procedimiento aplicable. Cuando el reclamo se encuentre relacionado a una condición irregular, el cobro en concepto de Energía no Registrada (ENR), así como también, el monto

por interés de la Energía no Registrada (ENR), deberá ser suspendido por la distribuidora hasta que la SIGET emita la resolución respectiva, pudiendo cobrar únicamente los montos asociados al consumo de energía eléctrica vinculados al ciclo de facturación mensual que corresponda.

Posterior a la resolución de la SIGET, se efectuarán los ajustes necesarios que estén relacionados con el período sujeto del reclamo y los meses subsiguientes, incluyendo el pago de intereses.

Art. 37.- El Distribuidor podrá cobrar intereses a sus usuarios finales sobre los saldos en mora, considerándose como tales todos aquellos que no hayan sido cancelados en la fecha de vencimiento indicada en el respectivo documento de cobro, salvo que exista un reclamo interpuesto por el usuario final ante el Distribuidor, por los saldos pendientes. Para efecto del cálculo de intereses, se utilizará lo indicado en el Artículo No. 60 de estos Términos y Condiciones.

Art. 38.- Los cargos de distribución se aplicarán en función de kilovatios (kW); cuando esto no sea posible y la potencia sea medida en kilovoltio amperio (kVA), se aplicará el correspondiente factor de potencia leído para determinar los kW equivalentes. Si no hubiese registro del factor de potencia, éste se tomará igual a 0.90.

Art. 39.- Los cargos contenidos en el presente Pliego Tarifario podrán ser ajustados automáticamente por el Distribuidor, de conformidad con lo dispuesto en el Art. 80 de la Ley General de Electricidad y el Art. 90 del Reglamento de dicha Ley. Los valores de dichos cargos se encuentran detallados en el Anexo 2 de los presentes términos y condiciones, que forma parte integrante de los mismos.

La SIGET podrá auditar la aplicación de estos ajustes, para verificar que han sido realizados conforme a lo establecido en el citado Reglamento.

Art. 40.- Los Distribuidores estarán obligados a entregar a los Auditores designados por la SIGET, la información requerida para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y cargos contenidos en el presente Pliego Tarifario.

Art. 41.- Para todas las categorías tarifarias contenidas en este pliego, la factura del usuario final incluirá los siguientes cargos del servicio eléctrico:

- a) Cargo de Comercialización;
- b) Cargo por Energía;
- c) Cargo de Distribución:

Además, incluirá los siguientes costos y/o recargos:

- Costos de Tasas Municipales según metodologías de la SIGET
- Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el artículo 52 de estos Términos y Condiciones.
- Si correspondiere, un recargo por incidencia en la calidad del producto técnico (Niveles de Tensión; Perturbaciones en la onda de voltaje -flicker y tensiones armónicas-;

Incidencia del Usuario en la calidad), de acuerdo a lo regulado en la Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones, contenida en el Acuerdo No.320-E-2011 o las que las sustituyan.

La factura del usuario final también deberá indicar las compensaciones a pagar por la Distribuidora por incumplimientos a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones.

Respecto del registro de cobros de bienes o servicios, la factura del usuario final deberá ser conforme a lo establecido en el marco legal y regulatorio vigente.

V. CATEGORÍAS TARIFARIAS

A. TARIFA No. 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS

Art. 42.- La tarifa No. 1 se aplica a los usuarios finales cuya demanda máxima sea de 10 kW o menos. Los servicios suministrados a casas o apartamentos destinados exclusivamente para uso residencial se clasificarán en la Tarifa No. 1-R aun cuando tengan una demanda superior a 10 kW. Esta tarifa se clasifica en las siguientes categorías:

Tarifa No. 1-R : Pequeñas Demandas para Uso Residencial.

Tarifa No. 1-AP: Pequeñas Demandas Alumbrado Público

Tarifa No. 1-G : Pequeñas Demandas Uso General.

Art. 43.- Los suministros clasificados de conformidad con esta tarifa, se conectarán a un nivel de tensión nominal de 120 y/o 240 voltios.

A.1 TARIFA 1-R PEQUEÑAS DEMANDAS PARA USO RESIDENCIAL

Art. 44.- Esta tarifa se aplicará a los suministros realizados en los lugares detallados a continuación:

- a) Casas o apartamentos destinados exclusivamente para habitación. Incluye además los inmuebles de uso colectivo de dos o más viviendas; y,
- b) Viviendas cuyos ocupantes desarrollen también actividades profesionales, técnicas o de comercio y que la potencia de los motores y/o artefactos afectos a dicha actividad no exceda de 10 kW en conjunto.

Art. 45.- La tarifa a aplicar a los usuarios residenciales está compuesta por tres bloques de consumo:

Bloque 1: De 0 a 99 kWh

Bloque 2: De 100 a 199 kWh

Bloque 3: Mayor a 200 kWh

Para efectos del cálculo del documento de cobro mensual, se entiende que a un usuario residencial se le aplicará los cargos (de energía y de distribución) del bloque 1 por los primeros 99 kWh/mes consumidos, los cargos (de energía y de distribución) del bloque 2 hasta los siguientes 100 kWh/mes consumidos (consumo de 100 a 199 kWh/mes) y los cargos (de energía y de distribución) del bloque 3 para el consumo restante (consumo igual o superior a los 200 kWh/mes).

A.2 TARIFA No. 1-AP PEQUEÑAS DEMANDAS - ALUMBRADO PÚBLICO

Art. 46.- Esta tarifa se aplicará a los usuarios finales que utilizan la energía eléctrica para iluminación de lugares tales como: calles, avenidas, plazas, parques, puentes, caminos, vías públicas, vallas publicitarias, rótulos luminosos, cabinas telefónicas, paradas de buses, fuentes ornamentales y monumentos.

Para los efectos del presente pliego tarifario, el concepto de alumbrado público se refiere a la naturaleza de los lugares en que se utilice, independientemente del carácter público, mixto o privado de éstos.

Art. 47.- Las condiciones de suministro para esta tarifa son las previstas en la Normativa para la Facturación del Servicio de Alumbrado Público, aprobada por la SIGET.

El Distribuidor celebrará Contratos de Suministro de Energía Eléctrica con las entidades a cargo del servicio de alumbrado público a que se refiere el artículo anterior. Si no existiese medición de consumo, la facturación se efectuará de acuerdo con la metodología aprobada en la Normativa referida.

A.3 TARIFA No. 1-G PEQUEÑAS DEMANDAS USO GENERAL

Art. 48.- Esta tarifa se aplicará a los usuarios finales de Pequeñas Demandas que no estén contemplados en las clasificaciones anteriores.

B. DISPOSICIONES APLICABLES A LAS TARIFAS DE MEDIANA Y GRAN DEMANDA

Art. 49.- Cuando el suministro de energía para un mismo usuario final tenga distintos puntos de entrega, el Distribuidor deberá emitir un documento de cobro por cada punto de entrega.

Art. 50.- En cada documento de cobro mensual el Distribuidor deberá informar al usuario final la demanda registrada de potencia.

Art. 51.- Si el suministro se realiza en media tensión y el equipo de medición está localizado en el lado de baja tensión del transformador, se agregará a los registros de potencia y energía un factor de pérdidas de transformación de acuerdo con las características del transformador. El factor de pérdidas de transformación para potencia y para energía no deberá ser superior a 1.50%.

Art. 52.- Los contratos de suministro deberán incluir recargos cuando el factor de potencia (FP) inductivo sea inferior a 0.90. Cuando el contrato de suministro no contemple lo anterior, o el suministro se realice de conformidad con el presente pliego tarifario, el Distribuidor podrá aplicar los recargos siguientes:

1. Si el FP es igual o mayor que 0.75 y menor que 0.90, el cargo por energía será aumentado en 1% por cada centésima que el FP sea inferior a 0.90;
2. Si el FP menor que 0.75, el cargo por energía será aumentado en 15% más el 2% por cada centésima que el FP sea inferior a 0.75; y,
3. Si el FP fuese inferior a 0.60, el Distribuidor podrá suspender el suministro hasta tanto el usuario final adecúe sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

La medición de factor de potencia se deberá realizar con conocimiento del usuario final, quien deberá ser informado de los resultados en la factura.

El Distribuidor deberá reiniciar el registro de factor de potencia cada vez que realice el correspondiente ciclo mensual de lectura de los medidores de energía eléctrica, y en ningún momento podrá facturar un factor de potencia que no haya sido reiniciado mensualmente. El reinicio se podrá hacer manualmente en el medidor o vía remota en caso que el medidor cuente con la tecnología para ello. En todo caso el distribuidor deberá llevar un registro de los reinicios que se han realizado por factor de potencia, y, además, deberá guardar, al menos seis meses la información, a fin de que en los casos que se requiera, por reclamos del usuario y otras causas, esté disponible.

En los casos que el factor de potencia sea inferior a 0.90, el Distribuidor deberá notificar al usuario final sobre la situación anómala y hacer de su conocimiento que, si no corrige dicha condición en un plazo de 90 días consecutivos contados a partir de la notificación, podría proceder a cobrar el recargo por bajo factor de potencia correspondiente, desde el momento en que fue notificado. Adicionalmente, deberá comunicarle que dicho recargo dejará de aplicarse en cuanto el factor de potencia sea igual o mayor a 0.90.

En todo caso el Distribuidor sólo podrá aplicar esta disposición cuando se realice el correspondiente ciclo de lectura después de transcurridos los 90 días y se confirme que la condición persiste.

Si el usuario final corrige dentro del periodo de 90 días y en los subsiguientes 6 meses contados a partir del vencimiento de ese período reincide con un bajo factor de potencia, el Distribuidor deberá notificar al usuario final sobre su situación anómala considerándose

una reincidencia y podrá proceder a cobrar el recargo por bajo factor de potencia correspondiente, desde el momento en que se notifique la reincidencia.

Vencido el Plazo de 90 días que se otorguen para corregir un factor de potencia inferior a 0.90, dicho beneficio únicamente podrá otorgarse nuevamente a un usuario cuando haya logrado mantener un factor de potencia igual o mayor a 0.90 durante seis meses consecutivos.

Art. 53.- Para los efectos de los suministros con medición horaria, se definen los horarios tarifarios de la siguiente manera:

- a) Punta: de las 18:00 a 22:59 horas;
- b) Resto: de las 05:00 a 17:59 horas; y
- c) Valle: de las 23:00 a 04:59 horas.

C. TARIFA No.2 – MEDIANAS DEMANDAS

Art. 54.- Esta tarifa se aplicará a los usuarios finales cuya demanda máxima sea de más de 10 kW y hasta 50 kW, independientemente del uso que se dé a la energía.

El suministro podrá efectuarse en media o baja tensión, según los requerimientos del usuario final.

Estos usuarios podrán en todo momento solicitar al Distribuidor un cambio de categoría tarifaria para ser trasladados a la correspondiente categoría aplicable a Media Tensión, siempre que reúnan los requisitos de la misma. El Distribuidor podrá proporcionarle en venta o en arrendamiento el correspondiente equipo de transformación y su instalación, para lo cual proporcionará facilidades financieras con un mínimo de un año plazo. El usuario también podrá adquirir o alquilar equipo de transformación para lo cual el Distribuidor deberá suministrarle los datos técnicos y características del equipo.

En los casos que corresponda y de acuerdo al artículo 25 de la Metodología para el Control de los Equipos de Medición, o el que lo sustituya, la distribuidora retirará los medidores electromecánicos que mantengan instalados en los suministros y en su lugar deberá instalar medidores electrónicos que registren mediciones de energía y potencia, en los horarios de punta, resto y valle, así como el valor del factor de potencia.

D. TARIFA No.3 – GRANDES DEMANDAS

Art. 55.- Esta tarifa se aplicará a los usuarios finales cuya demanda máxima sea de más de 50 kW, independientemente del uso que se dé a la energía.

El suministro podrá efectuarse en media o baja tensión, según los requerimientos del usuario final.

Estos usuarios podrán en todo momento solicitar al Distribuidor un cambio de categoría tarifaria para ser trasladados a la correspondiente categoría aplicable a Media Tensión, siempre que reúnan los requisitos de la misma. El Distribuidor podrá proporcionarle en venta o en arrendamiento el correspondiente equipo de transformación y su instalación, para lo cual deberá proporcionarle facilidades financieras con un mínimo de un año plazo. El usuario también podrá adquirir o alquilar equipo de transformación para lo cual el Distribuidor deberá suministrarle los datos técnicos y características del equipo.

VI. SERVICIOS PROVISIONALES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Art. 56.- Se consideran servicios provisionales aquellos que son suministrados para construcciones, festividades, ferias, exposiciones, casos de emergencia y otros ocasionales hasta por un período no mayor de un año.

Los términos, condiciones y cargos de estos servicios serán fijados de acuerdo con las categorías tarifarias definidas en este pliego tarifario. El contrato podrá constar en documento público o privado.

Art. 57.- Todo servicio provisional deberá ser facturado en función de la lectura de un medidor, siempre y cuando sea viable técnicamente su instalación; el medidor será instalado para tales efectos por parte del Distribuidor, quedando a cargo de éste el costo de dicho medidor, de conformidad con la Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones de las Redes de Distribución de Baja y Media Tensión. En caso que no sea técnicamente viable la instalación de un medidor, se deberá facturar con base en un censo de carga, para lo cual el Distribuidor deberá notificar por escrito al usuario final las razones que justifican técnicamente la imposibilidad de instalación del medidor, previo a facturar con base en un censo de carga. Para esta clase de servicio, el Distribuidor deberá garantizar que no afectará la calidad del suministro de energía eléctrica de otros usuarios permanentes conectados a la red.

Art. 58.- El pago del suministro de energía deberá ser garantizado por el usuario final al Distribuidor por medio de un depósito en efectivo o fianza, calculado con base al importe de la facturación estimada durante el período solicitado. El máximo del importe de la garantía, la tasa de interés que devengará la garantía en efectivo, su devolución y los efectos del retraso de su devolución estarán regulados de acuerdo con lo dispuesto en el Art. 12 de este Pliego.

VII DISPOSICIONES FINALES

Art. 59.- Los conflictos que se generen por la aplicación del presente Pliego serán resueltos por la SIGET a solicitud de las partes, para lo cual aplicará las disposiciones y normativas que correspondan según la naturaleza del conflicto, ciñéndose a los plazos definidos en las mismas.

Art. 60.- Los intereses indicados en los Artículos Nos. 10, 21, 34, 35 y 37, serán calculados con base en la tasa de interés promedio ponderada mensual para préstamos de hasta un (1) año plazo, publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador, más cinco puntos.

Anexo 1

Referencia: Artículo 15

MUNICIPIOS DE EXTREMA POBREZA SEVERA

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
AHUACHAPAN	GUAYMANGO	MORAZAN	JOATECA
CABAÑAS	CINQUERA		SAN ISIDRO
	JUTIAPA		SAN SIMON
	ARCATAO		TOROLA
	CANCASQUE	SAN MIGUEL	CAROLINA
	LA LAGUNA		SAN ANTONIO
	LAS VUELTAS	SAN VICENTE	SAN ESTEBAN CATARINA
	OJOS DE AGUA		SANTA CLARA
	POTONICO	SANTA ANA	MASAHUAT
	SAN ANTONIO RANCHOS		SANTIAGO DE LA FRONTERA
	SAN FERNANDO		CALUCO
	SAN FRANCISCO MORAZAN	SONSONATE	CUISNAHUAT
	SAN ISIDRO LABRADOR		SANTO DOMINGO
LA PAZ	PARAISO DE OSORIO		ESTANZUELAS
MORAZAN	GUALOCOCTI	USULUTAN	NUEVA GRANADA
	GUATAJIAGUA		SAN AGUSTIN

MUNICIPIOS DE EXTREMA POBREZA ALTA

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
AHUACHAPAN	JUJUTLA	LA UNION	LISLIQUE
	SAN PEDRO PUXTLA		SAN JOSE
	TACUBA		YAYANTIQUE
CABAÑAS	DOLORES		ARAMBALA
	ILOBASCO		CACAOPERA
	TEJUTEPEQUE		CHILANGA
	VICTORIA		CORINTO
	AGUA CALIENTE	MORAZAN	DELICIAS DE CONCEPCION
	COMALAPA		EL ROSARIO
	CONCEPCION QUEZALTEPEQUE		LOLOTIQUILLO
	EL CARRIZAL		SAN FERNANDO a
	LAS FLORES		SENSEMBRA
	NOMBRE DE JESUS		YAMABAL
	NUEVA TRINIDAD		CIUDAD BARRIOS
	SAN ANTONIO LA CRUZ	SAN MIGUEL	NUEVO EDEN DE SAN JUAN
	SAN FRANCISCO LEMPA		SAN GERARDO
	SAN LUIS DEL CARMEN		SAN JORGE
	SAN MIGUEL DE MERCEDES		SESORI
	EL ROSARIO		APASTEPEQUE
	MONTE SAN JUAN	SAN VICENTE	SAN ILDEFONSO
	SAN CRISTOBAL		SAN LORENZO
	SANTA CRUZ ANALQUITO		VERAPAZ
	TENANCINGO	SANTA ANA	SANTA ROSA GUACHIPILIN
	CHILTIUPAN	SONSONATE	SANTA CATARINA MASAHUAT
	COMASAGUA		STA. ISABEL ISHUATAN
	JICALAPA		ALEGRIA
	TEOTEPEQUE		BERLIN
	SAN ANTONIO MASAHUAT		CONCEPCION BATRES
	SAN EMIGDIO		JUCUARAN
	SAN JUAN TEPEZONTES		MERCEDES UMAÑA
	SAN MIGUEL TEPEZONTES		OZATLAN
	SAN PEDRO NONUALCO		SAN FRANCISCO JAVIER
	SANTA MARIA OSTUMA		SANTA ELENA
LA PAZ	TAPALHUACA		TECAPAN