

SESIÓN ORDINARIA

N.º 71-2014

11 de diciembre de 2014

San José, Costa Rica

SESIÓN ORDINARIA N.º 71-2014

Acta de la sesión ordinaria número setenta y uno-dos mil catorce, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el jueves once de diciembre de dos mil catorce, a partir de las catorce horas. Asisten los siguientes miembros: Grettel López Castro, quien preside; Sylvia Saborío Alvarado; Edgar Gutiérrez López; Pablo Sauma Fiatt y Adriana Garrido Quesada; así como los (as) señores (as): Rodolfo González Blanco, Director General de la Dirección General de Operaciones; Anayansie Herrera Araya, Auditora Interna interina; Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte; Carol Solano Durán, Directora General de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria; Ricardo Matarrita Venegas, Director General de la Dirección General de Estrategia y Evaluación; Laura Suárez Zamora, Jefa de Despacho del Regulador General, y Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 1. Constancias de inasistencia del Regulador General y participación mediante video conferencia de la directora Adriana Garrido Quesada.

Se deja constancia de que el señor Dennis Meléndez Howell, Regulador General, no asiste en esta oportunidad, toda vez que se encuentra incapacitado.

En ausencia del Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de su incapacidad, durante el periodo comprendido del 1º al 12 de diciembre de 2014, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente.

De conformidad con el artículo 57 inciso a) sub inciso 6 e inciso b) sub inciso 3) de la misma ley, la señora Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta, sustituye al señor Dennis Meléndez Howell, Regulador General, durante sus ausencias temporales, por lo que en esta sesión, asume la presidencia de la Junta Directiva.

Asimismo, se deja constancia que la directora Adriana Garrido Quesada participa mediante el sistema de video conferencia, desde Marsella, Francia, de acuerdo con su carta del 11 de setiembre de 2014, dirigida al señor Dennis Meléndez Howell, Presidente de esta Junta Directiva.

ARTÍCULO 2. Aprobación del Orden del Día.

La señora **Grettel López Castro** da lectura al Orden del Día de esta sesión. Sugiere conocer el asunto relacionado con las propuestas finales de las normas técnicas de electricidad, una vez finalizado el conocimiento del “Plan de Mejora Regulatoria y de Simplificación de Trámites”.

La Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 01-71-2014

Aprobar el Orden del Día de esta sesión con el siguiente cambio:

- Conocer el asunto relacionado con las propuestas finales de las normas técnicas de electricidad, una vez finalizado el conocimiento del “Plan de Mejora Regulatoria y de Simplificación de Trámites”.

El Orden del Día ajustado a la letra dice:

1. *Aprobación del Orden del Día.*
2. *Aprobación de las actas de las sesiones 68-2014 y 70-2014.*
3. *Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.*
4. *Correspondencia recibida.*

Aprobación de la Contraloría General de la República del presupuesto inicial del período 2015, de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Oficio DFOE-EC-0778/13601 del 8 de diciembre de 2014.

5. *Asuntos resolutivos.*
 - 5.1 *Modificación presupuestaria N° 13-2014 al presupuesto de ARESEP. Oficios 365-DGEE-2014 y 364-DGEE-2014 ambos del 5 de diciembre de 2014.*
 - 5.2 *Continuación del análisis de los oficios 0060-0443-2014 y 0060-0488-2014, presentados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), respecto a la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional”*
 - 5.3 *Propuesta final del “Plan de Mejora Regulatoria y de Simplificación de Trámites”, para cumplir con las disposiciones de la Ley 8220, su reforma y su reglamento, así como con el acuerdo del Consejo de Gobierno tomado en la sesión número once del 15 de julio de 2014, en el cual solicitan la formulación del Plan de Mejora Regulatoria para el 2015.*
 - 5.4 *Propuestas finales de las normas técnicas de electricidad:*
 - i. *AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” Expediente OT-209-2014.*

- ii. *R-NT-SUMEL "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo" Expediente OT-210-2014. Oficio 1035-DGAJR-2014 del 9 de diciembre de 2014.*
 - iii. *AR-NT-SUINAC "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas". Expediente OT-211-2014.*
 - iv. *AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión". Expediente OT-212-2014.*
- 5.5 *Solicitud urgente de ejecución de sentencia firme con carácter de cosa juzgada material, presentada por el señor Enrique Rojas Franco, en representación de Henry Murillo, respecto del proceso contencioso administrativo interpuesto por Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A., contra la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Oficio 1015-DGAJR-2014 del 3 de diciembre de 2014.*
- 5.6 *Recurso de apelación interpuesto por el señor Carlos Enrique Piedra Campos, contra la resolución 090-RIT-2014 del 4 de agosto de 2014. Oficio 1033-DGAJR-2014 del 9 diciembre de 2014.*
- 5.7 *Propuesta de modificación al Reglamento para la Administración y el uso de los espacios para el estacionamiento en las instalaciones que ocupe la ARESEP (RAUDE). Oficios 778-DGO-2014 del 8 de diciembre de 2014 y 113-DSG-2014 del 27 de noviembre de 2014.*
- 5.8 *Propuesta final del Reglamento para el Uso de los Recursos de Tecnologías de Información de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RUTI). Oficio 1029-DGAJR-2014/290-DTI-2014/8698-SUTEL-DGO-2014.*
- 5.9 *Recurso de apelación por inadmisión interpuesto por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A., contra la resolución RIE-082-2013 del 20 de setiembre de 2013. Expediente OT-300-2013. Oficio 1001-DGAJR-2014 del 28 de noviembre de 2014.*
- 5.10 *Recurso de apelación presentado por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A., contra la resolución de la Intendencia de Energía, RIE-044-2013 del 10 de abril de 2013. Expediente ET-227-2012. Oficio 1027-DGAJR-2014 del 8 de diciembre de 2014.*
- 5.11 *Recurso de apelación en subsidio y gestión de nulidad interpuesta por el Consejo de Transporte Público, contra la resolución RRG-326-2014 del 28 de agosto de 2014. Expediente ET-92-2014. Oficio 1026-DGAJR-2014 del 08 de diciembre de 2014.*
- 5.12 *Discusión del tema salarial.*

6. *Asuntos informativos.*

- 6.1 *Respuesta a la Asamblea Legislativa en torno al proyecto de “Ley de incentivos para el uso, financiamiento y adquisición de Sistemas de generación de fuentes de energía renovable”. Expediente 19.352. Oficio 165-RGA-2014 del 5 de diciembre de 2014.*
- 6.2 *Disconformidad con el funcionamiento de la Dirección General de Atención al Usuario, con respecto a la programación de audiencias en procesos de ajuste tarifario en materia de transporte, modalidad autobús. Carta de la señora María del Pilar Ospina del 1º de diciembre del 2014.*
- 6.3 *Solicitud de la fecha prevista para la conclusión y entrega del resultado de la auditoría que está realizando la ARESEP, para determinar el origen de los fondos aportados a SORESCO presentado por el diputado Antonio Alvarez Desanti. Expediente 18.856. Oficio ADD-PLN0115-2014 del 25 de noviembre de 2014.*

ARTÍCULO 3. Asuntos de los miembros de la Junta Directiva.

La Junta Directiva sesiona de forma privada, con el propósito de intercambiar impresiones respecto al proyecto de “Ley de límites a las remuneraciones totales en la función pública” y otros temas presentados por la Administración.

ARTÍCULO 4. Aprobación de las actas de las sesiones 68-2014 y 70-2014.

En cuanto al acta de la sesión 68 -2014

Los señores miembros de la Junta Directiva conocen el borrador del acta de la sesión 68-2014, celebrada el 24 de noviembre de 2014.

La señora **Grettel López Castro** indica que se abstiene de votar dicha acta, ya que no presidió la sesión en esa oportunidad.

Por su parte, el director **Pablo Sauma Fiatt** señala que también se abstiene de votarla, dado que no estuvo presente cuando se celebró dicha sesión.

La señora **Grettel López Castro** la somete a votación y la Junta Directiva resuelve, con los votos de los directores Saborío Alvarado, Gutiérrez López y Garrido Quesada:

ACUERDO 02-71-2014

Aprobar el acta de la sesión 68-2014, celebrada el 24 de noviembre de 2014, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva, para su revisión, con la salvedad realizada por la señora Grettel López Castro, en el sentido de que no presidió la sesión en esa oportunidad; así como la del señor Pablo Sauma Fiatt quien no estuvo presente en la celebración de la misma.

En cuanto al acta de la sesión 70-2014

Los señores miembros de la Junta Directiva conocen el borrador del acta de la sesión 70-2014, celebrada el 4 de diciembre de 2014.

La directora **Adriana Garrido Quesada** señala que se abstiene de votar dicha acta, dado que no estuvo presente cuando se celebró.

La señora **Grettel López Castro** la somete a votación y la Junta Directiva resuelve, con los votos de los directores (as) López Castro, Saborío Alvarado, Gutiérrez López y Sauma Fiatt:

ACUERDO 03-71-2014

Aprobar el acta de la sesión 70-2014, celebrada el 4 de diciembre de 2014, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva, para su revisión, con la salvedad realizada por la señora Adriana Garrido Quesada en el sentido de que no estuvo presente en la celebración de la misma.

ARTÍCULO 5. Aprobación de la Contraloría General de la República del presupuesto inicial del período 2015 de la ARESEP.

La Junta Directiva conoce el oficio DFOE-EC-0778/13601 del 8 de diciembre de 2014, mediante el cual la Contraloría General de la República remite la aprobación del presupuesto inicial del período 2015, de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

El señor **Ricardo Matarrita Venegas** informa que se recibió la aprobación por parte de la Contraloría General de la República (CGR) del Presupuesto 2015 de la ARESEP. Señala que en conversaciones que sostuvo con el ente contralor, le indicaron que estaban muy satisfechos con la presentación del documento.

Ante una consulta del señor **Edgar Gutiérrez López** respecto a si la Contraloría General de la República aprobó todas las plazas, el señor **Ricardo Matarrita Venegas** señala que, efectivamente, aprobó lo correspondiente a las plazas por servicios especiales y por cargos fijos, además se refirió al tema de alquiler del edificio.

Analizado el tema, se sugiere dar acuse de recibo al oficio de la Contraloría General de la República. La señora **Grettel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

ACUERDO 04-71-2014

Dar acuse de recibo al oficio DFOE-EC-0778/13601 del 8 de diciembre de 2014, remitido por la Contraloría General de la República, mediante el cual aprueba el presupuesto inicial del período 2015 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, por la suma de ¢17.056.002,56 miles.

ACUERDO FIRME.

ARTÍCULO 6. Modificación presupuestaria N° 13-2014 al presupuesto de la ARESEP.

A las catorce horas con cincuenta minutos ingresa al salón de sesiones, la señora Conchita Villalobos Segura, funcionaria de la Dirección General de Estrategia y Evaluación, a exponer el tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce los oficios 364-DGEE-2014 y 365-DGEE-2014, ambos del 5 de diciembre de 2014, mediante los cuales la Dirección General de Estrategia y Evaluación somete, para su aprobación, la Modificación Presupuestaria N° 13-2014 al presupuesto de la ARESEP, por un monto neto de ¢ 9.6 millones, cuyo detalle al nivel de partida es el siguiente:

CUENTA	DESCRIPCION	RESUMEN	
		AUMENTA	DISMINUYE
	TOTALES	¢ 9.603.000,00	9.603.000,00
0,00,00	REMUNERACIONES	-	-
1,00,00	SERVICIOS	3.573.000,00	551.000,00
2,00,00	MATERIALES Y SUMINISTROS	-	1.000.000,00
5,00,00	BIENES DURADEROS	30.000,00	-
6,00,00	TRANSFERENCIAS CORRIENTES	6.000.000,00	8.052.000,00
9,00,00	CUENTAS ESPECIALES	-	-

El señor **Ricardo Matarrita Venegas** se refiere a la modificación que se eleva a conocimiento en esta oportunidad e indica que es la última modificación del año. Asimismo, señala que la Dirección General de Estrategia y Evaluación tiene elaborada una propuesta de reglamento de modificaciones presupuestarias, la cual se va a someter a conocimiento de este Cuerpo Colegiado a principios del 2015 y cuyo objetivo es modificar los niveles de conocimiento que debe tener la Junta Directiva en esta materia.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** se refiere a lo expuesto por el señor Ricardo Matarrita e indica que trece modificaciones presupuestarias al año, son demasiadas para el monto de presupuesto que maneja una Institución como la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. En su criterio, el número es significativo.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** señala que de lo expuesto se desprende que el monto de las modificaciones en relación al presupuesto realmente bajó a menos de la mitad con respecto al año anterior. Sugiere analizar cuándo hay una masa crítica que justifique el presentar una modificación, de manera que se planteen las modificaciones cada dos meses, lo cual significaría conocer seis al año.

El señor **Ricardo Matarrita Venegas** expresa que no es por el número o la frecuencia, sino por el monto total, ya que se podrían hacer seis, pero con un cambio de 20% en una. De hecho, hubo un momento en que había tres modificaciones y las tres eran importantes en monto, por lo que habría que analizar la frecuencia.

Otro aspecto a destacar, es que teniendo el reglamento de modificaciones, la Junta Directiva únicamente va a conocer aquellas que tengan impacto en el Plan Operativo Institucional (POI) y las que son de naturaleza operativa, las puede resolver la Administración.

Seguidamente, la señora **Conchita Villalobos Segura** explica los pormenores de la propuesta de la modificación presupuestaria, dentro de los cuales, se refiere a las solicitudes específicas de la Dirección General de Operaciones, la oficina de Comunicación Institucional, la Dirección de Recursos Humanos y de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Estrategia y Evaluación, conforme a los oficios 364-DGEE-2014 y 365-DGEE-2014, la señora **Grettel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

ACUERDO 05-71-2014

Aprobar la modificación presupuestaria No. 13-2014 al presupuesto de la ARESEP, por un monto de ₡9.603.000.00 (nueve millones seiscientos tres mil colones con 00/100), tal como se presenta en la información contenida en el documento remitido mediante el oficio 364-DGEE-2014 de la Dirección General de Estrategia y Evaluación.

ACUERDO FIRME.

A las quince horas se retira la señora Conchita Villalobos Segura.

ARTÍCULO 7. Continuación del análisis de los oficios 0060-0443-2014 y 0060-0488-2014, presentados por el ICE, respecto a la Metodología del CVC.

A partir de este momento ingresa al salón de sesiones, la señora Karla Montero Víquez, Asesora de la Intendencia de Energía, a participar en la presentación de este artículo.

La Junta Directiva continúa con el análisis de los oficios 0060-0443-2014 y 0060-0488-2014, presentados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), respecto a la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional”, los cuales se conocieron inicialmente en la sesión 70-2014 del 5 de diciembre de 2014.

La señora **Grettel López Castro** indica que en línea con lo que se ha venido analizando en torno a las solicitudes del Instituto Costarricense de Electricidad, se solicitó a la Intendencia de Energía, emitir una recomendación a esta Junta Directiva basada en un estudio técnico, para lo cual le solicita a la señora Karla Montero Víquez referirse puntualmente al asunto.

La señora **Karla Montero Víquez** explica de manera sucinta el criterio de la Intendencia de Energía, el cual se deriva en dos aspectos principales:

- i. Que con el marco metodológico vigente no se puede garantizar una tarifa única para el 2015, y que es la pretensión del ICE, esto por cuanto la metodología establece que se deben hacer ajustes trimestrales respecto de los gastos reales pagados por esa institución para la compra de combustibles para la generación térmica.

- ii. Que en búsqueda de alternativas que puedan facilitar el proceso por el cual se pueda llegar al mismo objetivo, se recomienda a esta Junta Directiva sugerirle al ICE la fijación ordinaria que da un marco mucho más flexible para los cálculos de la tarifa, y consideren una nueva propuesta tarifaria, con lo cual puedan y permitiría redistribuir sus costos normales a lo largo de los trimestres del año.

Indica que el criterio técnico de la Intendencia de Energía está contenido en el oficio 1704-IE-2014, el cual sirve de fundamento para dar respuesta a la solicitud del ICE. Asimismo, se refiere al acuerdo que cabría tomar sobre el particular.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Intendencia de Energía, conforme al oficio 1704-IE-2014, la señora **Gretel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

ACUERDO 06-71-2014

- I. Rechazar, con base en el oficio 1704-IE-2014, la solicitud del Instituto Costarricense de Electricidad en cuanto a la distribución de los gastos de combustibles para la generación térmica del año 2015 cuantificados para aplicación de la metodología CVC.
- II. Sugerirle al ICE que valore la posibilidad de estructurar lo requerido para plantear vía solicitud ordinaria, que les permita, dentro del marco metodológico vigente, lograr el objetivo que dio origen a su solicitud, el de mantener tarifas constantes durante el 2015.
- III. Comunicar al Instituto Costarricense de Electricidad este acuerdo y el oficio 1704-IE-2014.
- IV. Comunicar a la Intendencia de Energía.

ACUERDO FIRME.

Se retira la señora Karla Montero Víquez.

ARTÍCULO 8. Propuesta final del “Plan de Mejora Regulatoria y de Simplificación de Trámites”.

A partir de este momento ingresa al salón de sesiones, la señora Marta Monge Marín, Directora General de Atención al Usuario, a exponer el tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce la propuesta final del “Plan de Mejora Regulatoria y de Simplificación de Trámites”, para cumplir con las disposiciones de la Ley 8220, su reforma y su reglamento, así como con el acuerdo del Consejo de Gobierno tomado en la sesión número once del 15 de julio de 2014, en el cual solicitan la formulación del Plan de Mejora Regulatoria para el 2015, la cual se remitió a consulta pública conforme al acuerdo 09-64-2014, del acta de la sesión 64-2014 del 30 de octubre de 2014.

La señora **Marta Monge Marín** explica los pormenores de la propuesta final del citado Plan; así como las observaciones recibidas en la consulta pública realizada durante el mes de noviembre de 2014. Agrega que, en dicha consulta, únicamente se recibió una observación por parte de la señora Maritza Hernández, Coordinadora Foro Nacional de Transportes Modalidad Autobús, Presidenta Cámara Nacional de Transportes, la cual procede a explicar brevemente en qué consistió.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Atención al Usuario, la señora **Grettel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

RESULTANDO:

Que mediante oficio 4007-DGAU-2014/89155, la señora Marta Monge Marín, Directora General de Atención al Usuario, actuando como Oficial de Simplificación de Trámites, informa a esta Junta Directiva que en cumplimiento del acuerdo 09-64-2014, la propuesta de Plan Institucional y Mejora Regulatoria para el año 2015, fue sometida a consulta mediante publicación en la página web institucional durante todo el mes de noviembre, asimismo que se habilitó una cuenta de correo electrónico para la recepción de observaciones a dicha propuesta, cuenta en la cual únicamente ingresó una observación a nombre de Maritza Hernández Castañeda, Coordinadora Foro Nacional de Transportes Modalidad Autobús, Presidenta Cámara Nacional de Transportes. Indica la señora Monge, que en cumplimiento de las disposiciones de la Ley 8220 y su reglamento, así como del acuerdo tomado en la sesión ordinaria once del Consejo de Gobierno, corresponde a esta Junta Directiva aprobar el Plan Institucional y Mejora Regulatoria para el año 2015, y dicho plan deberá ser puesto a disposición de la ciudadanía en la página web de cada institución, junto con los informes de avances semestrales.

CONSIDERANDO:

- I. Que el Reglamento a la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos No. 37045- MP-MEIC, establece que como *parte de un proceso de mejora continua todos los entes y órganos de la Administración Pública, deberán formular anualmente un Plan de Mejora Regulatoria y Simplificación de Trámites debidamente priorizado y calendarizado, usando como insumo el Catálogo Nacional de Trámites, en cuya elaboración la Administración Pública deberá realizar una evaluación del inventario de trámites obtenido, a fin de definir cuáles trámites deben ser eliminados o modificados y formular tales ajustes en ese plan.*
- II. Que el Reglamento a la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos No. 37045- MP-MEIC, establece que el Plan de Mejora Regulatoria *deberán publicarse en la página web de cada institución y estar visibles al público. De igual manera se deberán tener los avances que se alcanzan de tales metas.*

- III. Que el Reglamento a la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos No. 37045- MP-MEIC, establece que en la Administración descentralizada los programas de Mejora Regulatoria y Simplificación de Trámites deberán ser aprobados por sus respectivas Juntas o Consejos Directivos, u órgano jerárquico que las dirija.
- IV. Que mediante acuerdo tomado en la sesión ordinaria número once del Consejo de Gobierno, ese órgano dispuso *“Instar a los órganos y a las entidades de toda la Administración Pública, central y descentralizada, para que designen el Oficial de Simplificación de Trámites, conforme el artículo 11 de la Ley No. 8220, su reforma y su reglamento. Asimismo, para que formulen anualmente un Plan de Mejora Regulatoria y simplificación de Trámites, debidamente priorizado y calendarizado, el cual se pondrá a disposición de la ciudadanía en la página “web” de cada institución, junto con los informes de avances semestrales, cumpliendo así con los principios de transparencia y rendición de cuentas.”*
- V. Que mediante acuerdo 09-64-2014 esta Junta Directiva acordó someter a consulta mediante publicación en la página web institucional, durante el mes de noviembre de 2014, la propuesta de Plan Institucional y Mejora Regulatoria para el año 2015, presentada por la oficial de simplificación de trámites.
- VI. Que según informa la señora Marta Monge Marín, en su condición de oficial de simplificación de trámites, durante todo el mes de noviembre de 2014, y hasta la fecha, se ha mantenido publicado y en consulta el Plan Institucional y Mejora Regulatoria para el 2015, asimismo que se habilitó una cuenta de correo electrónico para la recepción de observaciones al plan referido.
- VII. Que en la cuenta de correo electrónico habilitada al efecto, se recibió a las 10:31 horas del jueves 27 de noviembre de 2014, correo procedente de la cuenta legalcnt@gmail.com, a nombre de Maritza Hernández Castañeda, Coordinadora Foro Nacional de Transportes Modalidad Autobús, Presidenta Cámara Nacional de Transportes, la siguiente observación: *“Por este medio nos referimos a la Propuesta de Mejora Regulatoria y simplificación de trámites 2015 presentado por la Aresep mediante su página WEB./ Al respecto, respetuosamente manifestamos:/ 1.- Compartimos la necesidad de que se simplifiquen (sic) los trámites en general, y especialmente en cuanto a las peticiones tarifarias de los concesionarios y permisionarios de ruta regular que se realizan ante la Intendencia de Transporte, con el fin de dar mayor seguridad jurídica, agilidad y transparencia al sistema. En ese sentido, nos preguntamos si el plazo de ejecución podría ser menor y pudiera concluirse durante el primer semestre de 2015. / 2.- Las entidades que conforman el Foro quedan a disposición para participar en lo que nos corresponda con la Autoridad Reguladora para cumplir con el propósito de simplificar de trámites y mejora regulatoria, para lo cual pedimos ser contactados en su oportunidad por medio del correo camaranacionaltransportes@ice.co.cr.”*
- VIII. Que según la programación contenida en el Plan de Mejora Institucional, las mejoras en el trámite de atención de quejas están para concluir el 26 de junio de 2015, sea durante el primer semestre de 2015.

- IX.** Que según la programación contenida en el Plan de Mejora Institucional, las mejoras en el trámite de atención de peticiones tarifarias de autobuses están para concluir el 30 de agosto de 2015. Esa planificación, a criterio de esta Junta es realista y oportuna, toda vez que el proceso implica la realización de diversas actividades tales como trabajo con operadores, recopilación y sistematización de la información, validación de información, actualización del bloque normativo institucional aplicable, desarrollo de herramientas tecnológicas, realizar validación de herramientas, capacitar usuarios internos y externos, realizar "pase a producción" de herramientas, e implementar plan piloto de fijación tarifaria con apoyo de herramientas desarrolladas. Asimismo, debe tenerse en cuenta que todas estas actividades para consolidar la mejora regulatoria, se van a realizar con los recursos ya aprobados en el presupuesto institucional para el año 2015, además que el sector de transportes, modalidad autobús, es el que mayor número de prestadores tiene, razones por las cuales el plazo programado debe mantenerse.
- X.** Que pese a que el acuerdo del Consejo de Gobierno citado solicita la publicación de los informes de avance en el Plan de Mejora Regulatoria sea de manera semestral, dado que la programación realizada en ese plan implica su implementación en seis meses en un trámite y ocho en otro, considera esta Junta Directiva que la publicación de tales informes debe darse al menos de manera trimestral.

POR TANTO
LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
ACUERDA:

ACUERDO 07-71-2014

- I.** Indicarle a la señora Maritza Hernández Castañeda, Coordinadora Foro Nacional de Transportes Modalidad Autobús, Presidenta Cámara Nacional de Transportes, la imposibilidad de modificar el plazo de ejecución del Plan Institucional y Mejora Regulatoria para el año 2015, sometido a consulta por acuerdo de esta Junta Directiva número 09-64-2014.
- II.** Aprobar sin modificaciones el Plan Institucional y Mejora Regulatoria para el año 2015, sometido a consulta por acuerdo de esta Junta Directiva número 09-64-2014.
- III.** Instruir a la señora Marta Monge Marín, en su condición de Oficial de Simplificación de Trámites, para que coordine las acciones necesarias a fin de que el Plan Institucional y Mejora Regulatoria para el año 2015, sea publicado en la página web institucional, así como los informes de avances al menos de manera trimestral.
- IV.** Comuníquese a la señora Maritza Hernández Castañeda, Coordinadora Foro Nacional de Transportes Modalidad Autobús, Presidenta Cámara Nacional de Transportes.

ACUERDO FIRME.

Se retira la señora Marta Monge Marín.

ARTÍCULO 9. Propuestas finales de las normas técnicas de electricidad.

A las quince horas con veinte minutos, ingresan al salón de sesiones, la señorita Viviana Lizano Ramírez, la señora Alejandra Castro Cascante, los señores Edwin Espinoza Mekbel y José Carlos Rojas Vargas, funcionarias (os) de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria. Asimismo, ingresan la señora Karla Montero Víquez de la Intendencia de Energía; el señor Edgar Cubero Castro, integrante de la Comisión ad hoc. Además ingresan el señor Marlon Yong Chacón y la señora Mariana Barrantes Chaves, funcionarios de esta Institución, así como el señor Jorge Blanco Roldán, funcionario de la Universidad de Costa Rica, a participar en la presentación de este artículo.

La Junta Directiva conoce los oficios que a continuación se detallan, por cuyo medio la Comisión ad hoc y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, presentan en ese orden, las propuestas finales de las normas técnicas de electricidad y los criterios técnicos legales sobre las mismas, las cuales se sometieron al proceso de audiencia pública de conformidad con los acuerdos 02-53-2014, 03-53-2014, 04-53-2014 y 05-53-2014, del 11 de setiembre de 2014:

- i. AR-NT-SUCAL "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión" Expediente OT-209-2014. Oficios 1038-DGAJR-2014 del 10 de diciembre de 2014 y 0037-CAHMNE-2014 del 27 de noviembre de 2014.
- ii. AR-NT-SUMEL "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo" Expediente OT-210-2014. Oficios 1035-DGAJR-2014 del 9 de diciembre de 2014, 0036-CAHMNE-2014, ambos del 27 de noviembre de 2014 y 0043-CAHMNE-2014 del 10 de diciembre de 2014.
- iii. AR-NT-SUINAC "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas". Expediente OT-211-2014. Oficios 1044-DGAJR-2014 de 10 de diciembre de 2014, 0040-CAHMNE-2014 y 0042-CAHMNE-2014 del 3 de diciembre de 2014 y 0045-CAHMNE-2014 de 10 de diciembre de 2014.
- iv. AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión". Expediente OT-212-2014. Oficios 1046-DGAJR-2014 del 11 de diciembre de 2014, 0042-CAHMNE-2014 del 8 de diciembre de 2014 y 0046-CAHMNE-2014 del 10 de noviembre de 2014.

La señorita **Viviana Lizano Ramírez**, la señora **Alejandra Castro Cascante** y el señor **Edwin Espinoza Mekbel** explican detalladamente para cada caso los antecedentes, los cambios con respecto a la versión sometida al proceso de audiencia pública, los cambios específicos de fondo sustanciales, así como las conclusiones y recomendaciones para cada propuesta de norma técnica.

Entre las recomendaciones emitidas por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria a la Junta Directiva, está valorar que, en caso de mantenerse los cambios de fondo sustanciales identificados y expuestos en esta oportunidad en las cuatro propuestas de normas técnicas remitidas por la Comisión ad hoc, mediante los oficios 0037-CAHMNE-2014 y 0036-CAHMNE-2014, ambos del 27 de noviembre de 2014, y 0040-CAHMNE-2014 y 0042-CAHMNE-2014, del 3 y 8 de diciembre de 2014, respectivamente, estas deberán someterse nuevamente al proceso de audiencia pública, de conformidad con lo establecido en los artículos 9 de la Constitución Política y 36 de la Ley 7593.

Asimismo, se debe comunicar a la Contraloría General de la República, los acuerdos que lleguen a dictarse e informar a dicho ente, sobre el cumplimiento de la disposición DFOE-AE-IF-04-2013.

Seguidamente se suscita un intercambio de impresiones entre los señores miembros de la Junta Directiva, dentro de los cuales hubo consenso en acoger las recomendaciones de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y someter nuevamente las normas técnicas de electricidad al proceso de audiencia pública.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, conforme a los oficios 1038-DGAJR-2014, 1035-DGAJR-2014, 1044-DGAJR-2014 y 1046-DGAJR-2014, la señora **Grettel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

a) En cuanto a la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”

ACUERDO 08-71-2014

- I.** Dar por finalizado el proceso de discusión de la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, sometida a audiencia pública mediante acuerdo 02-53-2014, del acta de la sesión 53-2014 del 11 de setiembre de 2014, y ordenar el archivo del expediente OT-209-2014.
- II.** Agradecer a todos los participantes del proceso de audiencia pública en el cual se discutió la propuesta de la norma técnica señalada en el punto anterior e informarles que, con fundamento en lo señalado por la Comisión ad hoc en el oficio 0037-CAHMNE-2014 del 27 de noviembre de 2014 y el criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria 1038-DGAJR-2014 del 10 de diciembre de 2014, esta Junta Directiva someterá a una nueva audiencia pública la propuesta ajustada de la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, expediente OT-209-2014.
- III.** Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia a la disposición DFOE-AE-IF-04-2013.

ACUERDO FIRME.

ACUERDO 09-71-2014

- I.** Someter al trámite de audiencia pública la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Comisión ad hoc mediante el oficio 0037-CAHMNE-2014 del 27 de noviembre de 2014, cuyo texto se transcribe a continuación:

**"Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión"
(AR-NT-SUCAL)**

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma establece:

- a. Las características físicas principales de la tensión eléctrica con que debe suministrarse la energía eléctrica, en el punto de entrega a los abonados o usuarios, desde una red de distribución a baja y media tensión, en condiciones normales de explotación, incluyendo los límites de las variaciones de tensión de corta duración tolerables.
- b. Los límites de las distorsiones en la tensión introducidas por los equipos propiedad de los abonados o usuarios en las redes de distribución a baja y media tensión.
- c. Las condiciones bajo las cuales se evaluará la calidad en la continuidad del suministro eléctrico en la etapa de distribución del negocio eléctrico tanto en baja como en media tensión, en relación con la duración y frecuencia de las interrupciones.

Artículo 2. Obligatoriedad y responsabilidad

El cumplimiento de las condiciones de calidad del suministro eléctrico establecidas en esta norma, es obligatorio para todas las empresas de distribución, que se encuentren establecidas en el país o que se llegasen a establecer, de conformidad con las leyes correspondientes.

Las empresas distribuidoras no serán responsables de los daños y perjuicios que se originen por el suministro eléctrico fuera de las condiciones establecidas en esta norma, cuando las mismas se originen por:

- a. La acción directa de eventos de fuerza mayor, caso fortuito y exoneración de responsabilidades previstas en la legislación vigente.
- b. El incumplimiento de la instalación eléctrica del abonado o usuario con las disposiciones del Código Eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y la propiedad o disposiciones aplicables emitidas por la Autoridad Reguladora.

- c. El uso de equipos con requerimientos de energía, tensión y frecuencia con características diferentes a las establecidas en la presente norma.
- d. Condiciones especiales que deberán ser notificadas y justificadas ante la ARESEP en un plazo no mayor de 8 días naturales a partir de la condición especial.

Las características técnicas del suministro eléctrico aquí definidas, pueden ser reemplazadas parcial o totalmente por los términos de un contrato entre un abonado o usuario y la empresa distribuidora, siempre y cuando no se afecten las condiciones de suministro de terceros y se cuente con la aprobación de la Autoridad Reguladora.

Artículo 3. Propósito

El objeto de la presente norma es:

- a. Uniformar y definir los valores de los parámetros físicos, que caracterizan a la tensión de suministro en los siguientes aspectos:
 - i. Frecuencia de red, amplitud y desbalance de la tensión de suministro, con sus respectivos límites de variación.
 - ii. Las variaciones de corta duración de la tensión de suministro y sus límites tolerables en cuanto a magnitud, duración y repetición.
 - iii. Los límites en la magnitud y los umbrales de las distorsiones en la tensión, introducidas por los equipos propiedad de los abonados o usuarios, en las redes de distribución a baja y media tensión.
- b. Definir y describir los términos que regirán para la determinación y evaluación de la calidad en la continuidad del suministro eléctrico, en los siguientes aspectos: cantidad, duración y ubicación topológica de las interrupciones del suministro eléctrico.
- c. Definir los criterios normalizados con los cuales las empresas eléctricas tratarán las perturbaciones eléctricas que se susciten en la red de distribución nacional, en relación con los aspectos siguientes: identificación, registro, conteo y tratamiento

Artículo 4. Definiciones

Para los efectos correspondientes a esta norma, se aplican las definiciones siguientes:

Abonado: persona física o jurídica que ha suscrito o aceptado uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Alta tensión (abreviatura: A_T): tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es superior a 100 kV.

Área de concesión: área territorial asignada por ley o por concesión para la distribución o comercialización de la energía eléctrica.

Área de distribución: área territorial, dentro del área de concesión donde la empresa distribuidora posee redes eléctricas de distribución.

Autoridad Reguladora (ARESEP): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Avería: cualquier daño, deterioro o cambio no deseado en las propiedades físicas, químicas o eléctricas de un equipo o componente de una red y que llevan hacia la pérdida o disminución de su funcionalidad.

Baja tensión (abreviatura: B_T): nivel de tensión menor o igual a 1 kV.

Bajo nivel de tensión: condición de tensión inferior al valor mínimo de operación normal permitido respecto del valor de tensión nominal, con una duración superior a un minuto.

Calidad de la tensión de suministro: se refiere a las características de la tensión (magnitud y frecuencia) normal suministrada a un servicio eléctrico para su utilización.

Caso fortuito: acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben ser demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Concesión: es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

Condiciones especiales de operación: operación del sistema de distribución o parte de él, bajo características diferentes a las habituales y que tengan como fin la continuidad del servicio, con detrimento de la calidad de tensión.

Condiciones normales de operación: condiciones que permiten responder a la demanda de potencia y energía, a las maniobras de operación y a la eliminación de fallas por los sistemas de protección manuales o automáticos, en la ausencia de condiciones especiales o a casos de fuerza mayor o caso fortuito.

Continuidad del suministro eléctrico: medida de la continuidad (libre de interrupciones) con que la energía se brinda a los abonados y usuarios para su utilización.

Contrato para el suministro de energía eléctrica: documento suscrito entre una empresa eléctrica y un abonado, en el que se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el servicio eléctrico, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes, en estricto apego a la normativa y leyes vigentes.

Desbalance de las tensiones trifásicas: diferencia entre los valores de las magnitudes de tensión entre fases o entre fases y neutro.

Distorsión en la onda de tensión o corriente: cualquier desviación con respecto de la forma de onda sinusoidal nominal de la tensión o corriente.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Ente Regulador: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Frecuencia de la tensión: tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un segundo.

Fuerza mayor: hechos de la naturaleza tales como vientos, lluvias, huracanes, tornados, movimientos sísmicos, maremotos, inundaciones y tormentas eléctricas, que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Hueco de tensión (Sag): disminución del valor eficaz (rms) de tensión a 90 % hasta 10 % con respecto del valor de tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.

Impulso de tensión (transitorio): un cambio súbito, unidireccional (positivo o negativo) en la tensión, a una frecuencia diferente de la fundamental.

Índice de calidad: medida cuantitativa que permite efectuar un diagnóstico sobre la calidad del suministro eléctrico y que coadyuva a establecer medidas correctivas con el fin de lograr su mejoramiento en forma continua.

Interrupción: pérdida de la tensión en una o más fases durante un periodo dado.

Media tensión (abreviatura: MT): nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor o igual a 100 kV.

Norma técnica: precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos, de conformidad con los artículos 6 y 14 de la Ley N° 7593 y sus reformas.

Parpadeo (Flicker): impresión de irregularidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso cuya luminosidad o distribución espectral fluctúa en el tiempo.

Pico de tensión (Swell): aumento del valor eficaz (rms) de tensión a un valor comprendido entre el 110 % y 180 % de la tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.

Punto de entrega: es el lugar topológico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento.

Ramal: En media tensión, derivación del circuito principal que cuenta con su protección propia. En baja tensión, derivación de la red que parte de la conexión al secundario del transformador.

Red de distribución: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta tensión/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Red eléctrica: conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.

Servicio eléctrico: disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución y, en las condiciones para su comercialización.

Sitio geográfico: es el lugar geográfico: provincia, cantón, distrito, etc., donde se instala o se ubica un equipo eléctrico o se suscita una avería o perturbación.

Sobretensión (Alto nivel de tensión): condición de tensión superior al valor máximo de operación normal permitido respecto del valor de tensión nominal, con una duración superior a un minuto.

Tensión de alimentación (V_a): valor eficaz (rms) de la tensión (fase-fase o fase-neutro) presente en el punto de entrega en un instante dado.

Tensión de servicio V_s : la tensión en valor eficaz (rms) en el punto donde se enlazan la instalación del abonado o usuario y la red general de distribución.

Tensión mínima de una red de distribución $V_{\min}$: el valor eficaz (rms) más bajo de la tensión permisible, en condiciones normales de operación, en una red de distribución o parte de ella.

Tensión nominal (V_n) de una red de distribución: tensión en valor eficaz (rms) que caracteriza o identifica una red de distribución o parte de ella y a la cual se hace referencia para ciertas características de operación de dicha red o porción de la misma.

Tiempo de localización: intervalo de tiempo comprendido entre el momento en que la cuadrilla se ubica en el área geográfica o topológica afectada por la avería y el momento en que ésta ubica con precisión el lugar topológico y geográfico donde se localiza la avería.

Tiempo de organización: el tiempo de organización se refiere al lapso de tiempo, entre el momento en que la empresa eléctrica tiene conocimiento de la avería y el momento en que el personal de mantenimiento se ubica en el área geográfica o topológica afectada por la avería.

Tiempo de reparación: el tiempo de reparación se refiere al período de tiempo comprendido, entre la localización precisa de la avería y la finalización de la reparación o eliminación de la avería y consecuentemente el restablecimiento de las condiciones normales de operación.

Usuario en alta tensión: persona física o jurídica que es consumidor final de energía en la red de alta tensión.

Usuario en media tensión: persona física o jurídica que es consumidor final de energía en la red de media tensión.

Valor de umbral: es el valor límite de la magnitud de un parámetro eléctrico, a partir del cual un equipo de medición registra un evento de tensión, corriente o frecuencia.

Valor eficaz (rms): raíz cuadrada del valor medio de la suma de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo de la onda de tensión o de corriente.

Variación de tensión: aumento o disminución del valor eficaz de una tensión.

Variaciones de tensión de corta duración: una variación del valor eficaz (rms) de la tensión nominal a la frecuencia fundamental de la red de distribución, con una duración mayor que 8,33 milisegundos y menor o igual que un minuto.

Artículo 5. Acrónimos y abreviaturas

i. Acrónimos

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

CENS: Costo de energía no suministrada.

ii. Abreviaturas

Hz: Hertz: unidad de frecuencia.

kV: kilo Volt: unidad equivalente a mil Volt.

kVA: mil volt ampere.

CAPÍTULO II SUMINISTRO A BAJA TENSIÓN

Artículo 6. Frecuencia

La frecuencia nominal de la tensión suministrada será 60 Hertz (Hz). Durante la operación normal, el 90 % de las variaciones de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos, deberán estar dentro del rango de $(60 \pm 1.65\sigma)$ Hz, donde σ es la desviación estándar de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos. El valor de " σ " será de 0,03 Hz. Las tolerancias y variaciones de operación ante contingencias están definidas en el artículo 11 de la norma AR-NT-POASEN y lo establecido en el Reglamento del Mercado Regional; así como en la normativa específica que llegue a emitir la Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus competencias.

Artículo 7. Amplitud de la tensión nominal en baja tensión

La amplitud de la tensión nominal normalizada (V_n) para las redes de distribución de baja tensión en el punto de entrega se establece en el artículo 8. Los valores de tensión expresados en dichos artículos corresponden a los valores de tensión nominal (V_n), sobre los cuales la empresa distribuidora debe diseñar y operar su sistema de distribución y el interesado debe tomar como base para el diseño de su instalación interna.

Artículo 8. Amplitud de tensión nominal en redes de distribución en baja tensión

En las redes de distribución los valores eficaces (rms) de tensión nominal estarán comprendidos, según se muestran en la tabla N° 1:

Tabla N° 1
Valores eficaces de tensión nominal en redes de distribución.
(Baja Tensión, secundario)

Sistema	Tensión	
	Entre líneas activas (Volt)	Entre líneas activas y neutro (Volt)
Monofásico bifilar ¹	-	120
Monofásico trifilar	240	120
Bifásico trifilar	208	120
Trifásico, 4 conductores ²	208	120
Trifásico, 4 conductores ³	480	277
Trifásico, 3 conductores ⁴	240	-
Trifásico, 4 conductores ⁵	240	120
Trifásico, 3 conductores ⁴	480	-
Trifásico, 4 conductores ⁵	480	240

1. Únicamente para servicios indicados en la norma AR-NT-SUCOM. 2. Únicamente para servicios industriales o en redes existentes de distribución secundaria trifásica 120/208 V 3. Conexión estrella, neutro aterrizado. 4. Conexión delta. 5. Conexión delta aterrizada, delta abierta aterrizada

Artículo 9. Amplitud de la tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, la amplitud de la tensión de servicio (V_s) de valor eficaz (rms), en redes de distribución, debe estar comprendida en los intervalos que se muestran en la tabla N° 2:

Los intervalos de tensión de servicio, "normal" y "tolerable", representan los límites máximos y mínimos de tensión permisible, ante los cambios de carga y potencia en el sistema de distribución, bajo condiciones normales de operación, de conformidad con el artículo 10.

En los casos que la empresa detecte zonas en condición tolerable y que su ajuste requiera de una modificación menor a la red de distribución, la condición de tensión tolerable no deberá exceder de las 48 horas, a partir del momento en que se detecta dicha condición. Si se requiere una modificación mayor a la red de distribución la condición de tensión tolerable es permisible, bajo el entendido de que la empresa debe efectuar en un plazo no mayor de tres meses contados a partir del momento en se detectó la condición de deficiencia en la tensión de suministro, los ajustes necesarios para alcanzar la banda de tensión normal. Durante dicho periodo de tres meses los usuarios servidos a través de la red de distribución en donde se detectó el problema, deberán ser compensados económicamente conforme a lo indicado en el capítulo XVI de esta norma. En el caso de que la condición de tensión esté dentro del rango tolerable y se solventa la situación en un lapso de 48 horas, no rige la compensación económica.

Tabla N° 2
Intervalos normales y tolerables del valor de baja tensión de servicio.

Sistema – V_s (Volt)	Intervalo			
	Normal (Volt)		Tolerable (Volt)	
	$V_{\min}$	$V_{\max}$	$V_{\min}$	$V_{\max}$
Monofásico bifilar 120	114	126	110	127
Monofásico trifilar 120/240	114/228	126/252	110/220	127/254
Bifásico trifilar 120/208	114/197	126/218	110/191	127/220
Trifásico 120/208, conexión estrella	114/197	126/218	110/191	127/220
Trifásico 277/480, conexión estrella	263/456	291/504	254/440	293/508
Trifásico 240, conexión delta	228	252	220	254
Trifásico 480, conexión delta	456	504	440	508

Artículo 10. Variaciones de tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, para cada período de una semana (7 días consecutivos), el 95% de los valores eficaces de la tensión de servicio (V_s), promediados en diez minutos, deben situarse en el intervalo normal indicado en el artículo 9.

Para efectos de evaluación de la calidad de la tensión de suministro, los valores de tensión promediados en diez minutos, que se registren, dadas las características del equipo de medición y registro, como fuera del rango tolerable a consecuencia de interrupciones del servicio, no se contabilizarán.

Se permitirá que durante el 5% del tiempo restante, los valores promedio de la tensión de servicio V_s estén fuera del rango tolerable, siempre y cuando no se presenten valores fuera del mismo en registros consecutivos y los valores de amplitud de la tensión de servicio, en dichos periodos consecutivos, no sean inferiores al 87% o superiores al 113% de la tensión nominal.

Artículo 11. Desbalance de la magnitud de las tensiones de fase

En el caso de sistemas trifásicos, la empresa distribuidora deberá diseñar y operar la red de distribución, de forma tal que para cada siete días consecutivos, el 95% de los valores eficaces, calculados en 10 minutos, se obtenga un desbalance de la magnitud de la tensión de servicio que no exceda el 3%.

El desbalance de la tensión se expresa en términos porcentuales, calculado de la siguiente forma:

$$D = \frac{100 \times |\Delta m_{\max}|}{V_{\text{prom}}}, \text{ donde:}$$

D = Porcentaje de desbalance (%)

$|\Delta m_{\max}|$ = Valor absoluto de la mayor diferencia entre cualquiera de los valores de tensión fase a fase y el valor promedio de las tensiones fase a fase.

V_{prom} = Tensión promedio de las tres tensiones fase a fase.

Artículo 12. Tensiones armónicas

En condiciones normales de explotación, para cada período de siete días consecutivos, el 95 % de los valores eficaces de cada tensión armónica promediados en 10 minutos, no debe sobrepasar el 3% del valor de tensión nominal. Además, la tasa de distorsión armónica total de la tensión (TDA) suministrada (comprendidos todos los armónicos hasta el orden 35) no debe sobrepasar el 5%.

$$TDA = \sqrt{\sum_{h=2}^{35} (v_h)^2}$$

Donde: (V_h) es la amplitud relativa de la tensión armónica de orden h , en relación con la fundamental V_b , hasta la armónica individual número 35.

Los valores aquí señalados corresponden a los límites de tensiones armónicas de la tensión de servicio, siempre y cuando el abonado o usuario cumpla con las condiciones de corrientes armónicas contempladas en el artículo 13.

Artículo 13. Corrientes armónicas

Las empresas eléctricas velarán porque los abonados o usuarios de tipo industrial y general, con servicios trifásicos ajusten sus instalaciones con el fin de que la distorsión armónica de la corriente en el punto de entrega, se encuentre dentro de los límites establecidos en la tabla N° 3:

Tabla N° 3

Límites de distorsión armónica de corriente para usuarios del servicio

LÍMITES DE DISTORSIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE PARA USUARIOS CONECTADOS EN REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN.						
(Tensión de 120 a 69000 Volt)						
I_{sc}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2	1	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

En donde:

h : Orden de la armónica.

I_{sc} : Máxima corriente de cortocircuito en el punto de entrega (punto de acople común).

I_L : El valor rms de la máxima corriente activa demandada por la carga durante el período de medición.

TDA: Tasa de distorsión armónica total de la tensión.

TDD: Tasa de distorsión total de corriente, como un porcentaje de la máxima corriente activa demandada por la carga.

La tasa de distorsión total de la corriente (TDD) se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{35} (i_h)^2}}{i_L}$$

En donde:

i_h = El valor rms de la corriente activa armónica individual de orden h .

i_L = El valor rms de la máxima corriente activa demandada por la carga durante el período de medición.

Notas:

1. i_L debe calcularse como el promedio de la máxima corriente demandada durante los doce últimos meses precedentes. Para un sistema trifásico, i_L se calcula como:

$$i_L = \frac{kW_{demanda}}{\cos\theta * kV * \sqrt{3}}$$

2. Los valores de distorsión para las armónicas de orden par deben limitarse al 25 % de los valores para las armónicas de orden impar.
3. No se admite componente DC

Artículo 14. Severidad del Parpadeo

En condiciones normales de explotación, durante el 95% del tiempo, para cada período de una semana (siete días consecutivos), el nivel de severidad de larga duración del parpadeo ligado a las fluctuaciones de la tensión (P_{lt}), debe ser inferior a 1.

Para el cálculo de la severidad de larga duración de parpadeo ligado a las fluctuaciones de tensión P_{lt} , se usará la siguiente fórmula:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} (P_{sti}^3)/12}$$

En donde:

P_{sti} = Severidad de corta duración medida en un período de diez minutos, definido por la norma IEEE 1453 vigente

P_{lt} = Severidad de larga duración calculada a partir de una secuencia de 12 valores de P_{st} en un intervalo de dos horas.

CAPÍTULO III

SUMINISTRO A MEDIA TENSIÓN

Artículo 15. Frecuencia

La frecuencia nominal a media tensión se registrará por las condiciones establecidas en el artículo 6.

Artículo 16. Amplitud de la tensión nominal

Los valores eficaces (rms) de tensión nominal (V_n) para las redes de distribución de media tensión, tanto en distribución aérea como subterránea se establecen como se indica en la tabla N° 4:

Tabla N° 4
Valores eficaces de tensión nominal en redes de distribución aéreas
(Media Tensión)

Sistema Tensión	Entre líneas activas (Volt)	Entre líneas activas y neutro (Volt)
Trifásico 4 conductores	4160	2400
	13200	7620
	13800	7970
	24940	14400
	34500	19920
	69000	39840

Artículo 17. Amplitud de la tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, la amplitud de la tensión de servicio (V_s) de valor eficaz (rms), en redes generales de distribución a media tensión, debe estar comprendida en los intervalos que se muestran en la tabla N° 5:

Tabla N° 5
Intervalos normales y tolerables del valor de tensión de servicio
(Media Tensión)

Sistema - V_s /Intervalo	Normal (Volt)		Tolerable (Volt)	
	$V_{\min}$	$V_{\max}$	$V_{\min}$	$V_{\max}$
Trifásico 4 conductores				
4160/2400	4050/2340	4370/2520	3950/2280	4400/2540
13200/7620	12870/7430	13860/8000	12504/7240	13970/8070
13800/7970	13460/7770	14490/8370	12110/7570	14520/8320
24940/14400	24320/14040	26190/15120	23690/13680	26400/15240
34500/19920	33640/19420	36230/20920	32780/18930	36510/21080
69000/39840	67280/38845	72460/41835	65560/37850	73020/42160

Los intervalos de tensión de servicio, "**normal**" y "**tolerable**", representan los límites máximos y mínimos de tensión permisibles, ante los cambios de carga y potencia en el sistema de distribución, bajo condiciones normales de operación, de conformidad con el artículo 18. Redes con una condición de tensión tolerable son permitidas en el entendido de que la empresa debe efectuar en un plazo no mayor de tres meses, contados a partir del momento en que se detectó la condición citada, los trabajos necesarios para alcanzar la banda de tensión normal. Durante dicho periodo de tres meses los usuarios servidos a través de la red de distribución en donde se detectó el problema, deberán ser compensados económicamente conforme a lo indicado en el capítulo XVI de esta norma.

Artículo 18. Variaciones de tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, para cada período de una semana (7 días consecutivos), el 95 % de los valores eficaces, promediados en diez minutos, deben situarse en el intervalo normal del valor de tensión de servicio (V_s).

Artículo 19. Desbalance entre las tensiones de fase

Para el caso de suministro eléctrico a media tensión, son aplicables las condiciones de desbalance de las tensiones entre fases contempladas en el artículo 11.

Artículo 20. Tensiones armónicas

En condiciones normales de explotación son aplicables los límites establecidos en el artículo 12.

Artículo 21. Corrientes armónicas

Los servicios alimentados en media tensión, se ajustarán a lo dispuesto en el artículo 13.

Artículo 22. Severidad del parpadeo

La severidad del parpadeo en servicios a media tensión se regirá por la condición establecida en el artículo 14.

CAPÍTULO IV

VARIACIONES DE TENSIÓN DE CORTA DURACIÓN

Artículo 23. Límites permisibles

Las variaciones de tensión de corta duración, de origen transitorio (huecos y picos de tensión e impulsos) aunque son inevitables por parte de la empresa distribuidora, pues pueden obedecer a muchos factores tales como cambios en la operación del sistema de potencia y a la influencia de descargas eléctricas de origen atmosférico entre otros; sí pueden ser limitadas por parte de las empresas, en cuanto a su amplitud, duración y frecuencia, minimizando así los efectos que éstas ocasionan en los artefactos eléctricos. Por lo anterior, deben ser medidos y estudiados por las empresas de distribución eléctrica, con el fin de implementar medidas para minimizar su amplitud, duración y frecuencia.

La tabla N° 6 muestra los valores de la magnitud y duración no tolerables, según estándares internacionales, de las variaciones de tensión de corta duración (transitorias).

TABLA N° 6
Variaciones de tensión de corta duración

Categoría	Valores no tolerables
Impulso	Impulsos con magnitud mayor al 200 % del voltaje nominal, V_n .
Picos de tensión	Picos mayores a 115% del voltaje nominal V_n de cualquier duración.
Huecos de tensión	. Huecos entre 0 y 50% del voltaje nominal V_n con de cualquier duración. . Huecos entre 50% y 70% del voltaje nominal V_n con una duración mayor a 12 ciclos (0,2 seg.). . Huecos entre 70% y 80% del voltaje nominal V_n con una duración superior a 30 ciclos (0,5 seg.).

La variación de corta duración está expresada como el porcentaje con respecto a la tensión nominal. Por ejemplo si la tensión nominal es de 120 V, un hueco de un 70%, significa que la tensión de servicio durante el evento fue de 84 V, un hueco de un 10 % significa que la tensión de servicio durante el evento fue de 12 V.

Para efectos de evaluación de la calidad, en los programas de medición indicados en el capítulo VI, no se considerarán las variaciones de tensión de corta duración. Sin embargo ello no exime a la empresa distribuidora de su responsabilidad civil, ante la suscitación de variaciones de tensión de corta duración fuera de los valores tolerables.

CAPÍTULO V

MÉTODO DE VERIFICACIÓN DE LA TENSIÓN

Artículo 24. Ubicación y condiciones del punto de prueba

La medición y registro de los parámetros físicos de la energía de suministro, se efectuará en el punto de entrega o en el medidor.

La empresa eléctrica, previo a la instalación del equipo de prueba, verificará el buen estado de las conexiones en los terminales del punto de entrega.

Para la instalación del equipo de prueba, se utilizarán dispositivos apropiados que aseguren una unión firme entre los conductores del equipo y la instalación eléctrica del inmueble.

Artículo 25. Condiciones de medición y registro

Las condiciones para las pruebas de medición y registro de los parámetros eléctricos, de acuerdo con las características del servicio se indican en la tabla N° 7:

TABLA N° 7
Parámetros eléctricos a registrar según tipo de servicio

Tipo de servicio	Puntos de Medición	Parámetros	Variaciones rápidas	Tiempo de Prueba
Monofásico bifilar	Línea activa – Neutro	Tensión	- Huecos de tensión - Picos de tensión - Parpadeo	7 días naturales
Monofásico trifilar	Líneas activas – Neutro	Tensión	- Huecos de tensión - Picos de tensión - Parpadeo	
Trifásico estrella	Fases – Neutro Entre fases	Tensión, Desbalance de tensión.	- Huecos de tensión - Picos de tensión - Tensiones Armónicas - Parpadeo	
Trifásico delta	Fases - Neutro Entre fases	Tensión Desbalance de tensión.	- Huecos de tensión - Picos de tensión - Tensiones armónicas - Parpadeo	

La severidad del parpadeo se medirá, cuando exista denuncia expresa del abonado o usuario, existiese sospecha de la empresa distribuidora de un nivel fuera de los límites permisibles o bien cuando la Autoridad Reguladora lo considere pertinente.

Artículo 26. Características técnicas de los equipos de prueba

Los instrumentos para monitorear y registrar los parámetros eléctricos y las variaciones de tensión de corta duración en el suministro eléctrico, deberán cumplir con las condiciones establecidas en la norma IEC-61000-4-30 “*Técnicas de ensayo y de medida. Métodos de medida de la calidad de suministro*”, asimismo deben contar como mínimo, según corresponda al tipo de servicio y a los parámetros eléctricos a estudiar (ver tabla N° 8), con las siguientes características:

a. Lectura y registro de tensión y corriente en verdaderos valores eficaces (rms)

Rangos:

Frecuencia: 60 ± 3 Hz

Tensión: según categoría del servicio a monitorear

Amperaje: según demanda del servicio a monitorear

Precisión: método de medida clase A para alta y media tensión y clase B para baja tensión, según norma IEC-61000-4-30.

b. Capacidad de registro de eventos:

Huecos de tensión (Sags)

Picos de tensión (Swells)

Sobre tensión

Baja tensión

Impulsos

c. Selección de magnitudes de umbral para la determinación de comienzo de eventos.

d. Intervalos de registro: Valores promedio para 10 minutos.

e. Registro de valores (rms) máximo, promedio y mínimo por intervalo.

f. Registro de fecha de eventos, hora de inicio y finalización, duración del evento.

g. Registro de armónicas: hasta la componente de orden 35.

La periodicidad de la calibración dependerá de la recomendación del fabricante.

Artículo 27. Ajuste de equipos de prueba

La tabla N° 8 muestra los valores de umbral con que deben ajustarse los equipos para la realización de pruebas de calidad de la tensión de suministro, según las características del servicio:

TABLA N° 8
Ajuste de valores de umbral de equipos para pruebas de calidad de baja tensión

Categoría de Servicio	Categoría de Evento	Valores de Umbral (Volts rms)	Porcentaje de la Tensión Nominal
Monofásico bifilar	Hueco de tensión	104	87% de Vn
	Pico de tensión	138	115% de Vn
	Impulso	240	200% de Vn
Monofásico Trifilar	Hueco de tensión	104/209	87% de Vn
	Pico de tensión	138/276	115 % de Vn
	Impulso	240/480	200 % de Vn
Trifásico	Hueco de tensión	104/181Y - 209Δ	87% de Vn
	Pico de tensión	138/239Y - 276Δ	115% de Vn
	Impulso	240/416Y - 480Δ	200 % de Vn
	Tensiones Armónicas	3% de Vn	Para cada tensión armónica
		5% TDA	Armónicas hasta orden 35
	Desbalance	3%	Sin carga
	Corrientes armónicas	5% a 20 % TDD	Refiérase a lo indicado en el artículo 13.

Y: Conexión estrella aterrizada. Δ: Conexión delta. TDA: Total distorsión armónica del tensión. TDD: Total de distorsión de demanda de corriente

La tabla N° 8 contiene los valores de umbral establecidos para el caso de suministro a baja tensión. Para el caso de media tensión se deben establecer de acuerdo con los porcentajes de tensión nominal del servicio, tal y como se especifica en la cuarta columna de esta tabla, o en su defecto de la tensión nominal de los transformadores de potencial si es del caso.

Artículo 28. Contenido de los reportes de prueba

Cada prueba de evaluación de la calidad en la tensión de suministro deberá contar al menos con la siguiente información:

- . Ubicación geográfica y topológica del servicio medido
- . Características del servicio y número del medidor
- . Nombre del abonado
- . Fecha y hora de inicio y finalización de la medición
- . Datos del equipo utilizado y sus ajustes durante la prueba.
- . Valores máximos y mínimos registrados de los parámetros monitoreados. (Ver tabla N° 8).
- . Curva de los valores mínimos, promedios y máximos de los parámetros monitoreados.
- . Curva de perfil diario de los parámetros (Curva de los valores promedio de los promedios diarios registrados en los intervalos de medición durante el período de prueba).
- . Gráfico de los valores promedio registrados durante el período de prueba acorde con el artículo 27.
- . Cantidad y porcentaje del total de intervalos de medición en que se registraron valores fuera de los rangos admitidos, agrupados por clases según artículo 29.
- . Porcentaje total de registros fuera del rango admitido.
- . Porcentaje de registros fuera del valor admitido, agrupados por clases según artículo 29.
- . Condiciones del estado de calibración del equipo.

Artículo 29. Gráfico de valores promedio de registro

En cada prueba de la calidad de la tensión de suministro que se realice se confeccionará un gráfico en el que se ilustre la distribución de la frecuencia o cantidad de valores correspondientes a cada clase de segregación de datos de acuerdo con la tabla N° 9:

Tabla N° 9
Segregación de clases para la confección de gráfico de valores promedio

Categoría de parámetro	Clases	Clase (Dm)%
	1	$V_n \leq 91$

Tensión	2	$91 < V_n \leq 92$
	3	$92 < V_n \leq 93$
	4	$93 < V_n \leq 94$
	5	$94 < V_n \leq 95$
	6	$95 \leq V_n \leq 105$
	7	$105 < V_n \leq 106$
	8	$106 < V_n \leq 107$
	9	$107 < V_n \leq 108$
	10	$108 < V_n \leq 109$
	11	$109 < V_n$

En donde:

Dm: Valor medido en porcentaje con respecto al nominal

CAPÍTULO VI

PROGRAMAS DE MEDICIÓN

Artículo 30. Programas de medición de la calidad de la tensión

Para la evaluación de la calidad de la tensión de suministro, las empresas distribuidoras deben ejecutar programas de medición y registro, tanto de las variaciones de tensión de corta duración como de los niveles de la tensión de servicio, brindada a los abonados o usuarios finales en el punto de entrega, los cuales deberán desarrollarse siguiendo, como mínimo, con lo indicado en el capítulo V de la presente norma o afines que emitiera la Autoridad Reguladora.

Artículo 31. Conjunto de servicios a estudiar

Los programas de medición, se efectuarán siguiendo un criterio aleatorio (geográfico, topológico y de uso final de la electricidad), con el cual la Autoridad Reguladora elegirá para cada empresa el conjunto de ramales de red de baja tensión asociados a un transformador de distribución de uso general a estudiar para su programa de mediciones anual, en su área de concesión. La cantidad de ramales de red a estudiar corresponderá a un porcentaje de hasta un 3% del total de los transformadores de distribución de uso general, según lo determine la Autoridad Reguladora en función del tamaño de la empresa y del resultado de las mediciones de la empresa, las efectuadas por ella o de las efectuadas por un tercero que para este efecto contrate. El conjunto de ramales de red a estudiar se elegirá de manera aleatoria de forma que comprenda la totalidad de su área de concesión y esté estratificada en función de la distribución topológica de los servicios y del uso final de la electricidad, haciendo uso del sistema de vinculación usuario-red. Los resultados del programa de mediciones se utilizarán para la rectificación de servicios con deficiencias.

Para cada ramal de red la empresa eléctrica deberá efectuar un análisis integral que incluya la medición y registro de tensión suministrada en al menos cuatro puntos del ramal, la revisión preventiva, predictiva y correctiva de conductores, empalmes, base de medidores y otros, de acuerdo a los criterios establecidos en el anexo II de esta norma.

Para los servicios trifásicos, la empresa eléctrica estudiará anualmente un 3% de tales servicios seleccionados por la Autoridad Reguladora, siguiendo iguales criterio que para el caso de los ramales de baja tensión.

Artículo 32. Informes de los programas de medición

Para cada punto del ramal a baja tensión o servicio eléctrico estudiado, según artículo 31, la empresa distribuidora debe efectuar un informe técnico, que contemple los aspectos estipulados en los artículos 28 y 29 de esta norma, como también, el análisis de resultados correspondiente (que incluye la determinación de motivos, causas y repercusiones de las deficiencias que se determinen). Asimismo, para cada servicio en el que se encuentren condiciones en la tensión de suministro fuera de los límites establecidos en esta norma, deberán de indicarse las medidas correctivas a realizar con el fin de solventarlas con la celeridad que el caso amerite. Los informes de cada servicio deberán de estar a disposición de la Autoridad Reguladora para efectos de auditoria, cuando ésta en el ejercicio de sus funciones las realice directamente o a través de terceros, según lo indicado en el artículo 35.

Artículo 33. Estudios de evaluación por parte de la Autoridad Reguladora

La Autoridad Reguladora efectuará, directamente por su cuenta o mediante contratación de terceros, estudios evaluativos de las condiciones de tensión brindada por las empresas distribuidoras en sus áreas de concesión. También, si lo considerase pertinente podrá hacer uso de equipo y personal técnico de las empresas reguladas, para efectos de la auditoría de los estudios de tensión efectuados por ellas.

Artículo 34. Vinculación abonado - red

Para lo relativo a los estudios y estadísticas contempladas en este apartado, las empresas considerarán además lo relativo a la vinculación abonado - red, indicada en el Capítulo XI.

Artículo 35. Auditoria de los programas de medición

La Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus facultades legales podrá por si misma o mediante la contratación de terceros, y cuando lo considere oportuno, auditar los estudios de evaluación de la calidad de la tensión de servicio ejecutados por las empresas distribuidoras. Para efectos de auditoría, las empresas eléctricas deberán de contar con toda la información pertinente de conformidad con los artículos: 29, 30, y 32 de la presente norma.

CAPÍTULO VII

MEDICIONES A MEDIA TENSIÓN

Artículo 36. Registro de la calidad de tensión en redes a media tensión

Las empresas eléctricas deberán llevar un registro y control de la tensión en sus redes de distribución primaria (media tensión), el cual deberá comprender: la amplitud de la tensión nominal, la asimetría de las tensiones de fase, las tensiones y las corrientes armónicas. Para tal efecto, por cada alimentador se instalará equipo de medición y registro de la energía y potencia a nivel de subestación, el cual debe tener capacidad de registro de los parámetros de calidad. De igual forma se debe instalar al menos dos equipos de medición adicionales ubicados: uno en un punto intermedio del circuito (ramal trifásico) y el otro en el ramal más lejano a la subestación, ya sea trifásico, bifásico o monofásico.

El intervalo de registro (período de integración) deberá de ser de diez minutos, de conformidad con lo indicado en el artículo 18 de esta norma.

Artículo 37. Uso de equipo de protección

Las empresas podrán utilizar las capacidades de medición y registro de tensión y corriente de sus equipos de regulación de tensión para efectos de control de la tensión en sus redes de distribución a media tensión.

CAPÍTULO VIII

CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

Artículo 38. Clasificación de las interrupciones por su duración

En función de la duración de las interrupciones, éstas se clasifican como se muestra en la tabla N° 10:

Tabla N° 10
Clasificación de las interrupciones, por duración

Tipo de Interrupción	Duración
Momentánea	Menor o igual a un minuto.
Temporal	Superior a un minuto e inferior o igual a cinco minutos.
Prolongada	Superior a cinco minutos.

Artículo 39. Clasificación de las interrupciones por su origen

De acuerdo con el origen de las interrupciones, éstas se clasifican como se muestra en la tabla N° 11:

Tabla N° 11
Clasificación de las Interrupciones por origen

Tipo de Interrupción	Origen
Externas	Factores externos a la red de la empresa.
Internas	Forzadas
	Programadas
	Eventos no programados en la red de la empresa.
	Salidas programadas en la red propiedad de la empresa.

Artículo 40. Interrupciones de origen externo

Se clasificarán como interrupciones de origen externo aquellas que se produzcan como consecuencia de fallas en redes ajenas a las de la empresa distribuidora o en el abastecimiento energético en el ámbito de la transmisión o generación.

Artículo 41. Interrupciones de origen interno

Se clasificarán como interrupciones de origen interno, todas aquellas que obedezcan a la operación de la red de la empresa distribuidora, ya sea que las mismas se deban a trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo, construcciones o ampliaciones (programadas), o bien a fallas, independientemente de sus causas o motivos (forzadas).

Artículo 42. Por su ubicación topológica

Con base en la topología de la red, las interrupciones se clasifican como se indica en la tabla N° 12:

Tabla N°12
Clasificación de las interrupciones según topología de la red

Tipo de Interrupción	Ubicación
Nivel I	A nivel del interruptor principal de cada circuito alimentador o a nivel de las barras de MT de las subestaciones de distribución.
Nivel II	A nivel de ramales, equipados con protecciones de operación automática o remota.
Nivel III	A nivel de ramales, equipados con protecciones de reposición manual.
Nivel IV	A nivel de transformadores de distribución (redes de baja tensión).

CAPÍTULO IX**EVALUACIÓN DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO****Artículo 43. Indicadores de continuidad**

La evaluación de la calidad de la continuidad del suministro se hará por medio de los “Indicadores de Continuidad del Servicio”, considerando los niveles I, II, III, IV, mediante los cuales se medirá la duración y frecuencia de las interrupciones.

Artículo 44. Cálculo de los índices de continuidad

Para el cálculo de los “Índices de Continuidad del Servicio”, se tomarán en cuenta las siguientes interrupciones:

- a. Interrupciones prolongadas para los índices: FPI, DPIR, TTIK, FMIK, FIP y DAI.
- b. Las momentáneas y temporales para el caso de FIM y FIT.

c. Las prolongadas, momentáneas y temporales para el FI.

Artículo 45. Metodología del cálculo de indicadores

Para efectos de uniformidad en el cálculo de los indicadores de continuidad, las empresas utilizarán como referencia el estándar IEEE-1366-2012 “Guide for electric power distribution reliability indices”.

CAPÍTULO X

ÍNDICES DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO

Artículo 46. Duración promedio de interrupciones de la red

El índice muestra la duración promedio de las interrupciones percibidas por un abonado y se define como:

$$D.P.I.R. = (\sum_{i=1}^n A_i * T_i) / At$$

En donde:

A_i = Número de abonados o usuarios afectados por la interrupción i , de nivel I, II, III y IV.

T_i = Tiempo en horas de la interrupción i .

At = Número total de abonados del sistema eléctrico, subestación, circuito o alimentador, etc.

n = Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 47. Frecuencia promedio de interrupciones por abonado

El índice representa la cantidad promedio de interrupciones, percibidas por un abonado y se define como:

$$F.P.I. = (\sum_{i=1}^n A_i * C_i) / At$$

En donde:

A_i = Número de abonados o usuarios afectados por la interrupción i , de nivel I, II, III y IV.

C_i = Total de interrupciones, asociados al elemento de protección de nivel I, II, III y IV.

At = Número total de abonados del sistema eléctrico, subestación, circuito o alimentador, etc.

n = Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 48. Frecuencia media de interrupción por kVA

Representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufre una interrupción del suministro, y se define como:

$$F.M.I.K. = (\sum_{i=1}^n kVA_{fsi}) / kVA_{At}$$

En donde:

kVA_{fsi} = Cantidad de kVA nominales fuera de servicio durante la interrupción i, de nivel I, II, III y IV.
 kVA_t = Cantidad de kVA del sistema eléctrico, subestación circuito o alimentador, etc.
 n = Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 49. Tiempo total de interrupción por kVA

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

$$T.T.I.K. = (\sum_{i=1}^n kVA_{fsi} * T_{fsi}) / kVA_t$$

En donde:

kVA_{fsi} = Cantidad de kVA nominales fuera de servicio durante la interrupción i, de nivel I, II, III y IV.
 kVA_t = Cantidad de kVA en el sistema eléctrico, subestación, circuito alimentador, etc.
 T_{fsi} = Tiempo en horas, en que han permanecido fuera de servicio los kVA durante la interrupción i.
 n = Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 50. Frecuencia de interrupciones momentáneas

Representa la frecuencia con que se producen interrupciones de nivel I en un circuito o alimentador, menores o iguales a un minuto.

$$F.I.M. = (NI)$$

En donde:

(NI) = Número total de interrupciones con una duración menor o igual a un minuto en el semestre de estudio.

Artículo 51. Frecuencia de interrupciones prolongadas

Representa la frecuencia con que se producen interrupciones de nivel I en un circuito o alimentador, mayores a cinco minutos.

$$F.I.P = (NP)$$

En donde:

(NP) = Número total de interrupciones con duración superior a cinco minutos, en el semestre de estudio.

Artículo 52. Frecuencia de interrupciones temporales

Representa la frecuencia con que se producen interrupciones de nivel I en un circuito o alimentador, menores o iguales a cinco minutos y superiores a un minuto.

$$F.I.T = (NT)$$

En donde:

(NT) = Número total de interrupciones con duración superior a un minuto e inferior o igual a cinco minutos, en el semestre de estudio.

Artículo 53. Duración acumulada de interrupciones

Representa el tiempo total de interrupción de nivel I en un circuito o alimentador, en el semestre de estudio.

En donde:

$$D.A.I. = \sum_{i=1}^n D_i$$

D_i = Duración total de la interrupción i de nivel I en un circuito o alimentador, con duración mayor a cinco minutos.

Artículo 54. Frecuencia de interrupciones

Es el total de interrupciones de nivel I en un circuito o alimentador, presentadas durante el semestre en estudio.

$$F.I. = (NIT)$$

En donde:

NIT = Número total de interrupciones (momentáneas, temporales y prolongadas) en el circuito o alimentador.

CAPÍTULO XI**SISTEMA DE VINCULACIÓN USUARIO-RED****Artículo 55. Identificación de componentes de la red y vinculación usuario-red**

Con el fin de desarrollar el registro de las interrupciones su método de identificación y análisis, así como para el correcto cálculo de los “Índices de Continuidad del Servicio”, las empresas deben definir y mantener actualizado, un sistema de identificación y control de los diferentes componentes de su red eléctrica, con la debida vinculación topológica y geográfica con cada uno de sus abonados.

Artículo 56. Requisitos del sistema de vinculación usuario-red

El sistema de identificación de componentes y de vinculación usuario-red a implantar deberá satisfacer lo siguiente:

- a. Contener información apropiada que permita que los diferentes componentes de la red puedan ser ubicados fácil y claramente por el personal técnico, para efectos de manejo, localización de perturbaciones y adecuación de cargas.
- b. Relacionar con cada dispositivo de protección, sea manual o automático, el número de abonados afectados por una operación.
- c. Asociar la potencia instalada con cada dispositivo de protección.
- d. Vincular el número de abonados con cada equipo de transformación.
- e. Conocer la potencia asociada con cada interrupción.
- f. Determinar el número de transformadores y abonados afectados por cada interrupción.
- g. Permitir la plena identificación del usuario y del equipamiento eléctrico dentro de la red (por región, subestación, circuito, fase, transformador y equipo de protección).
- h. Proporcionar información del tipo de servicio suministrado y la estructura tarifaria aplicable a cada abonado.
- i. Facilitar la realización de procedimientos o mecanismos necesarios en la recopilación de la información.
- j. Permitir la utilización de procedimientos y mecanismos de transferencia de información requeridos por la Autoridad Reguladora.
- k. Facilitar la realización de auditorías de funcionamiento del sistema.

Artículo 57. De los diagramas unifilares

Las empresas distribuidoras deben mantener actualizado el diagrama unifilar de su sistema eléctrico. La simbología a utilizar en los planos de los diagramas unifilares será la normativa internacional IEC-60617 o la que en su oportunidad emita la Autoridad Reguladora.

Artículo 58. Contenido de los diagramas unifilares

Los diagramas unifilares que realicen las empresas de distribución de sus redes eléctricas deberán contar con la siguiente información mínima:

- a) Nombre y tipo de la planta de generación o de la subestación.
- b) Tensión nominal de operación ya sea en el generador, subestación, barras o líneas.
- c) Configuración de barras o de las redes.
- d) Longitud, tipo y calibre de los conductores.
- e) Capacidad de diseño (instalada) y operación de las subestaciones.
- f) Equipo de reserva en plantas y subestaciones.
- g) Equipos adicionales (tales como bancos de condensadores, bobinas de reactancia, reguladores y otros).
- h) Subestaciones de donde se derivan o alimentan las redes.
- i) Nodos o secciones que conforman cada circuito.
- j) Protecciones y equipos complementarios.

CAPÍTULO XII**CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO****Artículo 59. Responsabilidad de mantener la continuidad del servicio**

Las empresas distribuidoras tienen la responsabilidad de asegurar a los abonados y usuarios la continuidad del servicio, por lo que no podrán en ningún caso, invocar el estado deficiente de su infraestructura como circunstancia eximente de responsabilidad por el no cumplimiento de la presente norma.

Artículo 60. Interrupciones programadas

Si por alguna circunstancia la empresa requiera interrumpir el suministro eléctrico debido a trabajos en las redes, deberá avisar a los abonados y usuarios afectados, de forma directa o en un medio de difusión masiva, con un mínimo de:

- a. Tres (3) días naturales de anticipación, cuando el tiempo de interrupción total no supere las tres horas.
- b. Tres (3) días hábiles de anticipación, cuando el tiempo de interrupción total sea superior a tres horas.

El aviso o prevención de la suspensión del servicio se realizará por lo menos con el plazo indicado anteriormente, en el medio de información o comunicación que la empresa considere más idóneo, considerando la cantidad de usuarios afectados y las condiciones específicas de los afectados de las que tenga conocimiento.

Artículo 61. Interrupciones no programadas

En los casos imprescindibles de operación, mantenimiento o fuerza mayor, en que la empresa de energía eléctrica requiera interrumpir el suministro eléctrico, la empresa, a solicitud de la Autoridad Reguladora, deberá brindar un informe, dentro de las 24 horas siguientes a la interrupción, sobre lo ocurrido, causas y motivos que la originaron.

Artículo 62. Valores límites anuales de los índices de calidad

En la tabla 13 se establecen los valores límites anuales de los indicadores de continuidad más representativos incluyendo las interrupciones a niveles I,II,II y IV (artículo 42), para las empresas eléctricas. Valores mayores a los establecidos deberán compensarse a los abonados y usuarios, conforme a lo establecido en el capítulo XV de esta norma.

Tabla N° 13
Valores límites de indicadores de continuidad

DPIR (horas/año)	FPI (interrupciones/año)
6	7

CAPÍTULO XIII

IDENTIFICACIÓN, REGISTRO, Y TRATAMIENTO DE LAS PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

Artículo 63. Identificación, registro y conteo

Es responsabilidad de toda empresa de distribución de energía eléctrica implementar y mantener un sistema para identificar, registrar, contar y almacenar (base de datos) todas las perturbaciones que se presentan en sus redes de distribución, así como las averías, las causas, y repercusiones que se asocian a las mismas. Para ello deben establecer los procedimientos y mecanismos apropiados para la recopilación de la información necesaria, que apruebe la Autoridad Reguladora, y deberán ser certificados bajo la norma ISO-9000.

Para efectos de uniformar los sistemas de identificación, registro y conteo de las perturbaciones, se establecen los siguientes conceptos (artículos del 64 al 70).

Artículo 64. Repercusiones o efectos de las perturbaciones

Las repercusiones o efectos de las perturbaciones se clasifican en función del afectado:

Propias: Las que se dan en la red de distribución o en un elemento o equipamiento de la misma.

Impropias: Las que se dan en instalaciones eléctricas, equipamiento eléctrico o en la propiedad de terceros ajenos a la empresa distribuidora.

Artículo 65. Duración de las perturbaciones

La duración de la perturbación comprende el tiempo desde el momento en que la empresa tiene conocimiento de la avería, hasta el restablecimiento de las condiciones normales de operación y está conformado por los siguientes intervalos de tiempo: organización, localización y reparación, los cuales se definen conforme a lo indicado en el artículo 4.

Artículo 66. Tipo de perturbación

El tipo de perturbación indica el prototipo de cambio no deseado del estado normal de la red de distribución:

Condición de tensión no deseada: Corresponde a la pérdida de las condiciones de tensión normalizadas de alimentación en los servicios, red o equipamiento.

Interrupción del servicio: Corresponde a la pérdida total de la tensión de suministro.

Artículo 67. Ubicación de la perturbación

Es el lugar topológico y geográfico donde se presenta la perturbación. Se deberá registrar geográficamente, la provincia, el cantón y el distrito; topológicamente deberá registrarse al menos subestación y circuito.

Artículo 68. Causa de una avería

Son los eventos, externos o internos a una red eléctrica, que altera las propiedades físicas, químicas, mecánicas o eléctricas de un equipo o componente de una red y que llevan hacia una pérdida o disminución de su funcionalidad. Por consiguiente, una avería puede tener causas internas, externas o ambas.

Artículo 69. Causas internas de las averías

Estas causas corresponden a los aspectos operativos, temporales, de mantenimiento y construcción que originan o desencadenan un cambio o alteración de las propiedades físicas, químicas o eléctricas de un equipo o componente de una red, de acuerdo con la siguiente clasificación:

Operativas: se refieren a los efectos sobre los componentes de la red por errores en la operación: errores de conexión de equipos, sobrecarga de componentes de red, errores de ajustes de protecciones y otros.

Envejecimiento: corresponde al deterioro de los componentes de la red debido al paso del tiempo y exposición al medio ambiente.

Mantenimiento: se refiere a los efectos sobre los componentes de la red, por errores u omisiones humanas en labores manuales, en el uso inapropiado de materiales, equipamiento y herramientas. Incluye las deficiencias en la supervisión de los trabajos de mantenimiento.

Construcción: corresponde a los errores de planeamiento y diseño, el uso de materiales o equipamiento defectuosos o inadecuados y los errores u omisiones en la supervisión de la construcción de redes.

Artículo 70. Causas externas de las averías

Corresponde a la interacción o influencia sobre la red del medio ambiente, la actividad humana o de instalaciones eléctricas externas, de acuerdo con la siguiente clasificación:

- a) **Influencias medioambientales:** por la interacción de la naturaleza con la red: viento, flora, fauna, lluvia, inundaciones, deslizamientos y tormenta eléctrica (rayería), tornados, huracanes, actividad volcánica (lluvia ácida, cenizas), sismos, terremotos, maremotos, incendios forestales y contaminación salina.
- b) **Influencias de la actividad humana:** por la interacción del hombre con la red: excavaciones, vandalismo, hurto de electricidad, trabajos en edificaciones y exteriores, trabajos de mantenimiento ajenos a la red eléctrica de la empresa, colisión de vehículos, e incendio.

- c) **Influencias de instalaciones o redes eléctricas externas:** por la interacción de una red sobre otra o por interacción de instalaciones o equipamiento final con la red (sobrecargas de corta o larga duración) y daño o maniobras operativas en instalaciones de abonados u otras empresas eléctricas.

CAPÍTULO XIV

CLASIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LAS PERTURBACIONES Y AVERÍAS

Artículo 71. Clasificación y descripción homogénea de una perturbación

Una perturbación es debidamente clasificada y descrita, cuando sobre ella se registran todos (según corresponda) los aspectos contemplados en los artículos 64 al 70.

Para efectos de estandarizar la clasificación y descripción de las perturbaciones, se establecen las siguientes condiciones que deben contener los sistemas de identificación, registro y conteo.

- a. Duración total de la perturbación, con el debido desglose de:
 - . Tiempo de organización
 - . Tiempo de localización
 - . Tiempo de reparación
- b. Tipo de perturbación, limitándose a dos categorías:
 - . Condiciones no deseadas de tensión
 - . Interrupción (ausencia de tensión)
- c. Causas externas de la avería (si existiese):

Influencias ambientales:

Viento
Fauna
Flora
Lluvia
Inundaciones
Deslizamientos
Tormenta eléctrica
Tornados
Huracanes
Actividad volcánica
Sismos, terremotos y maremotos
Incendios forestales
Contaminación salina

Influencias de la actividad humana:

Excavaciones
Contaminación
Vandalismo
Hurto de electricidad
Trabajos en edificaciones
Trabajos en exteriores

	Trabajos ajenos a la red eléctrica Colisión de vehículos Incendio
Influencias de redes eléctricas externas:	Usuario: Sobrecarga Usuario: daño instalación interna ICE: Falla en el SEN ICE: Mantenimiento programado ICE: Desconexión de carga Trabajos de otras empresas distribuidoras

d. Causas internas de la avería, limitándose las mismas a las siguientes:

Operativas	Sobrecarga mecánica Sobrecarga eléctrica Sobrecarga térmica Error humano
Envejecimiento	Desgaste Corrosión Fatiga Falso contacto
Mantenimiento	Error humano Uso inapropiado de materiales y equipamiento
Construcción	Errores de planeamiento y diseño Equipamiento o material defectuoso o inadecuado Errores de supervisión

e. Ubicación geográfica de la perturbación

Geográfica:	Provincia Cantón Distrito
-------------	---------------------------------

f. Ubicación topológica de la avería

Topológica:	Subestación Circuito o alimentador Ramal Componente fallado (Anexo I)
-------------	--

g. Anotar los efectos de la perturbación

Propias Impropias

- h. Acciones ejecutadas para eliminar la perturbación

Artículo 72. Recopilación de datos

Cada empresa eléctrica es responsable de establecer las metodologías, controles y mecanismos de supervisión que garanticen la recopilación de los datos de las perturbaciones, conforme a los preceptos contenidos en esta norma técnica.

Las empresas deberán certificar el proceso de gestión asociado al sistema de identificación, registro y tratamiento de las perturbaciones eléctricas, conforme a las normas de la serie ISO 9000, a más tardar 2 años después de la promulgación de esta norma.

Cada tres años la empresa debe efectuar una auditoría externa a dicho proceso de gestión, y remitir los resultados a la Autoridad Reguladora, a más tardar el 15 de junio de cada año.

Artículo 73. Sistema de tratamiento de las perturbaciones

Es responsabilidad de toda empresa distribuidora implementar y mantener un sistema para el tratamiento de las perturbaciones que se presentan en sus redes de distribución, el cual debe estar conformado por los siguientes elementos:

- a. Registro y conteo de las perturbaciones según el Sistema de Identificación.
- b. Estadística
- c. Análisis
- d. Retroalimentación

Registro e informe preliminar de las perturbaciones: Comprende el registro y la confección de un informe preliminar de lo acontecido, antes, durante y después de lo ocurrido con la suscitación de la perturbación, según corresponda en el esquema de información indicado en el artículo 71.

Estadística para el análisis y la retroalimentación respectiva: El sistema de registro permitirá la clasificación y manejo de los datos de las perturbaciones, con cuadros resumidos por:

- a. Circuito
- b. Tipo de avería
- c. Causas internas y externas
- d. Determinación de costos que implica: energía dejada de vender, daños en instalaciones de la empresa, daños a usuarios o a terceros.

Con la información del sistema de tratamiento, la empresa eléctrica realizará un estudio semestral que contemple como mínimo:

Análisis: Comprende el estudio de los resultados de las estadísticas con los cuales se podrá determinar:

- a. Deficiencias en los aspectos técnicos y administrativos, relacionados con el tratamiento de las perturbaciones.
- b. Deficiencias o mejoras posibles en la planificación, diseño y construcciones en el sistema eléctrico.
- c. Deficiencias o mejoras en las labores de mantenimiento preventivo.
- e. Deficiencias en las labores de operación del sistema eléctrico o implementación de mejoras.
- f. Efectos sobre los índices relacionados con la continuidad

Retroalimentación: Implementación de las medidas correctivas o mejoras, determinadas en el análisis de las estadísticas de las perturbaciones.

CAPÍTULO XV

COMPENSACIÓN ECONÓMICA POR INTERRUPCIONES

Artículo 74. Costo de energía no suministrada

De manera quinquenal la Autoridad Reguladora de conformidad con la metodología que esta establezca, determinará el costo de la energía no suministrada (CENS) para los usuarios residenciales, comerciales e industriales, el cual podrá ser ajustado anualmente cuando lo considere pertinente.

Artículo 75. Interrupciones a compensar

Cuando los indicadores anuales de continuidad de un circuito superen los valores límites establecidos en el artículo 61, se debe compensar económicamente a los usuarios conectados a dicho circuito por las interrupciones, conforme al método establecido en el artículo 78.

Artículo 76. Interrupciones exentas de ser compensadas económicamente

Las interrupciones que las empresas eléctricas demuestren ante la Autoridad Reguladora y conforme al procedimiento que esta establezca, que no son de su responsabilidad por ser caso fortuito o fuerza mayor, no serán sujetas a compensación económica. La solicitud de exención debe presentarse en un plazo no mayor de 5 días hábiles, a partir del momento en que ocurrió la interrupción.

Artículo 77. Plazo para la compensación económica

Las interrupciones compensables económicamente de un año deberán ser compensadas dentro de los dos meses siguientes a la finalización del año correspondiente.

Artículo 78. Compensación económica de la energía no suministrada

Todos los abonados o usuarios conectados a un circuito, cuyos indicadores de continuidad en un año calendario superen los límites establecidos, deben ser compensados económicamente por la energía no suministrada debido a las interrupciones compensables artículo 75 conforme a la fórmula siguiente:

$$MCEU = 2 * ENS * CENS \text{ (Colones)}$$

En donde:

MCEU =El monto a compensar al abonado o usuario en colones.

ENS =Energía anual no suministrada debido a interrupciones a compensar (artículo 78).

CENS =Costo de la energía no suministrada determinado por la Autoridad Reguladora (artículo 73).

Artículo 79. Energía no suministrada

La energía no suministrada al abonado o usuario debido a las interrupciones compensables se define como

$$ENS = CPPS * TTINA \text{ (kWh)}$$

En donde:

ENS =Energía anual no suministrada debido a interrupciones a compensar.

CPPS =Consumo promedio anual por segundo del abonado o usuario (artículo 80).

TTINA =Tiempo total en segundos de las interrupciones compensables (artículo 81).

Artículo 80. Consumo promedio anual del abonado o usuario

El consumo promedio del abonado o usuario se determina de la siguiente manera:

$$CPPS = \frac{ETFS}{NSEF}$$

En donde:

CPPS =Consumo promedio del abonado o usuario

ETFS =Total de la energía facturada al abonado o usuario en el año en estudio.

NSEF =Cantidad de segundos efectivos facturados en el período excluyendo los tiempos de interrupción.

Artículo 81. Tiempo total en segundos de las interrupciones compensables

El tiempo total en segundos de las interrupciones compensables se define como:

$$TTINA = \sum_{i=1}^N TINA_i$$

En donde:

TTINA =Tiempo total en segundos de las interrupciones compensables.

TINA_i =Tiempo en segundos de la interrupción compensable

N =Cantidad de interrupciones compensables.

CAPÍTULO XVI

COMPENSACIÓN ECONÓMICA POR VARIACIONES DE TENSIÓN

Artículo 82. Condiciones de suministro eléctrico con tensión compensables

Cuando se determine mediante los estudios de tensión elaborados por las empresas (capítulo VI) o por los estudios efectuados por la Autoridad Reguladora o por la entidad competente que esta contrate para tal efecto, condiciones de suministro de tensión fuera de los rangos permitidos de variación establecidos en esta norma, se deberá compensar económicamente a los abonados o usuarios, conforme al método establecido en el artículo 84.

Artículo 83. Condiciones de tensión exentas de ser compensadas económicamente

Las condiciones de tensión de suministro fuera de los rangos permitidos que las empresas eléctricas demuestren ante la Autoridad Reguladora, conforme al procedimiento que esta establezca, que no son de su responsabilidad por ser caso fortuito o fuerza mayor, no serán sujetas a compensación económica. La solicitud de exención debe presentarse en un plazo no mayor de 5 días hábiles, después de detectarse la situación de deficiencia en la tensión de suministro.

Artículo 84. Estimación del periodo para la compensación económica

Las condiciones de suministro con condiciones de tensión fuera de las permisibles deberán ser compensadas para las facturaciones correspondientes a los tres meses anteriores a la determinación de la condición deficiente y durante los meses inmediatos siguientes hasta tanto la empresa eléctrica no demuestre haber corregido la situación.

Artículo 85. Compensación económica de la energía suministrada con deficiencias de tensión

Los abonados o usuarios con condiciones de tensión de suministro fuera de los rangos permisibles, deberán ser compensados económicamente por la energía suministrada en condiciones deficientes para las facturaciones establecidas en el artículo 83 conforme a la tabla N° 14 y formula siguiente:

Tabla N° 14
Factores de compensación por deficiencias de tensión

Categoría de parámetro	Clases	Clase (Dm) %	Factor de compensación económica (FCE)
Tensión	1	$V_n \leq 91$	1
	2	$91 < V_n \leq 92$	0,8
	3	$92 < V_n \leq 93$	0,6
	4	$93 < V_n \leq 94$	0,4
	5	$94 < V_n \leq 95$	0,2
	6	$95 < V_n \leq 105$	0
	7	$105 < V_n \leq 106$	0,2
	8	$106 < V_n \leq 107$	0,4
	9	$107 < V_n \leq 108$	0,6
	10	$108 < V_n \leq 109$	0,8
	11	$109 < V_n$	1

$$MCEU = 2 * ENS * FCE * CENS \text{ (Colones)}$$

En donde:

MCEU =El monto a compensar al abonado o usuario en colones.

ENS =Energía mensual suministrada en condiciones deficientes de tensión (artículo 85).

CENS =Costo de la energía no suministrada determinado por la Autoridad Reguladora (artículo 73).

Artículo 86. Energía suministrada en condiciones deficientes de tensión

La energía suministrada en condiciones deficientes de tensión (ENS) al abonado o usuario corresponde a la totalidad de la energía consumida por el abonado o usuario.

CAPÍTULO XVII

TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN

Artículo 87. Estudios de tensión

Las empresas distribuidoras deberán de informar a la Autoridad Reguladora, sobre los resultados de los estudios de la calidad de la tensión de servicio efectuados según lo indicado en el artículo 30, conforme a la periodicidad, formato, contenido y estructura de la información que establezca la Autoridad Reguladora oportunamente.

Artículo 88. Registro de perturbaciones

Las empresas distribuidoras deberán mantener actualizado el sistema de registro de las perturbaciones (artículo 63) que ocurren en sus redes, el cual deberá mantenerse disponible para efectos de auditoría por parte de la Autoridad Reguladora cuando ésta así lo requiera.

Artículo 89. Indicadores de continuidad

De acuerdo con lo indicado en el artículo 43, las empresas calcularán los índices de continuidad semestralmente, remitiendo con la periodicidad, formato, contenido y estructura de información que establezca la Autoridad Reguladora.

Artículo 90. Registro y tratamiento de perturbaciones

Semestralmente, conforme a la periodicidad, formato, contenido y estructura de la información establecida por la Autoridad Reguladora, las empresas distribuidoras deberán remitir, un informe del tratamiento de las perturbaciones ocurridas en sus redes de distribución, durante el semestre inmediato anterior. Dicho informe deberá incluir un apartado que abarque los aspectos contemplados en el artículo 73.

CAPÍTULO XVIII

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 91. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier usuario, abonado o empresa eléctrica, disconforme con la interpretación y aplicación de esta norma, podrá solicitar aclaración a la Autoridad Reguladora, la que resolverá sobre lo consultado en los plazos de ley.

Artículo 92. Multas y sanciones

El incumplimiento de las materias reguladas en la presente norma técnica, será sancionado de conformidad con lo dispuesto en la Ley No.7593 y leyes conexas.

Artículo 93. Vigencia

Esta norma rige a partir de su publicación en el diario oficial. No obstante la compensación económica a los usuarios regirá dos años después de la puesta en vigencia de esta norma

Artículo 94. Derogación de las normas AR-NT-CSV y AR-NT-CSE y del lineamiento ARMT-CVS

Se derogan las normas AR-NT-CSV “Calidad del suministro eléctrico”, promulgada mediante la resolución RRG-2441-2001 del 21 de diciembre de 2001 y la norma AR-NT-CSE “Calidad de la continuidad del suministro eléctrico”, promulgada mediante la resolución RRG-2442 del 21 de diciembre de 2001. Se deroga el lineamiento técnico AR-MT-CVS “Metodología para la evaluación de la calidad del voltaje de suministro”, emitido mediante la resolución RRG-2709-2002 del 14 de agosto de 2002.

ANEXO I**Listado de componentes**

Sección	Componente
Acometidas	Conductores de acometida
	Conector
	Base de Medidor
	Medidor
Red de baja tensión	Conductor activo
	Conductor neutro
	Aislador
	Puente (Jumper)
	Transformador
Red de media tensión	Conductor activo
	Conductor neutro
	Poste
	Hilo guarda
	Ancla
	Puente (Jumper)
	Soporte
	Crucero
	Aislador
	Conector

Protección de líneas

Porta fusible
Fusible
Seccionador
Disyuntor
Transformador auto protegido
Pararrayos

ANEXO II**MÉTODO DE VERIFICACIÓN DE LA TENSIÓN.**

A continuación se describen las condiciones bajo las cuales se llevarán a cabo las pruebas de evaluación de la calidad de la tensión de suministro.

Ubicación y condiciones para realizar la prueba.

La medición y registro de los parámetros físicos de la energía de suministro, se efectuará en puntos de medición sectorial integrada.

La empresa eléctrica, previo a la instalación del equipo de prueba, verificará el buen estado de las conexiones en los terminales del punto de entrega del servicio a evaluar y en el transformador que alimenta el tendido de baja tensión que supe a dicho servicio, para que éstas no sean un factor influyente en la calidad del registro de datos realizado.

Para la instalación del equipo de prueba, se utilizarán dispositivos apropiados que aseguren una unión firme entre los conductores del equipo y la instalación eléctrica del inmueble y/o en el transformador.

PROGRAMAS DE MEDICIÓN.**Proceso de medición.**

El programa de medición corresponde al estudio de la calidad de tensión de suministro en transformadores de distribución y sus redes de baja tensión asociadas, a través de medición instalada en los terminales del equipo de transformación, así como en los servicios que se encuentren ubicados en los extremos de la red secundaria (puntos a medir en extremos) de acuerdo con la configuración topológica de la red de baja tensión y a la cantidad de tramos en paralelo derivados de los terminales del transformador, siendo como mínimo 3 puntos de medición puntual únicos, sin contar el equipo de transformación, logrando disponer de triangulación de la calidad de tensión suministro brindada entre los puntos de medición instalada.

Muestreo estadístico y contabilización de estudios.

La muestra la elegirá la Autoridad Reguladora de manera aleatoria del total de los transformadores activos instalados en las redes de la empresa de distribución de acuerdo con lo señalado en el artículo 31 de esta norma.

Para efectos de estadística se contabilizará como la cantidad de abonados beneficiados, el total de abonados asociados al transformador, para lo cual la empresa enviará un listado de abonados (localizaciones) y de los puntos de medición en extremos del ramal a baja tensión asociados al transformador analizado.

Proceso de verificación de la calidad de servicio.

Para la verificación de la calidad de servicio se debe cumplir los siguientes aspectos:

Calidad de tensión de suministro (VCTS). Verificación de Niveles de tensiones normales de servicio

Para estos efectos se efectuarán al menos tres mediciones puntuales en extremos de la red secundaria y una en los terminales del transformador. Para el caso de los extremos se realizará la medición en el servicio de los abonados que se encuentren conectados a la distancia eléctrica más lejana de los terminales del transformador. Además verificará el buen estado de las conexiones en los terminales de los puntos de medición a instalar (transformador y servicios de abonados). El objetivo de este proceso es determinar la calidad de tensión de suministro entre los equipos de medición instalados, permitiendo definir los niveles de los valores de tensión brindados por la red de baja tensión.

Calidad física de la red (VCFR). Verificación del estado de conexiones de los medidores, redes y acometidas.

Para estos efectos, posterior a la (VCTS), la empresa verificará las condiciones físicas del servicio brindado a los abonados beneficiados, a través de la ejecución de mantenimientos predictivos, preventivos y en caso de ser necesario mantenimiento correctivo de forma que se garantice que todos los servicios conectados a ese transformador queden con condiciones óptimas de servicio.

Estadística y contabilización del programa de medición.

Para efectos de estadística se deberá reportar semestralmente como mínimo:

1. Cantidad de abonados beneficiados con el programa p/transformador. (total de abonados por equipo)
2. Cantidad de revisiones efectuadas de los servicios de abonados asociados al transformador, mantenimiento predictivo/preventivo en puntos de conexión del abonado.
3. Cantidad de equipos de medición instalados por transformador y red de baja tensión
4. Cantidad de servicios de abonados que cumplen/no cumplen con las condiciones físicas requeridas para la prestación de servicio (VCFR).
5. Cantidad de mediciones dentro/fuera de norma (VCTS).
6. Cantidad de mejoras realizadas/pendientes derivadas del proceso de VCTS.

7. Cantidad de mejoras realizadas/pendientes derivadas del proceso de VCFR.
8. Detalle de la causa de anomalías determinadas (regulación, problemas en neutros, balance, conexiones falsas, red no adecuada, entre otros)
- II. Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV. Instruir a la Comisión ad hoc, para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final de la norma técnica, los cuales deberán ser remitidos a esta Junta Directiva oportunamente.
- V. Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia al informe DFOE-AE-IF-04-2013.

ACUERDO FIRME.

b) En cuanto a la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo”

ACUERDO 10-71-2014

- I. Dar por finalizado el proceso de discusión de la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo”, sometida a audiencia pública mediante acuerdo 04-53-2014, del acta de la sesión 53-2014 del 11 de setiembre de 2014, y ordenar el archivo del expediente OT-210-2014.
- II. Agradecer a todos los participantes del proceso de audiencia pública en el cual se discutió la propuesta de la norma técnica señalada en el punto anterior e informarles que, con fundamento en lo señalado por la Comisión ad hoc en el oficio 0036-CAHMNE-2014 del 27 de noviembre de 2014 y el criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria 1035-DGAJR-2014 del 9 de diciembre de 2014, esta Junta Directiva someterá a una nueva audiencia pública la propuesta ajustada de la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo”, expediente OT-210-2014.
- III. Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia a la disposición DFOE-AE-IF-04-2013.

ACUERDO FIRME.

ACUERDO 11-71-2014

- I. Someter al trámite de audiencia pública la propuesta de norma técnica denominada Norma AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo”, con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Comisión ad hoc mediante el oficio 0036-CAHMNE-2014 del 27 de noviembre de 2014, cuyo texto se transcribe a continuación:

“Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo”

(AR-NT-SUMEL)

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma establece:

- a. Las condiciones y requisitos técnicos que deberá cumplir el equipamiento para la actividad de medición y registro de la energía y potencia en todas las etapas del negocio eléctrico en el mercado eléctrico nacional.
- b. Los procesos de supervisión asociados a la actividad de verificación, calibración, sellado y control de instrumentos de medición y registro de energía y potencia.
- c. Los procesos de supervisión asociados al control de los patrones y equipos conexos en los laboratorios de calibración, sellado y control de instrumentos de medición y registro de energía y potencia, así como de las unidades de verificación.

Artículo 2. Obligatoriedad y responsabilidad

Su aplicación es obligatoria para todas las empresas eléctricas que se encuentren establecidas en el país o que se llegasen a establecer, de conformidad con las leyes correspondientes.

Bajo ninguna circunstancia, las empresas eléctricas podrán instalar o hacer uso, para efectos de facturación y de control de la calidad, de un sistema de medición y registro de energía, potencia y calidad de la energía que no cumpla con las condiciones indicadas en la presente norma.

Artículo 3. Propósito

El objeto de la presente norma técnica es definir y describir las condiciones técnicas bajo las cuales se desarrollará la actividad de medición y registro de la energía, potencia y calidad en los siguientes aspectos:

- . Establecimiento y control de laboratorios de medición, su equipamiento y sus unidades de verificación.
- . Características técnicas de patrones portátiles y de laboratorio.
- . Control y supervisión de patrones.
- . Características técnicas de los instrumentos de medición y registro.
- . Control estadístico de los equipos de medición y registro nuevos y en uso.
- . Identificación de los dispositivos de medición y registro.
- . Técnicas de medición y verificación.

Artículo 4. Definiciones

Para efectos de aplicar esta norma técnica, se definen los conceptos siguientes así:

Abonado: persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Abonado en alta tensión: persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión.

Alta tensión (abreviatura: AT): nivel de tensión igual o superior a 100 kV e igual o menor a 230 kV.

Autoridad Reguladora (ARESEP): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Baja Tensión (abreviatura: BT): nivel de tensión menor o igual a 1 kV.

Concesión: es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

Contador de energía. Medidor: instrumento para la medición y registro de la energía y potencia, consumida y demandada por una instalación eléctrica, equipo eléctrico u otros.

Demanda: valor de la potencia medida en kVA o en kW requerida por una instalación eléctrica, elemento de red, dispositivo o aparato eléctrico en un instante de tiempo dado.

Demanda máxima: valor más alto de la demanda en un período dado.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Equipo de medición, contador, instrumento de medición, medidor: véase sistema de medición.

Factor de potencia: es la relación o razón entre la potencia real y la aparente.

Generador: empresa generadora de energía eléctrica.

Laboratorio de calibración y ensayo: empresa u órgano de una institución pública o privada, persona física o jurídica, debidamente acreditada para la actividad de verificación, calibración, sellado de instrumentos de medición y registro de energía y potencia, de conformidad con lo indicado en el artículo 23 de la Ley 7593, y el artículo 12 de su reglamento, el cual debe cumplir con la Ley No. 8279, Sistema Nacional para la Calidad, y consecuentemente estar acreditado bajo la norma ISO:17025-Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de calibración y ensayo, vigente.

Media Tensión (abreviatura: MT): nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor a 100 kV.

Medición: conjunto de operaciones que tiene por objeto determinar, con cierto grado de precisión y exactitud, el valor de la magnitud de una variable.

Norma técnica: precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que define de forma precisa las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Patrón de medición: medida materializada, instrumento de medición, material de referencia o sistema de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o más valores de una magnitud para utilizarse como referencia.

Protocolo: serie ordenada de objetivos, metodologías y consideraciones, a ser utilizados y documentados para la observación, análisis e interpretación de los resultados, de las diferentes pruebas y controles estadísticos.

Punto de interconexión: lugar topológico donde se enlaza la red de una empresa distribuidora, un generador o un gran consumidor, con la red de transmisión eléctrica.

Sello de seguridad. Sello de garantía: utensilio de metal o plástico, debidamente identificado y numerado para inhibir el acceso a los mecanismos de calibración de los instrumentos y equipos de medición y registro de energía, potencia y calidad de la energía, además de equipos de laboratorio para calibración y ensayo.

Servicio eléctrico: disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución y en las condiciones para su comercialización.

Sistema de medición: es el conjunto de equipos y materiales (contadores de energía, alambrado, dispositivo de comunicación, transformadores de potencial y corriente) que se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia requerida en un servicio eléctrico.

Unidad de verificación: persona física, que tiene la competencia técnica, el equipamiento y la acreditación para la verificación de instrumentos o sistemas de medición, conforme a las regulaciones, normas o especificaciones técnicas.

Usuario: persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio.

Usuario en alta tensión: persona física o jurídica que es consumidor final de energía en la red de alta tensión.

Artículo 5. Acrónicos y abreviaturas

ANSI: American National Standard Institute

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

IEC: International Electrotechnical Commission

CAPÍTULO II
SISTEMA DE MEDICIÓN ELÉCTRICO EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Artículo 6. Sistema de medición

Las empresas distribuidoras o comercializadoras proveerán e instalarán por su cuenta, los contadores, los transformadores de potencial y corriente, y demás dispositivos necesarios para la medición y registro de la energía consumida y potencia demandada por sus abonados y usuarios, de acuerdo con el uso, cantidad de energía consumida, potencia demandada y el tipo de servicio, de conformidad con lo establecido en la norma AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” y la norma AR-NT-POASEN “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional”.

Artículo 7. Mantenimiento de los equipos de medición

Las empresas distribuidoras y comercializadoras están en la obligación de mantener en buen estado de funcionamiento los sistemas de medición, utilizando para ello los procedimientos y controles pertinentes, y realizando a sus sistemas de medición las pruebas técnicas y estadísticas establecidas en esta norma.

Artículo 8. Instalación y ubicación del sistema de medición

Los sistemas de medición serán instalados de acuerdo con las características del servicio, tomando en cuenta para ello: la seguridad y protección tanto de la instalación eléctrica del abonado como de la empresa; el acceso y facilidades para la instalación y mantenimiento.

Los sistemas de medición serán ubicados de acuerdo con lo establecido en las normas técnicas “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas (AR-SUINAC)”, y “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” (AR-NT-SUCOM) vigentes.

CAPÍTULO III
SUMINISTRO ELÉCTRICO A ALTA TENSIÓN E INTERCONEXIÓN AL SEN

Artículo 9. Sistemas de medición

Las empresas generadoras con una potencia instalada mayor a 1 MW, así como las empresas distribuidoras y transmisoras, proveerán e instalarán por su cuenta los medidores, los transformadores de potencial y corriente, y demás dispositivos necesarios para la medición y registro de la energía y su calidad, así como la potencia inyectada o retirada del SEN, de acuerdo con los procedimientos que para tales efectos proponga el Operador del Sistema y que la Autoridad Reguladora apruebe.

El sistema de medición permitirá su lectura, tanto en sitio como de manera remota, y deberá cumplir con los requisitos indicados en el artículo 13 de esta norma.

Artículo 10. Mantenimiento de los sistemas de medición

Las empresas distribuidoras, transmisoras y generadoras están en la obligación de mantener en buen estado de funcionamiento los sistemas de medición, utilizando para ello los procedimientos y controles pertinentes, y realizando a sus sistemas de medición las pruebas técnicas y estadísticas establecidas en esta norma, y siguiendo los protocolos establecidos por el Operador del Sistema y aprobados por la Autoridad Reguladora, en salvaguardia de la seguridad operativa del SEN.

Artículo 11. Instalación y ubicación del sistema de medición

Los sistemas de medición serán instalados y ubicados de acuerdo con las especificaciones técnicas de las empresas distribuidoras y transmisoras.

CAPÍTULO IV

INSCRIPCIÓN DE MODELO

Artículo 12. Inscripción de modelo

La inscripción de los diferentes modelos de instrumentos o sistemas para medición y registro de la energía y su calidad, así como la potencia eléctrica, en cualquiera de las etapas de la industria eléctrica en Costa Rica, se efectuará ante la Autoridad Reguladora, de acuerdo al procedimiento y requisitos establecidos por dicho ente. No podrá instalarse, para efectos de facturación ni de control de esta, ni para el registro de la calidad de la energía, ningún equipo de medición que carezca de la inscripción del modelo correspondiente.

La solicitud de la inscripción de los modelos de instrumentos o sistemas de medición, por parte de cualquier persona física o jurídica se ajustará a los procedimientos que para tales efectos establezca la Autoridad Reguladora.

Artículo 13. Características técnicas mínimas de los equipos de medición

Todos los instrumentos, medios o sistemas de medición empleados en el país, ante una prueba dada, cumplirán con las características técnicas, y como mínimo con los porcentajes de error especificados en las normas estadounidenses ANSI C12.1, C12.7, C12.10, C12.16, C12.18, C12.19, C12.20, C12.22 y ANSI C57.13 que correspondan, de acuerdo con el uso de la energía, el tipo de servicio (según la clasificación establecida en la norma técnica AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión), y la demanda de potencia y energía.

En los sistemas de medición con registro de parámetros de calidad, que se adquieran a partir de la entrada en vigencia de esta norma, adicionalmente deben cumplir con la norma IEC-61000-4-30 “Técnicas de ensayo y medida. Métodos de medida de la calidad de suministro”.

Artículo 14. Requisitos para solicitar la inscripción de modelos

Toda solicitud de inscripción de modelos de instrumentos o sistemas de medición y registro se realizará por escrito y se acompañará de toda la documentación, en idioma español o en su defecto acompañada por su traducción oficial, necesaria para entender su funcionamiento y conexión (descripciones, diseño, esquemas, y hardware para la programación y descripción del funcionamiento eléctrico y mecánico). Asimismo, deberá entregarse una copia de seguridad del software utilizado. De igual forma deberá contemplar la información relativa a los ajustes, esquemas y procedimientos para su verificación, contraste y calibración.

Asimismo, debe aportarse certificado del cumplimiento de los niveles de error establecidos en las normas ANSI correspondientes, autenticado mediante el trámite consular de apostillado, expedido por un laboratorio acreditado del país de origen.

Artículo 15. Causas para denegar la inscripción de los modelos

La Autoridad Reguladora podrá denegar la inscripción de un modelo en las siguientes circunstancias:

- a. Cuando la información técnica contenida en la solicitud no cumpla con lo indicado en el artículo 14, o bien, resulte insuficiente para la realización de las pruebas correspondientes, o para verificación del cumplimiento de las normas indicadas en el artículo 13.
- b. Cuando el instrumento o sistema de medición no cumpla con los valores de error permisible especificados en las normas ANSI, señaladas en el artículo 13 de esta norma.
- c. Cuando las características eléctricas, mecánicas, constructivas, técnicas y de comunicación del modelo no se ajusten a los requerimientos técnicos de la aplicación deseada por la empresa eléctrica.

Artículo 16. Comprobación de las características técnicas de los modelos sujetos a inscripción

Recibida la solicitud de inscripción de modelo, la Autoridad Reguladora analizará la información suministrada con la solicitud de inscripción y verificará que los modelos de los sistemas de medición posean las características eléctricas, mecánicas, constructivas y tecnológicas adecuadas para su utilización en el país, y que cumplan con los niveles de error establecidos en la normativa ANSI correspondiente.

La aprobación o rechazo de la inscripción de los modelos se hará en un plazo máximo de 30 días hábiles contados a partir de la fecha de recibo de la solicitud completa, de acuerdo con el procedimiento que establezca la Autoridad Reguladora.

Artículo 17. Universalidad de la aprobación o rechazo de la inscripción de modelo

La aprobación o rechazo de inscripción de un determinado modelo de sistema de medición, surtirá el mismo efecto para todas las empresas eléctricas, salvo criterio contrario de la Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus potestades legales.

CAPÍTULO V ADQUISICIÓN Y REPORTE DE PRUEBA DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Artículo 18. Requisitos para adquirir instrumentos o sistemas de medición

Las empresas eléctricas adquirirán instrumentos o sistemas de medición, para medición de consumo y demanda de sus abonados y usuarios, que tengan las mismas características técnicas y metrológicas de los modelos inscritos ante la Autoridad Reguladora.

Artículo 19. Reporte de prueba de los instrumentos o sistemas de medición

Los instrumentos o sistemas de medición que adquieran las empresas eléctricas deben contar, cada uno de ellos, con su correspondiente reporte de prueba en fábrica, expedido por el fabricante, indicando que el instrumento o sistema de medición cumple, como mínimo, con los porcentajes de error de la correspondiente norma ANSI.

Para los transformadores de potencial y corriente asociados con el sistema de medición, la Autoridad Reguladora en ejercicio de sus facultades de control, solicitará, además de lo estipulado en el artículo 14, copia con los resultados de las pruebas de verificación expedida por el fabricante, la cual deberá ser en idioma español o en su defecto acompañada por su traducción oficial, sobre el cumplimiento de la normativa ANSI correspondiente con el tipo de equipo. Se debe presentar las pruebas referentes al elemento tipo y las generales efectuadas sobre los mismos por el fabricante.

Artículo 20. Sellado de los sistemas de medición

Cada contador o sistema de medición poseerá los sellos de garantía que impidan el acceso a los mecanismos de ajuste o calibración del instrumento e instalado por la empresa eléctrica. Los sellos serán codificados y numerados de manera consecutiva y estarán asociados de manera exclusiva a cada contador o instrumento que forma parte del sistema de medición. La empresa eléctrica será responsable del manejo y control de los sellos, para lo cual establecerá los procedimientos adecuados, los que eventualmente podrán ser auditados por la Autoridad Reguladora.

Artículo 21. Retiro del sello en los instrumentos o sistemas de medición

Ningún abonado, usuario, persona física o jurídica están autorizados a quitar el sello de garantía. Esta potestad es exclusiva del personal autorizado de laboratorios y unidades de verificación.

El personal calificado de laboratorios de medidores y unidades de verificación, solo podrán remover el sello en las instalaciones del laboratorio, o en labores de campo cuando se justifique, en caso de reparación o realización de ajustes de programación para garantizar la exactitud del sistema de medición, verificación por uso ilícito, o debido a la realización de las pruebas para atención de reclamos o control estadístico, indicadas en el Capítulo X de esta norma técnica.

Artículo 22. Nomenclatura de colores de sellos de garantía

Los sellos de garantía además de su codificación y numeración establecida en el artículo 20, estarán debidamente identificados mediante colores para identificar la última intervención efectuada sobre el contador, la totalidad del sistema de medición o algún componente, de la siguiente manera:

Código de color	Intervención
Verde	Verificación de la certificación del fabricante
Amarillo	Verificación por queja o estudio de consumo
Rojo	Verificación por uso ilícito
Café	Reparación o calibración
Azul	Verificación por control estadístico

CAPÍTULO VI**LABORATORIOS DE MEDICIÓN****Artículo 23. Condiciones para la instalación de laboratorios de medición**

Las empresas u órganos de instituciones públicas o privadas, personas físicas o jurídicas que realicen la actividad de verificación, calibración y sellado de instrumentos o sistemas de medición y registro de energía, potencia y su calidad, de conformidad con lo indicado en el artículo 23 de la Ley 7593, y el artículo 12 de su reglamento, deben acondicionar un local, para la instalación de un “Laboratorio de Medición”, el cual debe cumplir con la Ley No. 8279, Sistema Nacional para la Calidad, y consecuentemente estar acreditado bajo la norma ISO:17025, más reciente.

Artículo 24. Acondicionamiento de los laboratorios de medición y condiciones de prueba

Los laboratorios de medición que se instalen deben cumplir con los requisitos establecidos en la “Sección 3.4” de la norma estadounidense “*American National Standard Code for Electricity Metering*” ANSI C12.1-2008, o su equivalente más reciente.

Es terminantemente prohibido efectuar en estos locales, actividades ajenas a la calibración, verificación, sellado y control de medidores eléctricos y equipos complementarios.

CAPÍTULO VII EQUIPAMIENTO DE LABORATORIOS

Artículo 25. Características técnicas para la adquisición de equipo de verificación

Los laboratorios de calibración y ensayo, adquirirán los dispositivos para la verificación, calibración o realización de otras pruebas a instrumentos o sistemas de medición que cumplan como mínimo con las referencias indicadas en el numeral 4.7 de la Norma ANSI C12.1-2008, o su equivalente más reciente.

Artículo 26. Mantenimiento y conservación de los equipos de verificación y contraste

Los laboratorios de calibración y ensayo, efectuarán el mantenimiento preventivo y correctivo a los dispositivos con que se cuente para la verificación y contraste de los instrumentos o sistemas de medición.

Artículo 27. Sello de seguridad de los equipos de prueba

Los patrones e instrumentos que posean los equipos de prueba para la verificación y calibración de los sistemas de medición no podrán ser manipulados, modificados o alterados en ninguna forma. El mantenimiento preventivo (limpieza, sustitución de piezas dañadas) se realizará siempre y cuando cumplan con las características originales de construcción y garantice las condiciones que tenían originalmente.

Los patrones deberán poseer un sello de calibración, instalado por el fabricante, o de la entidad certificadora que efectúe las pruebas de contraste y calibración estipuladas en el artículo 28 de esta norma.

Artículo 28. Término para realizar pruebas de verificación y contraste a los equipos de pruebas

Cada año los laboratorios de calibración y ensayo, someterán a verificación o calibración los equipos de prueba de los laboratorios y sus patrones para constatar el cumplimiento de las referencias 3.10 de la Norma ANSI C12.1-2008, y de las características específicas del fabricante.

Artículo 29. Realización de auditorías técnicas por parte de la Autoridad Reguladora

Los laboratorios de medición deberán someterse a las auditorías establecidas por la norma ISO-17025. No obstante ello, la Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus facultades y cuando lo considere pertinente, efectuará auditorías técnicas para verificar que los laboratorios de medición y sus dispositivos cumplan con las condiciones especificadas en esta norma técnica.

CAPÍTULO VIII CONTROL DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Artículo 30. Sistema de control de contadores de energía eléctrica

Las empresas eléctricas deben mantener una base de datos de los contadores de energía y equipos complementarios de su propiedad, en la que se especificará, como mínimo, la siguiente información:

Nombre de la empresa eléctrica, Identificación del medidor, Fabricante del equipo, Tipo, Clase, Número de elementos, Fases, Número de hilos, Razón de registro (Rr), Revoluciones del disco por kilowattthora (kh) para medidores electromecánicos, Tensión, Constante de demanda máxima, Constante propia del registro (Kr), Corriente de prueba, Número de sello de garantía instalado por la empresa, Año de adquisición, Historial de localizaciones y fechas en donde se ha instalado, lecturas de instalación y de retiro. También contendrá la información de los equipos complementarios de los contadores eléctricos (transformadores de instrumento).

Artículo 31. Acceso a la base de datos

Las empresas eléctricas proveerán a la Autoridad Reguladora los medios necesarios para dar acceso directo a la base de datos de contadores de energía eléctrica.

Artículo 32. Sistema de identificación de medidores eléctricos

Para la identificación de los medidores de energía eléctrica se establece como condición mínima que las empresas eléctricas soliciten al fabricante que la placa de características del contador incluya la siguiente información:

- a. Nombre de la empresa eléctrica.
- b. Año de fabricación del medidor.
- c. Numeración del contador con al menos ocho caracteres.
- d. Tipo de servicio en el que se utiliza el contador, desglosado así:
 - M: Monofásico
 - M_D: Monofásico con demanda
 - E_D: Trifásico conexión estrella con demanda
 - ED_D: Trifásico conexión estrella o delta con demanda
 - N: Sistema dos fases, tres hilos para sistemas de distribución 120/208 voltios
 - N_D: Sistema dos fases, tres hilos para sistemas de distribución 120/208 voltios con demanda.

Artículo 33. Identificación de contadores eléctricos reparados o calibrados

Aquellos contadores eléctricos que hayan sido reparados, calibrados o ajustados en su programación por las empresas eléctricas, serán identificados de forma visible con una calcomanía, resistente a la humedad y al calor, colocada en algún punto conveniente según las características del contador. La calcomanía tendrá las características siguientes:

Dimensiones: 35 mm largo x 20 mm ancho

Color: Fondo negro, caracteres en blanco

Secciones: Dos. La primera incluirá el mes y la segunda el año de la reparación calibración o ajuste de programación.

Muestra:

03	97
----	----

Artículo 34. Indicación de la constante de medición

En los sistemas de medición con transformadores de instrumento, las empresas eléctricas deberán indicar las razones de transformación y la constante total de medición, en un lugar visible, pero que no obstruya la visibilidad de la placa de características del contador ni la pantalla del mismo. Dichas indicaciones deben ser resistentes a la humedad y a los rayos solares.

CAPÍTULO IX PRUEBAS A MEDIDORES NUEVOS

Artículo 35. Muestreo estadístico

Las empresas eléctricas efectuarán en un laboratorio de calibración y ensayo, y siguiendo los criterios estadísticos estipulados en esta norma, pruebas de verificación del cumplimiento de las normas ANSI indicadas en el artículo 13 de esta norma, a los lotes de medidores que adquieran, en forma previa a que los mismos sean sellados e instalados. Dichas pruebas deberán quedar debidamente documentadas para efectos de control.

Artículo 36. Criterios de muestreo de medidores de energía nuevos

El procedimiento de muestreo de los lotes de medidores o contadores nuevos adquiridos por las empresas eléctricas se efectuará de la siguiente manera:

Lotes menores a diez mil unidades (ver tabla N° 1): La Aresep extraerá aleatoriamente una muestra de cuarenta medidores (40), a los cuales se les realizarán todas las pruebas de exactitud. El lote será aceptado si de la muestra, un único medidor no supera las pruebas requeridas. La totalidad del lote será rechazado en el caso de que cinco o más de ellos no superen las pruebas.

Para el caso cuando sean dos, tres o hasta cuatro medidores que no cumplan las pruebas requeridas, se procederá a extraer de ese mismo lote una segunda muestra de cuarenta medidores (40), para un tamaño de muestra acumulada de ochenta unidades (80).

El lote será aceptado en su totalidad cuando de esa muestra acumulada, cuatro medidores o menos no superen las pruebas. La totalidad del lote será rechazado en el caso de que cinco o más medidores de la muestra acumulada no superen las pruebas.

**Tabla N° 1
Criterio de muestreo para el control de medidores nuevos**

Tamaño del Lote	Tamaño de Muestra	Tamaño de Muestra Acumulada	Número de Medidores fuera de rango de exactitud	
			Criterio de Aceptación	Criterio de Rechazo

<10000	40		1	5
		80	4	5
>10000	80		2	8
		160	8	9

Cuando la cantidad de medidores que se encuentre fuera del rango de los porcentajes de error especificados en las normas ANSI correspondientes, exceda *al valor indicado en la cuarta columna de la Tabla N° 1, se efectuará una segunda prueba. Si en esa segunda prueba la cantidad de medidores excede nuevamente dicho valor, la totalidad del lote será rechazado.*

Lotes mayores a diez mil unidades: Se aplicará el mismo procedimiento con los valores establecidos en la Tabla N° 1.

Excepción: Para los contadores de energía con registro de máxima demanda se verificará su totalidad, rechazando aquellos que incumplan las pruebas requeridas.

Artículo 37. Mínimo de pruebas a realizar a los medidores de energía nuevos

Las pruebas mínimas a realizar a los medidores nuevos serán las siguientes:

- a. Prueba de vacío.
- b. Prueba de arranque.
- c. Prueba de carga.
- d. Prueba de efecto de variación del factor de potencia.
- e. Prueba de variación de tensión.
- f. Prueba de independencia entre estatores.
- g. Máxima demanda.

Las pruebas se realizarán siguiendo las condiciones y procedimientos establecidos en la “Sección 4” de la norma estadounidense “*American National Standard Code for Electricity Metering*” ANSI C12.1 vigente o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales establezca la Autoridad Reguladora.

A los medidores electrónicos de estado sólido, se les realizarán las pruebas equivalentes para los contadores electromecánicos, pero siguiendo las condiciones y procedimientos establecidos en la norma estadounidense “*American National Standard Code for Electricity Metering*” ANSI C12.20 para medidores clase 0.2 y 0.5 y ANSI C12.16 vigentes, o las versiones que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca.

CAPÍTULO X

PRUEBAS A MEDIDORES EN USO

Artículo 38. Periodicidad del muestreo estadístico

Las empresas eléctricas ejecutarán, en un laboratorio de calibración y ensayo, las pruebas de verificación de las condiciones de funcionamiento de los medidores en uso. Para los medidores trifásicos, bifásicos y monofásicos con registro de demanda, las pruebas se realizarán cada cinco años y para los monofásicos y bifásicos sin registro de demanda cada siete años, las cuales deberán documentarse para el control respectivo. El tipo de pruebas que se harán son las mismas indicadas en el Capítulo IX “Pruebas a Medidores Nuevos”. En el caso de los medidores que por razones de costo - lejanía, y en su traslado se comprometa el buen estado del mismo, se podrán realizar las siguientes pruebas de campo, según el tipo de medidor:

Medidores monofásicos y bifásicos de energía.

- a. Prueba de vacío.
- b. Prueba en los puntos de ajuste referidos a la corriente de prueba (TA) del medidor y el factor de potencia (F.P.) indicado:

Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=1.

Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=0.5 en atraso.

Carga Liviana (LL) 10% TA @ F.P.=1

Medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos de energía y demanda.

- a. Prueba de vacío.
- b. Prueba en los puntos de ajuste referidos a la corriente de prueba (TA) del medidor y el factor de potencia (F.P.) indicado:
 - Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=1.
 - Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=0.5 en atraso.
 - Carga Liviana (LL) 10% TA @ F.P.=1
- c. Prueba de demanda a Carga Plena (FL) 100% TA @ F.P.=1
- d. Revisión y verificación de la correcta conexión del medidor mediante la elaboración del diagrama fasorial.

Artículo 39. Criterio de aprobación o rechazo

El procedimiento de muestreo de los lotes de medidores en uso se realizará estadísticamente, según el lote de medidores instalados en el año en estudio, de la siguiente manera:

Lotes de medidores instalados menores a diez mil unidades: La Aresep extraerá aleatoriamente una muestra de cuarenta medidores (40) a los cuales se les realizarán todas las pruebas de exactitud. El lote será aceptado si de la muestra un único medidor no supera las pruebas requeridas. La totalidad del lote instalado ese año será revisado cuando cinco o más de ellos no superen las pruebas.

Cuando sean dos, tres o hasta cuatro medidores que no cumplan las pruebas requeridas, se procederá a extraer de ese mismo lote una segunda muestra de cuarenta medidores (40), para un tamaño de muestra acumulada de ochenta unidades (80).

El lote será aceptado en su totalidad cuando de esa muestra acumulada cuatro medidores no superen las pruebas. La totalidad del lote instalado ese año será revisado cuando cinco o más contadores de la muestra acumulada no superen las pruebas. Y se realizarán las sustituciones necesarias.

Lotes de medidores instalados mayores a diez mil unidades: Se aplicará el mismo procedimiento con los valores establecidos en la Tabla N° 1. En los casos de los contadores que no superen las pruebas, las empresas eléctricas realizarán las sustituciones necesarias.

Artículo 40. Criterio de aprobación o rechazo de los transformadores de instrumento en uso

Aprovechando la periodicidad del muestreo estadístico estipulado en el artículo 38, los transformadores de instrumento asociados a los sistemas de medición en uso por parte de las empresas eléctricas serán sometidos a pruebas de verificación de su funcionamiento, cumpliendo como mínimo con la norma ANSI C57.13 vigente, o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca, y serán realizadas las siguientes verificaciones:

- a. Verificación de la placa de características.
- b. Verificación de la correcta relación de corriente primaria versus corriente secundaria instantánea. (Relación de transformación)
- c. Prueba de impedancia de carga secundaria (*burden* de C.T.)
- d. Verificación de la correcta conexión secundaria, mediante la elaboración del diagrama fasorial.

Los transformadores de instrumento serán remplazados cuando no superen las pruebas. Ante fallas o averías de las bobinas y transformadores de instrumento asociados a los sistemas de medición, los mismos deberán ser reparados o reemplazados en un tiempo no mayor a 24 horas, después de haberse reportado la anomalía.

Artículo 41. Fiscalización de las pruebas realizadas a los sistemas de medición

La Autoridad Reguladora en ejercicio de sus potestades efectuará, por el medio que ella designe, auditorías técnicas necesarias para verificar y fiscalizar las pruebas a los medidores en uso.

Artículo 42. Sello de garantía

Todo medidor al que se le haya retirado el sello de garantía instalado por el fabricante, según lo indicado en el artículo 21 de esta norma, ya sea por haberle realizado pruebas de laboratorio por control estadístico, queja por alto consumo o uso ilícito de energía, reparación o calibración, deberá ser sellado nuevamente, previa verificación del buen funcionamiento del mismo, por un laboratorio de calibración y ensayo o unidad de verificación.

Artículo 43. Verificación y pruebas de campo

Los laboratorios de calibración y ensayo en coordinación con las empresas eléctricas, podrán, cuando lo consideren pertinente o para la atención de quejas por alto consumo y uso ilícito de energía, efectuar pruebas de verificación de campo a los sistemas de medición. Solo en caso de que las pruebas realizadas en campo superen el error permitido, se procederá con el traslado del mismo al laboratorio para su verificación. Esas pruebas serán realizadas con el equipo de verificación necesario, y siguiendo las indicaciones contenidas en la “Sección 5” de la norma estadounidense “American National Standard Code for Electricity Metering”, ANSI C12.1-2008 o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca. El laboratorio conservará, los protocolos y la documentación necesaria para la atención de las quejas.

Se podrá contar con Unidades de Verificación conformadas por personal de los laboratorios o de las empresas, de acuerdo con la Ley No.8279, Sistema Nacional para la Calidad, las cuales deberán ser acreditadas bajo la norma ISO-17020 vigente, para la realización de pruebas de campo.

CAPÍTULO XI

TÉCNICAS DE MEDICIÓN, PROTOCOLOS Y PROCEDIMIENTOS

Artículo 44. Intervalo de demanda

Para los servicios en los que se facture la energía consumida y la potencia, la demanda a facturar será la máxima que se registre en un intervalo de integración de quince minutos (15 min), durante el período a facturar.

Las empresas eléctricas establecerán un sub-período de integración de cinco minutos (5 min) para los equipos de medición con opción de sub-intervalos para la determinación de la máxima demanda.

Artículo 45. Tiempo de retardo en los equipos de medición

En los equipos de medición con opción de especificar un tiempo de retardo (tiempo muerto), para el nuevo inicio del periodo de integración en la determinación de la máxima demanda, se ajustará dicho tiempo de retardo a quince minutos (15 min).

Artículo 46. Determinación del factor de potencia

Para determinar el factor de potencia, las empresas eléctricas instalarán medidores que determinen el factor de potencia promedio para cada tarifa horaria (pico, valle y nocturno) del periodo a facturar. Para determinar la compensación por bajo factor de potencia se calculará con base en el factor de potencia promedio y la máxima demanda para cada tarifa horaria (pico, valle y nocturno) del periodo a facturar.

Artículo 47. Ajuste del reloj en medidores multitarifa

Las empresas eléctricas ajustarán el reloj de los medidores multitarifa, utilizando un equipo electrónico remoto o portátil que mantenga su reloj sincronizado de acuerdo con la hora oficial del servicio telefónico 1112. Sin embargo, en caso de presentarse controversia respecto de la hora, se tendrá como hora oficial la establecida por el Instituto Meteorológico Nacional, entidad encargada de fijarla, de acuerdo con el Decreto Ejecutivo N° 30 del 22 de mayo de 1954, publicado en La Gaceta N° 120 del 30 de mayo de 1954.

Artículo 48. Establecimiento de protocolos y procedimientos

Los laboratorios de calibración elaborarán y mantendrán actualizados los procedimientos y protocolos de examen a utilizarse en las diferentes pruebas y controles estadísticos establecidos en la presente norma técnica, los cuales deberán ser remitidos a la Autoridad Reguladora para su aprobación cada dos años o cuando la técnica lo amerite y el laboratorio lo considere necesario.

CAPÍTULO XII

MEDICIÓN A GENERADORES, DISTRIBUIDORES Y USUARIOS SERVIDOS A ALTA TENSIÓN

Artículo 49. Características y condiciones generales de los equipos de medición

Los sistemas para la medición y registro de la energía y potencia de grandes consumidores conectados directamente en alta tensión, empresas de distribución y de generadores privados interconectados al SEN tendrán las características y condiciones siguientes:

- a. Los medidores de energía serán trifásicos, tetrafilares, de solo lectura, del tipo multifunción de estado sólido, bidireccional, dotados de un módulo de memoria masiva no volátil, de acuerdo a la norma ANSI C12.16 y con la precisión requerida en la norma ANSI C12.20 vigentes, o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora establezca.
- b. Cada sistema de medición contará al menos con lo siguiente:
 - i. Un medidor principal y uno de respaldo, con iguales características de precisión y exactitud.
 - ii. Transformadores de corriente y potencial, que podrán ser compartidos o ser independientes para cada medidor.
- c. La precisión y exactitud requerida para los sistemas de medición será la establecida en las normas ANSI C12.20 y ANSI C57.13 vigentes, o las versiones que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora señale.
- d. La carga de los transformadores de corriente y potencial, asociados al sistema de medición principal y de respaldo no podrá sobrepasar el rango de carga de los transformadores de instrumento especificado en la norma ANSI C57.13 vigente, o la versión que en el ejercicio de sus facultades legales la Autoridad Reguladora señale, para la exactitud requerida.

- e. El sistema de medición contará con los elementos necesarios que permitan separar o intercalar dispositivos de medida en forma individual con la instalación en servicio, para verificar en el lugar o reemplazar sin afectar los elementos restantes.
- f. Los medidores (principal y de respaldo) estarán conectados en el punto de interconexión en el cual inyectan o retiran energía del SEN.
- g. La instalación del sistema de medición estará a cargo del ICE o la empresa distribuidora según corresponda.
- h. Los sistemas de medición serán verificados anualmente.

CAPÍTULO XIII

MEDICIÓN REMOTA Y EQUIPAMIENTO

Artículo 50. Proyectos de medición remota

Bajo autorización de la Autoridad Reguladora, previa presentación del estudio de beneficio-costos, las empresas eléctricas podrán implementar proyectos de medición remota en sus áreas de concesión.

Artículo 51. Arquitectura del sistema de medición remota

Para efectos de seguridad en la lectura en sitio y la comunicación de los datos y el costo, se deberá desarrollar una arquitectura del sistema de medición del tipo distribuido. Otros tipos de arquitecturas podrán ser utilizados, previo estudio técnico-económico por parte de las eléctricas y con previo conocimiento y aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Artículo 52. Seguridad y medios de comunicación

Las empresas deben establecer los medios de comunicación y el equipamiento necesario para asegurar la calidad en la recolección de datos, su transmisión a los centros de control y su procesamiento, conforme a la normativa internacional y en concordancia con la norma ANSI C12.22 "Protocol specification for interfacing to data communication networks".

CAPÍTULO XIV

SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO REGIONAL

Artículo 53. Sistema de medición

Los sistemas de medición a utilizarse para efectos de transacciones en el Mercado Regional se ajustarán como mínimo a lo establecido en los artículos 13 y 49 de esta norma.

Artículo 54. Sistema de Medición Comercial SIMEC

El sistema de medición comercial (SIMEC), a implementar por el Operador del Sistema de conformidad con lo establecido en el artículo 2.2 del Capítulo 2 y anexo A del Libro II del Reglamento del Mercado Regional (Operación Técnica y Comercial), los artículos 67 al 72 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central y los artículos 19 al 37 del Reglamento de Detalle de los Procesos Comerciales, Operativos y de Planificación de la Armonización Regulatoria, debe ajustarse en lo que respecta al equipamiento para la medición y registro de la energía y potencia y su calidad, con lo establecido en esta norma.

CAPÍTULO XV

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 55. Pruebas por parte de la Autoridad Reguladora

Cuando lo estime necesario la Autoridad Reguladora, por sus medios o mediante contratación de terceros, podrá someter a los medidores nuevos y en uso a pruebas adicionales a las efectuadas por las empresas eléctricas en los laboratorios de calibración y ensayo. Asimismo, podrá someter a pruebas a las mesas de calibración, patrones de laboratorio y portátiles.

Artículo 56. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier empresa participante del negocio eléctrico, abonado o usuario ante conflictos en materia de interpretación y aplicación de esta disposición, podrá recurrir a la Autoridad Reguladora, quien resolverá sobre el asunto de acuerdo con los términos de la Ley N° 7593.

Artículo 57. Sanciones

El incumplimiento de las materias reguladas en la presente norma técnica será sancionado de conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 7593 y leyes conexas.

Artículo 58. Vigencia

Esta disposición rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

Artículo 59. Protocolos y procedimiento

Se establece un plazo de seis meses contados a partir de la puesta en vigencia de esta norma para que las empresas eléctricas y los laboratorios de calibración y ensayo desarrollen los protocolos, procedimientos y procesos informáticos establecidos en los artículos 30 y 48 de esta norma.

Artículo 60. Derogación de la norma AR-NT-CON

Se deroga la norma AR-NT-CON “Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica”, promulgada mediante la resolución RRG-2440-2001 del 21 de diciembre de 2001.

- II.** Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.

- III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV. Instruir a la Comisión ad hoc, para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final de la norma técnica los cuales deberán ser remitidos a esta Junta Directiva oportunamente.
- V. Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia al informe DFOE-AE-IF-04-2013.

ACUERDO FIRME.

- c) En cuanto a la norma técnica AR-NT-SUINAC "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas".*

ACUERDO 12-71-2014

- I. Dar por finalizado el proceso de discusión de la propuesta de la norma técnica denominada AR-NT-SUINAC "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas", sometida a audiencia pública mediante acuerdo 05-53-2014, del acta de la sesión 53-2014 del 11 de setiembre de 2014, y ordenar el archivo del expediente OT-211-2014.
- II. Agradecer a todos los participantes del proceso de audiencia pública en el cual se discutió la propuesta de norma técnica señalada en el punto anterior e informarles que, con fundamento en lo señalado por la Comisión ad hoc en el oficio 0040-CAHMNE-2014 del 3 de diciembre de 2014 y el criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria 1044-DGAJR-2014 del 10 de diciembre de 2014, esta Junta Directiva someterá a una nueva audiencia pública la propuesta ajustada de la norma técnica AR-NT-SUINAC "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas", expediente OT-211-2014.
- III. Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia a la disposición DFOE-AE-IF-04-2013.

ACUERDO FIRME.**ACUERDO 13-71-2014**

- I. Someter al trámite de audiencia pública la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUINAC "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas", con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Comisión ad hoc mediante el oficio 0040-CAHMNE-2014 del 3 de diciembre de 2014, cuyo texto se transcribe a continuación:

**“Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”
(AR-NT-SUINAC-2014)**

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma establece las condiciones técnicas que deben observar y cumplir las empresas distribuidoras de energía eléctrica en forma previa a la conexión o reconexión de sus redes con la instalación eléctrica de los edificios de los abonados, en el entendido de que las instalaciones que realicen los abonados, a partir del punto de entrega, son plena responsabilidad de ellos y están establecidos en el Decreto Ejecutivo No.36979- MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” (RTCR-458-2011), que en adelante se citará como Código Eléctrico de Costa Rica, y otra normativa que se emita a nivel nacional al respecto.

Su aplicación es obligatoria para todas las empresas de distribución de energía eléctrica, que se encuentren establecidas en el país o que se lleguen a establecer bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Asimismo, la presente normativa técnica fija las distancias de separación entre las redes de distribución y los edificios, con el fin de garantizar las condiciones mínimas de seguridad y protección con que se debe de contar, en salvaguarda de la vida humana y de la propiedad privada.

Esta norma no aplica para instalaciones eléctricas temporales, tales como turnos, circos, conciertos, ferias y otras no permanentes, las cuales se deben regir por lo que establece el Código Eléctrico de Costa Rica.

Las distancias y especificaciones técnicas indicadas en las figuras de esta norma forman parte de esta y son de acatamiento obligatorio.

Artículo 2. Propósito

El propósito de esta norma es definir y describir los aspectos técnicos generales que deben satisfacer las conexiones entre las redes de las empresas distribuidoras y las instalaciones eléctricas de los edificios, estableciendo lineamientos en los siguientes aspectos:

- a. Requerimientos técnicos con respecto a los equipos y a las instalaciones de acometidas a baja y media tensión.
- b. Distancias mínimas de seguridad entre edificaciones y los conductores de líneas eléctricas energizadas a media y baja tensión.

Artículo 3. Definiciones

Para los efectos correspondientes a esta normativa, se aplican las definiciones siguientes:

Accesible: capaz de ser alcanzado fácil y rápidamente para la operación, mantenimiento, reemplazo e inspección, sin necesidad de subir o quitar obstáculos o hacer uso de accesorios tales como: escaleras portátiles o sillas.

Abonado: persona física o jurídica que ha suscrito o aceptado uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Acometida eléctrica: los conductores, accesorios y equipo para la conexión de la red de distribución de la empresa de energía eléctrica con la red eléctrica interna del edificio o de la propiedad servida. Está conformada por los conductores de acometida, los conductores de entrada, el sistema de medición, el sistema de desconexión y el sistema de puesta a tierra, así como las bóvedas u otros tipos de montajes para el albergue de los transformadores en el caso de acometidas a media tensión.

Acometida aérea: acometida eléctrica desarrollada en forma aérea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.

Acometida subterránea: acometida eléctrica desarrollada en forma subterránea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.

Autoridad Reguladora (ARESEP): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Baja Tensión (abreviatura: BT): nivel de tensión menor o igual a 1 kV.

Bóveda de transformadores: estructura cerrada y ubicada por encima o debajo del nivel de calle, con paredes, techo y piso resistentes al fuego, en cuyo interior se instalan transformadores y su equipo anexo, los cuales no están atendidos permanentemente durante su funcionamiento.

Capacidad de banco de transformadores: suma de las potencias nominales en kVA de los transformadores conectados entre sí.

Conductores de acometida: conductores que conectan la red de la empresa distribuidora con los conductores de entrada.

Conductores de entrada: los conductores localizados entre el punto de entrega y un punto de la red de distribución donde éstos conductores se empalman con los conductores de la acometida.

Conduleta (Botaguas): elemento de un sistema de tuberías, que permite el acceso de conductores al interior de un edificio mediante tapas removibles en las uniones de dos o más tramos de tubería o al final de uno de ellos.

Conexión efectiva a tierra: conexión intencional por la que un circuito eléctrico o equipo se conecta a tierra, por medio de un conductor de baja impedancia, para limitar la formación de tensiones a niveles menores de aquellos que resultarían en daños a las personas.

Ducto de medidores: caja metálica o de otro material con tapa removible, para el montaje de contadores de energía eléctrica.

Edificio, edificación o construcción: toda estructura que se fije o se incorpore a un terreno; incluye cualquier obra de modificación, remodelación o ampliación que implique permanencia.

Electrodo de puesta a tierra: varilla, placa metálica, anillo o malla artificial enterrada para la conexión efectiva a tierra.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Empresa comercializadora: empresa cuya actividad consiste en la venta de energía, en baja y media tensión, para su utilización final; lo que incluye las funciones de lectura, medición, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la gestión de atención al abonado o usuario.

Equipo de medición, contador, instrumento de medición, medidor: Véase sistema de medición.

Espacio de trabajo: área dispuesta alrededor de los equipos de la acometida eléctrica, para facilitar las labores de mantenimiento y maniobra en forma rápida y segura.

Frente muerto: característica de un equipo eléctrico, el cual carece de elementos energizados expuestos al personal en el lado de accionamiento del equipo.

Grupo de medidores: determinado número de contadores de energía eléctrica agrupados en un solo punto para su lectura, mantenimiento, reemplazo e inspección.

Línea de construcción: línea que demarca el límite de edificación permitido dentro de la propiedad.

Línea de propiedad: línea que demarca los límites de la propiedad en particular.

Lugar de acceso restringido: espacio en el cual solo se permite el ingreso y permanencia a personal calificado y autorizado.

Manga termo contráctil: cubierta removible diseñada para el aislamiento confiable, la cual debe contraerse por el flujo de calor a través de su superficie.

Medidores o contadores: instrumentos que registran el consumo de energía, demanda eléctrica o ambos. (Véase sistema de medición)

Medio de desconexión: dispositivos o grupo de dispositivos por los cuales los conductores de un circuito pueden ser desconectados de su fuente de suministro.

Media Tensión (abreviatura: MT): nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor a 100 kV.

Norma técnica: precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que define de forma precisa las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Persona calificada: aquel individuo que está facultado para el manejo de equipo eléctrico para el tipo de obras contempladas en esta normativa, y consciente de los riesgos inherentes a tal actividad.

Potencia demandada: potencia eléctrica requerida en cualquier instante por una instalación eléctrica o un elemento específico de ella, medida en kW o kVA.

Punto de entrega: es el lugar físico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento.

Punto de entrega en media tensión: corresponde a los terminales del lado de la carga del medio de desconexión instalado por la empresa eléctrica en la acometida.

Punto de entrega en baja tensión: corresponde a los terminales del lado de la carga del medidor de energía en servicios con medidores hasta clase 320 y hasta los terminales del interruptor principal en los demás servicios.

Red eléctrica: conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.

Red de distribución: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta tensión/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Sistema de medición: es el conjunto de equipos y materiales (contadores de energía, alambrado, dispositivo de comunicación, transformadores de potencial y corriente) que se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia requerida en un servicio eléctrico.

Sistema de puesta a tierra: es el conjunto de equipos y materiales mediante el cual una instalación eléctrica se conecta a tierra (superficie equipotencial).

Transformador: máquina eléctrica estática que transfiere energía entre dos o más circuitos por medio de inducción electromagnética, comúnmente con el fin de elevar o reducir niveles de tensión y corriente eléctrica, sin variar sus frecuencias.

Transformador sumergible: transformador construido con capacidad de operar satisfactoriamente cuando es sumergido en agua, bajo determinadas condiciones de presión, temperatura y tiempo.

Usuario: persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio.

CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Artículo 4. Certificación de componentes de acometida

Los conductores, accesorios y equipo de la acometida deberán cumplir con los requisitos de certificación establecidos en el Código Eléctrico de Costa Rica.

Artículo 5. Número de acometidas

Un edificio o cualquier otra estructura, debe estar servido por una única acometida. No obstante, con la autorización previa de la empresa distribuidora y a solicitud del abonado, se podrá instalar más de una acometida en los siguientes casos:

- a. Cuando se requiera una acometida independiente para el bombeo de agua en un sistema contra incendio.
- b. Cuando se requiera una acometida separada para sistemas de emergencia y sistemas de reserva.
- c. Cuando se requieran diferentes tipos de servicios (monofásico o trifásico) o niveles de tensión.
- d. Donde los requerimientos de demanda de una instalación monofásica sean superiores a los que la empresa distribuidora suministra normalmente para un solo servicio monofásico.
- e. En edificios de gran superficie, cuando éstos se desarrollan en áreas muy extensas.
- f. Cuando se requiera aumentar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Artículo 6. Acometidas separadas de otros edificios

Los conductores de acometidas de una edificación no deben pasar por el interior de otro edificio o estructura aledaña, pero puede, a criterio de la empresa eléctrica, permitirse el paso por el exterior, siempre y cuando se cumplan los demás requisitos de esta norma. (Ver Figura N° 1). En el caso de acometidas subterráneas, su trayectoria comprenderá áreas que permitan el fácil acceso y maniobrabilidad por parte de la empresa distribuidora.

CAPÍTULO III

ACOMETIDAS AÉREAS A BAJA TENSIÓN

Artículo 7. Separación vertical sobre techos

Cuando la tensión de alimentación no supere los 600 V, los conductores de la acometida deben tener una separación vertical no menor de 2,5 m. Esta separación debe ser medida desde cualquiera de los puntos de los techos sobre los cuales pasan los conductores energizados.

Cuando la tensión entre conductores no exceda los 300 V, la separación de los conductores (curva de goteo) con respecto al techo puede reducirse hasta 0,45 m, siempre y cuando los conductores de la acometida terminen en una canalización de entrada. (Ver Figura N° 2 A). No obstante, cuando la pendiente del techo del edificio sea mayor al 33 %, la separación mínima entre los conductores de la acometida (curva de goteo) y el techo mencionado, no debe ser menor a 0,9 m (Ver Figura N° 2 D).

Artículo 8. Longitud de conductores de acometida sobre el techo del edificio

En todos los casos, la longitud de los conductores de la acometida desde el borde del techo del edificio, no podrá exceder de 1,2 m medidos con respecto a dicho borde (Ver Figuras N° 2A y N° 2D).

Artículo 9. Separación vertical del suelo

Las acometidas aéreas no deben ser accesibles a personal no calificado. Cuando la tensión sea menor de 600 V, los conductores de la acometida aérea deben tener las siguientes separaciones mínimas del suelo: (Ver Figura N° 3):

- a. 3 metros: medidos desde el piso terminado (acera) o superficie accesible, hasta el punto de ubicación de los conductores de acometida o hasta la parte inferior de la curva de goteo (Ver Figuras N° 3 y N° 8), antes de la entrada, o sobre áreas o aceras accesibles sólo a peatones. Esta limitación de distancia aplica solamente para cables de acometidas aéreas soportados y cableados en conjunto con un hilo o cable mensajero desnudo y puesto a tierra, y cuando la tensión medida con respecto a tierra sea limitada a un máximo de 150 V.
- b. 4,6 metros: sobre vía pública en áreas residenciales o comerciales sin tránsito de camiones.
- c. 5,5 metros: medidos desde el punto más bajo de la catenaria que hacen los conductores de la acometida y el centro de la vía pública, áreas residenciales, comerciales e industriales con tránsito de camiones (Ver Figura N° 3).

Cuando se requiera un poste (tiro flojo) de servicio para alcanzar la altura exigida, este deberá ser suministrado por la empresa eléctrica (Ver Figura N° 4).

Alternativamente el abonado podrá instalar una columna de concreto (Ver Figuras N° 5 y N° 6) para ubicar el medidor con protección contra intemperie, mediante alguna lámina metálica que impida la entrada directa de agua. Si la acometida es subterránea y debe atravesar la calle (Ver Figuras N° 6 y N° 15), será responsabilidad plena de la empresa distribuidora y la tubería no deberá ubicarse a una profundidad menor a 0,6 m bajo la calzada de la calle pública.

Artículo 10. Separación de los conductores respecto a aberturas en edificios

Los conductores de acometida instalados como conductores expuestos o cables multiconductores sin una cubierta aislante, deben tener una separación no menor de 0,9 m, de las aberturas de los edificios, tales como: ventanas acondicionadas para abrir, puertas, pórticos, salidas de emergencia, balcones, escaleras, o sitios similares. (Ver Figura N° 7).

Artículo 11. Requisitos de instalación

Las acometidas aéreas deben cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Incluir un botagua (conduleta) que impida la entrada de agua en la canalización de los conductores de entrada (Ver Figuras N° 2 A, B, C, D, E).
- b. Las separaciones mínimas indicadas en la Figura N° 2 (A, B, C, D y E).
- c. Los conductores de entrada de la acometida deben tener un sobrante con longitud mínima de 0,3 m respecto a la conduleta (Ver Figura N° 8) y N° 9).
- d. Para el caso en que la canalización entre la conduleta y el medidor sea expuesta, se debe usar tubo eléctrico metálico (EMT), tubo metálico intermedio (IMC), tubo metálico rígido (RMC) u otro medio de protección que sea permitido en el artículo correspondiente del Código Eléctrico de Costa Rica.
- e. En ambientes altamente corrosivos, la canalización expuesta debe ser de material resistente a esos tipos de ambientes. La empresa distribuidora podrá indicar el tipo de material a usar, tomando en consideración las características propias de la zona.
- f. Siempre que se garantice el debido soporte a la acometida, se permite canalizar los conductores de la acometida mediante la utilización de tubería metálica flexible (Biex). Cuando esta tubería metálica flexible, se ubique en sitios fuera de la edificación, deberá contar con protección contra intemperie y cumplir con lo indicado en el artículo 32 de esta norma técnica y en lo establecido por el Código Eléctrico de Costa Rica.
- g. Cuando se requiera la fijación de los conductores de la acometida al edificio u otra estructura, deberá hacerse por debajo o por encima de la conduleta siguiendo los requisitos correspondientes a las distancias mostradas en las Figuras N° 2B, 2C y 2E.
- h. Cuando se requiera instalar el medidor y medio de desconexión en una tapia o pared lateral, estos dos equipos deben contar con protección contra intemperie (Ver Figura N° 8). En este caso el tubo embebido en el concreto de la tapia o pared debe ser de PVC y el expuesto debe ser metálico rígido (EMT, IMC o RMC).
- i. En aquellos casos en que se utilice una caja para la ubicación del medidor y para el interruptor o medio de desconexión (ver Figura N° 9), la canalización debe efectuarse directamente hasta el medidor, evitando dejar los conductores de entrada energizados accesibles a contactos accidentales.
- j. Los conductores de entrada de fase y neutro se instalarán en la misma canalización y sin empalmes en el interior del tubo usado como protección mecánica de los conductores.
- k. La conduleta, los accesorios y los conductores de entrada hasta el medidor (parte superior del medidor) y los conductores y accesorios, que van desde el medidor (parte inferior del mismo) hasta el medio desconexión, deben ser suplidos e instalados bajo la responsabilidad del abonado.

Artículo 12. Calibre de los conductores

Los conductores de entrada no deben ser de calibre menor a:

- a. No. 4, AWG para cobre o al No. 2, AWG para aluminio, o sus equivalentes en mm² para viviendas unifamiliares en alimentación monofásica trifilar.
- b. No. 6, AWG para cobre o al No. 4, AWG para aluminio o sus equivalentes en mm² para otras instalaciones en alimentación monofásica trifilar.

Artículo 13. Dispositivos de conexión

La conexión entre los conductores de entrada y los conductores de la acometida, deberá de efectuarse de tal forma que se asegure un contacto firme entre éstos. Para lograr este objetivo, la empresa distribuidora deberá utilizar los dispositivos de conexión adecuados.

CAPÍTULO IV

ACOMETIDA SUBTERRÁNEA EN BAJA TENSIÓN

Artículo 14. Calibre de los conductores

Los conductores de entrada no deben ser de calibre menor a:

- a. No. 4, AWG para cobre o al No. 2, AWG para aluminio, o sus equivalentes en mm² para vivienda unifamiliares en alimentación monofásica trifilar.
- b. No. 6, AWG para cobre o al No. 4, AWG para aluminio o sus equivalentes en mm² para otras instalaciones en alimentación monofásica trifilar.

Artículo 15. Identificación en dispositivos de conexión

Cuando se utilice un mismo dispositivo de conexión para la instalación de varios servicios eléctricos, éste deberá ser de la capacidad y el tipo adecuado para su uso, identificando los conductores energizados (incluyendo el neutro), y el conductor de puesta a tierra, de cada servicio eléctrico, con una etiqueta impermeable marcada en forma visible, legible y permanente fijada con una gaza plástica y ubicada contiguo a la manga termo contráctil (Ver Figura 10).

Artículo 16. Cajas de registro

Las características constructivas de las cajas de registro usadas para la ubicación de los dispositivos de conexión, que deben contar con cierres que impidan el acceso a personal no autorizado, tendrán los requerimientos constructivos que defina la empresa eléctrica.

CAPÍTULO V

EDIFICIOS UNIFAMILIARES O DE OCUPACIÓN SIMPLE

Artículo 17. Separación vertical del medidor respecto al suelo

En las acometidas aéreas de baja tensión, el medidor debe quedar instalado a una altura no menor que 1,75 m. y no mayor que 2 m sobre el nivel del suelo, ver figuras N° 11, N° 12 y N° 13.

Son condiciones de excepción para la ubicación del medidor los siguientes casos:

- a. Edificios que cuentan con elementos constructivos tales como: cortinas metálicas, herrajes o portones, que por sus características impiden la ubicación del medidor a la altura indicada. En estos casos, la altura de ubicación del medidor no debe ser superior a 2,5 m respecto al nivel del suelo.
- b. Edificaciones localizadas en zonas reconocidas como de alto riesgo de inundación y tipificadas en esa condición por la Comisión Nacional de Prevención de Riesgos y Atención de Emergencias (CNE). En estos casos, la altura de ubicación del medidor no debe ser superior a 3 m respecto al nivel del suelo
- c. En el caso de acometidas subterráneas, el sistema de medición puede quedar instalado, previa autorización de la empresa eléctrica, a una altura igual o superior a 0,8 m del nivel del suelo (Ver Figura N° 14).
- d. Otras situaciones no contempladas anteriormente y que estén debidamente justificadas ante la empresa distribuidora. En estos casos la empresa distribuidora indicará los requerimientos a cumplir para el equipo de medición.

Para aquellos sistemas de medición que se ubiquen a una altura inferior a 1,75 m, se debe contar con las medidas de protección adecuadas, para evitar daños por efectos del paso de transeúntes o vehículos. De igual forma se deberá prever el acceso y el espacio adecuado para las labores de lectura, inspección, sustitución o mantenimiento por parte del personal de la empresa eléctrica.

Artículo 18. Ubicación del equipo de medición

Todo sistema de medición que se instale para un servicio nuevo, cambio de tipo de servicio o traslado interno, debe colocarse en el límite de propiedad, en un lugar de fácil acceso para su lectura, mantenimiento, reemplazo e inspección. El sitio de instalación debe estar ubicado con frente a vía pública y sobre una superficie firme y plana (Ver Figuras N° 5, N° 6, N° 9, N° 12 y N° 13).

Se exceptúa de lo anterior, los casos en los que por las características de la red de suministro eléctrico o por seguridad resulte más adecuado, previa autorización de la empresa distribuidora, ubicar el equipo de medición en un punto localizado dentro del límite de la propiedad, siempre que no impida al personal técnico de la empresa eléctrica leer, inspeccionar, reemplazar o dar mantenimiento al medidor.

Si el medidor se coloca en un muro, verja o poste, éste deberá instalarse dentro de una caja debidamente protegida contra la intemperie (preferiblemente certificada NEMA 3R o IP 65); en lo que corresponda a los materiales y dimensiones se ajustará a lo que establezca la empresa distribuidora que brindará el futuro servicio. Si el medidor se instala en un muro, verja, poste (Figura N° 16), o empotrado en la pared, debe quedar bien aplomado, nivelado y protegido (Ver Detalles en las Figuras N° 5, N° 6, N° 9, N° 11, N° 12, N° 13, N° 15 y N° 16).

En caso de que el medidor deba instalarse en un poste o columna, su instalación debe realizarse de manera que se asegure el soporte de la acometida (Ver Figura N° 16). La empresa distribuidora fijará las características del poste, tomando en consideración las condiciones topográficas de la zona.

En aquellos edificios que se encuentren en terrenos localizados por debajo o por encima del nivel de la calle pública, el medidor debe ubicarse en el punto más cercano al nivel de la vía pública (Ver Figura N° 17 A y B).

Los medidores que se coloquen fuera de las edificaciones (Ver Figura N° 13) o en paredes que den hacia calle pública (Ver Figura N° 12), deben estar debidamente protegidos contra la intemperie (preferiblemente certificada NEMA 3R o IP65), el vandalismo y el robo, según los criterios de protección que defina la empresa distribuidora en común acuerdo con el abonado. Los interruptores, ductos, paneles y sistemas de puesta a tierra, no deberán quedar en áreas públicas.

CAPÍTULO VI

MEDIDORES EN EDIFICIOS DE OCUPACIÓN MÚLTIPLE

Artículo 19. Acometida única

En aquellos edificios de ocupación múltiple que tengan dos o más abonados o usuarios independientes, los medidores deben estar agrupados y servidos por una única acometida. Cuando se trate de un mínimo de dos y un máximo de seis servicios, que se ubiquen en locales o viviendas individuales, se agrupen en un solo lugar y alimenten cargas separadas, éstos deberán alimentarse desde un único conjunto de conductores de acometida y a través de conductores de entrada independientes para cada local o vivienda (Ver Figura N° 18); o bien, alimentarse desde un único juego tanto de conductores de acometida como de conductores de entrada (Ver Figura N° 19).

Artículo 20. Ubicación del equipo de medición

Los medidores deben colocarse en un ducto o panel de medidores en un lugar de fácil acceso para su lectura, mantenimiento, reemplazo e inspección y sobre una superficie firme y plana. La cantidad de medidores y medios de desconexión, debe estar de acuerdo con el número de servicios eléctricos a medir en forma independiente, asimismo, debe tomarse en cuenta que el espacio donde se ubiquen, tenga suficiente iluminación y espacio libre (0,9 m mínimo desde el borde del panel) para que el personal de la empresa distribuidora, pueda trabajar sin limitaciones. (Ver Figura N° 20).

Cuando en el interior de edificios de ocupación múltiple se coloquen paneles de medidores, éstos pueden estar ubicados en el primer piso, en el sótano, o por piso (Ver Figuras N° 20 y 21).

Los paneles o ductos de medidores que se coloquen en áreas externas a los edificios deben estar protegidos contra la intemperie (a prueba de lluvia y rayos solares). En este caso la empresa distribuidora debe advertir al abonado que debe proteger estos paneles o ductos contra vandalismo o robo.

En las áreas de ubicación de los paneles o ductos de los medidores, se deberá proveer y mantener un adecuado espacio de trabajo, para facilitar las labores de mantenimiento, la lectura e inspección de los equipos (Ver Figura 20). Este espacio deberá ser mínimo de 0,9 m en todo el frente de los grupos de medidores.

Artículo 21. Separación vertical desde el suelo

Para edificaciones de más de 6 servicios, los medidores deben instalarse en un panel de medición donde el centro de cada medidor se ubique a una altura comprendida entre 0,8 m y 2 m sobre el nivel de piso terminado (Ver Figura 23).

Para edificaciones de 6 servicios o menos, los medidores se pueden instalar en un panel o ducto vertical, donde el centro de cada medidor se ubique a una altura comprendida entre 0,8 m y 2 m sobre el nivel de piso terminado (Ver Figuras N°22 y N° 23), o en un ducto horizontal, donde el centro de cada medidor se ubique a una altura comprendida entre 1,75 m y 2 m sobre el nivel de piso terminado (Figura N°24).

Artículo 22. Identificación

Cada servicio eléctrico deberá ser identificado con números o letras, con materiales que defina la empresa de distribución eléctrica, que permitan asociar cada local, vivienda o apartamento con el medidor e interruptor principal correspondiente. De la misma manera, los conductores energizados, el neutro y el conductor de puesta a tierra, tanto para la alimentación general, como para la alimentación de cada servicio, deben ser identificados. Para ello, el aislamiento del neutro será de color blanco, la tierra de color verde y los conductores energizados de cualquier otro color.

Artículo 23. Bases para medidores

Las bases para medidores, deben ser conectadas mediante tubo eléctrico metálico (EMT), tubo metálico intermedio (IMC) o tubo metálico rígido (RMC) al ducto firmemente y con conectores adecuados, debiendo ser el tubo adecuado para la base y de materiales resistentes a la corrosión, según el medio ambiente en el cual se va a instalar. (Ver Figura N° 26). El trayecto de la alimentación eléctrica al ducto para medidores, no podrá tener cajas de registro a lo largo de él, No obstante, en caso necesario, deberán ser autorizadas por la empresa distribuidora y contar con el sello respectivo de ésta. Las bases de los medidores deben cumplir con las especificaciones de la norma ANSI C12.7.

CAPÍTULO VII

MEDIOS DE DESCONEXIÓN

Artículo 24. Medios de desconexión

Toda acometida eléctrica de un edificio o estructura deberá tener un medio de desconexión apropiado, conforme a lo que estipula el Código Eléctrico. El medio de desconexión deberá ubicarse lo más cercano posible al sistema de medición. Los medios de desconexión que se ubiquen en áreas externas al edificio deberán contar con protección contra intemperie o estar ubicados en gabinete a prueba de lluvia y de rayos solares.

CAPÍTULO VIII

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Artículo 25. Condiciones del sistema de puesta a tierra

Todo edificio o estructura deberá tener un único sistema de puesta a tierra. Es responsabilidad del abonado que las características cumplan en todo momento con la reglamentación nacional vigente en materia de seguridad de la vida y la propiedad.

Artículo 26. Ubicación del electrodo del sistema de puesta a tierra

El electrodo del sistema de puesta a tierra deberá ubicarse lo más cercano posible al medio de desconexión y dentro de la propiedad del abonado. El punto de conexión del electrodo debe ser accesible para inspección, pruebas y mantenimiento (Ver Figuras N° 27).

Artículo 27. Conexión efectiva a tierra de las partes metálicas de la acometida

Todas las partes metálicas del equipo de acometida deberán contar con una conexión efectiva a tierra. Esta conexión puede efectuarse mediante canalización metálica, cubierta metálica, conductor eléctrico (puente de unión) o una combinación de éstos, que brinde la conexión efectiva a tierra. En los casos que se utilice canalización en tubería metálica flexible, debe ubicarse un puente de unión firme, entre ambos extremos de la tubería.

CAPÍTULO IX

DISTANCIAS MÍNIMAS

Artículo 28. Distancias mínimas entre redes aéreas y las edificaciones

Tanto en la instalación de redes de distribución eléctrica, como en la construcción de las edificaciones, se debe cumplir con las separaciones mínimas que deben existir entre los conductores y cualquier parte de un edificio (plataformas, balcones, marquesinas, aleros, entre otros) indicadas en las Figuras N°28 y N° 29.

Las distancias de separación entre los edificios y las redes de distribución eléctrica, son aplicables considerando que ninguna parte del edificio debe quedar dentro del arco formado entre las longitudes establecidas vertical (V) y horizontalmente (H) con respecto al conductor energizado en observación. Además ninguna parte del edificio debe quedar bajo o sobre las líneas eléctricas.

CAPÍTULO X

ACOMETIDAS A MEDIA TENSIÓN

Artículo 29. Servicios a media tensión

Los servicios brindados a media tensión requerirán la utilización de transformadores secos, de pedestal o sumergibles. También se permite el uso de transformadores convencionales, para lo cual se requiere la construcción de una bóveda o recinto cerrado para albergar el o los transformadores de media a baja tensión. En cualquier caso los transformadores deberán ubicarse dentro de la propiedad del abonado. El medio de desconexión en media tensión debe ubicarse lo más cercano posible al sistema de medición y ambos deben estar localizados en el límite de la propiedad. (Ver figuras N° 30 y N° 31).

CAPÍTULO XI

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 30. Condiciones de seguridad

Equipos de control y medición: no se permite la ubicación de tableros, paneles de control o medidores dentro de los recintos, gabinetes o bóvedas para transformadores, excepto que se trate de equipos modulares especialmente diseñados para operar en estos recintos, gabinetes o bóvedas. Aún en este último caso, se requiere la aprobación por parte de la empresa distribuidora, que a su vez podrá realizar o solicitar la realización de las pruebas requeridas para garantizar que estos equipos cumplen con lo establecido en esta norma.

Señales de advertencia: por seguridad, se deben instalar avisos de advertencia de peligro en los lugares donde se instalen bóvedas, recintos cerrados, transformadores secos o de pedestal.

Artículo 31.

La Autoridad Reguladora efectuará directamente por su cuenta o mediante la contratación de terceros, la fiscalización de las condiciones de la instalación y equipamiento de las acometidas eléctricas.

Artículo 32. Modificaciones de la acometida

Cualquier modificación o traslado de ductos para medidores en uso, deberá acogerse a lo indicado en esta disposición o en cualesquiera otras, que sobre el particular llegara a dictar la Autoridad Reguladora.

Artículo 33. Resguardo de partes energizadas

Las partes energizadas de la acometida deben estar cubiertas, de tal forma que no estén expuestas a contactos accidentales, asimismo, todos los gabinetes metálicos del equipo, deberán ser conectados firmemente a tierra.

Las partes energizadas que no estén cubiertas deben instalarse dentro de un cuadro o tablero de distribución o caja de conexiones.

Artículo 34. Responsabilidad de las empresas

Las empresas distribuidoras tienen la responsabilidad de verificar el fiel cumplimiento de esta norma y la obligación de cumplir con los artículos 4.c y 5.1.3 del Decreto Ejecutivo 36979-MEIC y sus reformas.

Artículo 35. Responsabilidad de los abonados

Es responsabilidad de los abonados atender las consultas y recomendaciones que la empresa distribuidora le realice en cumplimiento con esta norma.

Artículo 36. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier empresa participante del negocio eléctrico, abonado o usuario ante conflictos en materia de interpretación y aplicación de esta normativa, podrá recurrir a la Autoridad Reguladora, quien resolverá sobre el asunto, de acuerdo con los términos de la Ley N° 7593.

Artículo 37. Sanciones

Las sanciones por el incumplimiento de los aspectos contemplados por la presente norma, se aplicarán de conformidad con lo que dispone la Ley 7593 y leyes conexas

Artículo 38. Vigencia

Esta norma rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

Artículo 39. Derogación de la norma AR-NT-ACO

Se deroga la norma AR-NT-ACO “Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” promulgada mediante resolución RRG-2444-2001 del 21 de diciembre de 2001.

- II.** Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III.** Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV.** Instruir a la Comisión ad hoc, para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final de la norma técnica, los cuales deberán ser remitidos a esta Junta Directiva oportunamente.
- V.** Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia al informe DFOE-AE-IF-04-2013.

ACUERDO FIRME.

- d) *En cuanto a la norma técnica AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión".*

ACUERDO 14-71-2014

- I. Dar por finalizado el proceso de discusión de la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión", sometida a audiencia pública mediante acuerdo 03-53-2014, del acta de la sesión 53-2014 del 11 de setiembre de 2014, y ordenar el archivo del expediente OT-212-2014.
- II. Agradecer a todos los participantes del proceso de audiencia pública en el cual se discutió la propuesta de norma técnica señalada en el punto anterior e informarles que, con fundamento en lo señalado por la Comisión ad hoc en el 0042-CAHMNE-2014 del 8 de diciembre de 2014 y el criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria 1046-DGAJR-2014 de 11 de diciembre de 2014, esta Junta Directiva someterá a una nueva audiencia pública la propuesta ajustada de la norma técnica AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión", expediente OT-212-2014.
- III. Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia a la disposición DFOE-AE-IF-04-2013.

ACUERDO FIRME.

ACUERDO 15-71-2014

- I. Someter al trámite de audiencia pública la propuesta de norma técnica denominada AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión", con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Comisión ad hoc mediante el oficio 0042-CAHMNE-2014 del 8 de diciembre de 2014, cuyo texto se transcribe a continuación:

"Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión"

AR-NT-SUCOM

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma técnica establece las condiciones bajo las cuales se brindará el servicio eléctrico en sus etapas de distribución y de comercialización, comprendiendo los aspectos técnicos, comerciales, tarifarios y contractuales del servicio.

Su aplicación es obligatoria para las empresas eléctricas de distribución y comercialización que se encuentren establecidas en el país o que llegaren a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Artículo 2. Propósito

El propósito de la presente norma es, definir y describir, las condiciones técnicas, comerciales, contractuales y de desempeño que rigen para la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, en las siguientes áreas:

- a. Técnica: condiciones y responsabilidades de las partes en la interconexión de la instalación eléctrica de la edificación y la red eléctrica de la empresa.
- b. Comercial: lectura, facturación, cobro, suspensión del servicio, clasificación y aplicación del régimen tarifario y otras actividades relacionadas con la venta o comercialización de la energía eléctrica.
- c. Régimen contractual en la prestación del suministro eléctrico: derechos y obligaciones de las empresas, abonados y usuarios.
- d. Desempeño en el régimen comercial de las empresas distribuidoras y comercializadoras

Artículo 3. Definiciones

Para los efectos correspondientes a esta norma, se aplican las siguientes definiciones:

Abonado: persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Acometida eléctrica: los conductores, accesorios y equipo para la conexión de la red de distribución de la empresa de energía eléctrica con la red eléctrica interna del edificio o de la propiedad servida. Está conformada por los conductores de acometida, los conductores de entrada, el sistema de medición, el sistema de desconexión y el sistema de puesta a tierra, así como las bóvedas u otros tipos de montajes para el albergue de los transformadores, en el caso de acometidas a media tensión.

Acometida aérea: acometida eléctrica desarrollada en forma aérea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.

Acometida subterránea: acometida eléctrica desarrollada en forma subterránea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.

Adecuación de la red: acondicionamiento de la red de distribución con el fin de dotarla de capacidad para distribuir y suministrar energía eléctrica según requerimientos de los abonados y usuarios de conformidad con la normativa técnica establecida por la Autoridad Reguladora.

Alta tensión (abreviatura: AT): nivel de tensión igual o superior a 100kV e igual o menor de 230kV.

Área de concesión: área territorial asignada por ley o por concesión para la distribución o comercialización de la energía eléctrica.

Autoridad Reguladora (ARESEP): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Avería: cualquier daño, deterioro o cambio no deseado en las propiedades físicas, químicas o eléctricas de un equipo o componente de una red y que llevan hacia la pérdida o disminución de su funcionalidad.

Baja Tensión (abreviatura BT): nivel de tensión igual o menor de 1kV.

Calidad de la tensión de suministro: se refiere a las características de la tensión (magnitud y frecuencia) normal suministrada a un servicio eléctrico para su utilización.

Capacidad de un conductor: la corriente máxima en Ampere, que un conductor puede transportar continuamente bajo condiciones de uso normal, sin exceder su temperatura nominal de operación.

Capacidad eléctrica instalada: capacidad de una red de distribución para responder a la demanda de potencia y energía en ausencia de condiciones excepcionales debidas a caso fortuito o fuerza mayor.

Carga instalada: es la suma total de las potencias, en kVA, de los aparatos eléctricos instalados en una edificación según los datos nominales indicados en la placa o manual técnico. Cuando haya duda sobre los datos consignados en las placas o manuales técnicos, sus potencias demandadas en operación normal serán determinadas mediante medición.

Caso fortuito: acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben ser demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Comercialización: actividad de venta de energía eléctrica para uso final, que comprende la medición, lectura, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la gestión de atención al abonado o usuario.

Concesión: es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

Condominio: Inmueble susceptible de aprovechamiento independiente por parte de distintos propietarios, con elementos comunes de carácter indivisible.

Conductores de entrada: los conductores localizados entre el punto de entrega y un punto de la red de distribución donde se empalman con los conductores de la acometida.

Confiabilidad: es la capacidad de un sistema eléctrico de seguir abasteciendo energía a un área, ante la presencia de cambios temporales en su topología o estructura (por ejemplo: salida de líneas eléctricas, subestaciones, centrales eléctricas).

Continuidad del suministro eléctrico: medida de la continuidad (libre de interrupciones) con que la energía se brinda a los abonados y usuarios para su utilización.

Contrato para el suministro de energía eléctrica: documento de acuerdo suscrito entre una empresa eléctrica y un abonado, en el que se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el servicio eléctrico, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes, en estricto apego a la normativa y leyes vigentes.

Consumo: es la energía eléctrica en kWh consumida por un dispositivo, carga o sistema en un intervalo dado.

Demanda: valor de la potencia medida en kVA o en kW requerida por una instalación eléctrica, elemento de red, dispositivo o aparato eléctrico en un instante de tiempo dado.

Demanda máxima: valor más alto de la demanda en un período dado.

Depósito en Garantía: monto de dinero que debe depositarse como garantía de cumplimiento de las obligaciones comerciales adquiridas en la firma de un contrato para el suministro de energía eléctrica.

Edificio, edificación o construcción: toda estructura que se fije o se incorpore a un terreno; incluye cualquier obra de modificación, remodelación o ampliación que implique permanencia.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Empresa comercializadora: empresa cuya actividad consiste en la venta de energía, en baja y media tensión, para su utilización final; lo que incluye las funciones de lectura, medición, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la gestión de atención al abonado o usuario.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Extensión de línea: obra de infraestructura eléctrica que consiste en extender las líneas eléctricas de distribución propiedad de la empresa en los casos en que la entrega de la energía deba realizarse a más de 40 metros de distancia del último poste del tendido eléctrico de red a baja o media tensión, sobre la vía pública.

Factor de potencia: es la relación o razón entre la potencia real y la aparente.

Falla: cese de la capacidad o aptitud de un elemento o sistema para realizar la función para la que fue concebido.

Fuerza mayor: hechos de la naturaleza tales como vientos, lluvias, huracanes, tornados, movimientos sísmicos, maremotos, inundaciones y tormentas eléctricas, que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Interrupción: pérdida de la tensión en una o más fases durante un periodo dado.

Instalación Interna: instalación eléctrica colocada después del punto de entrega.

Media Tensión: nivel de tensión mayor a 1kV pero menor a 100kV.

Nivel de servicio: es la clasificación general de la instalación del abonado o usuario, dependiendo de las características de tensión de suministro, uso de la energía y consumo del servicio, así como de la carga a conectar.

Norma técnica: precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que define de forma precisa las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Pérdidas por transformación: energía que consume el transformador durante su operación.

Perturbación: una perturbación eléctrica describe el total acontecimiento que se inicia con una avería y termina con el restablecimiento de las condiciones normales de operación de la red de distribución y por ende de las condiciones previas a la avería, en lo que respecta a la calidad en el suministro eléctrico.

Punto de entrega: es el lugar topológico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento.

Queja: gestión presentada por un abonado o usuario, para que se le solucione un problema o que se resarzan los daños ocasionados por la calidad del suministro eléctrico.

Red Eléctrica: conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.

Red de distribución: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta tensión/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Reporte de perturbación: reporte realizado por el abonado o usuario a la empresa eléctrica, por la percepción de problemas en el suministro del servicio eléctrico.

Servicio eléctrico: disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución y en las condiciones para su comercialización.

Sistema de medición: es el conjunto de equipos y materiales (contadores de energía, alambrado, dispositivo de comunicación, transformadores de potencial y corriente) que se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia requerida en un servicio eléctrico.

Tarifa: precios o conjunto de precios fijados por la ARESEP para la venta de energía y potencia eléctrica.

Usuario: persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio.

Uso ilícito de energía: cualquiera de las formas o metodologías utilizadas por un abonado o usuario para evadir o distorsionar el registro, en forma parcial o total de la energía utilizada y la potencia eléctrica demandada en un mueble o edificación.

Valor eficaz (rms): raíz cuadrada del valor medio de la suma de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo de la onda de tensión o de corriente.

CAPÍTULO II

CONDICIONES TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 4. Planificación y operación

Las empresas distribuidoras deberán diseñar, construir, operar y mantener sus redes, para asegurar el suministro de energía conforme a las características de continuidad, frecuencia y tensión de suministro, contempladas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, vigente, y que no representen peligro para personas ni propiedades, según lo dispuesto en los artículos 4º inciso d) y 14 incisos a), y b) de la ley N° 7593 y sus reformas.

Artículo 5. Cambio de nivel de media tensión de distribución

Cuando la empresa distribuidora requiera modificar el nivel de media tensión de distribución, en determinada zona, deberá informar con anticipación a los abonados o usuarios servidos en media tensión y sustituir por su cuenta, el equipo de las acometidas de estos servicios, así como el equipo de transformación y protección asociado.

Artículo 6. Instalaciones internas en las edificaciones

Las empresas distribuidoras informarán, con los medios que considere convenientes, a los abonados o usuarios los requisitos que, de acuerdo con las características de la red, se deben cumplir para la construcción y uso de instalaciones eléctricas en las edificaciones, de tal modo que los equipos instalados y operados en ellas se ajusten a los valores de tensión y frecuencia nominales de dicha red y soporten las perturbaciones normales que ocurran en la red de distribución, tal y como lo establece la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, vigente. La instalación de la acometida deberá cumplir con lo que establece la norma técnica “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC) y la instalación interna deberá cumplir con lo establecido en el "Reglamento de oficialización del código eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad" (Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC).

Artículo 7. Perturbaciones causadas por el abonado o usuario

Si la empresa distribuidora comprueba deficiencias en la calidad del suministro eléctrico que reciben algunos de sus abonados o usuarios, debido a la operación de los equipos eléctricos o al estado de la instalación eléctrica de la edificación utilizada por otros abonados o usuarios, deberá notificarles a quienes provocan la deficiencia, con el fin de que corrijan la situación que genera el deterioro de la calidad de la energía suministrada por la empresa.

Se concederá un plazo de hasta 30 días hábiles (dependiendo de la severidad de las perturbaciones) al usuario o abonado para la corrección. Si transcurrido el plazo las anomalías persisten la empresa distribuidora podrá suspender el servicio eléctrico al abonado o usuario hasta tanto, a satisfacción de la empresa distribuidora, cumpla con los requerimientos solicitados para solventar la situación, de conformidad con los requisitos establecidos por las normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora.

En servicios monofásicos, servidos a baja tensión con una demanda inferior a 50 kVA o en servicios trifásicos a baja tensión con una demanda inferior a 150 kVA, cuando para eliminar o minimizar las perturbaciones producidas por el abonado o usuario en la red de la empresa se requiera la instalación de un transformador de uso exclusivo, éste deberá ser suplido por el abonado o usuario y cedido a la empresa eléctrica que asumirá los costos de mantenimiento y sustitución por fallas de dicho equipo.

En el caso de que el usuario no quiera ceder el equipo de transformación a la empresa eléctrica, se deberá suscribir una adenda al contrato de servicio entre las partes, en el que se indique que los costos de operación y sustitución por fallas de ese equipo corren por cuenta y riesgo del abonado o usuario y que además, la facturación del abonado o usuario será sobre facturada en un 2%, correspondiente a las pérdidas de transformación. Así mismo el transformador se instalará en el predio del abonado.

Artículo 8. Despeje de líneas aéreas

La empresa, de conformidad con los principios legales que rigen la materia, tiene el deber de velar, vigilar y coordinar las labores pertinentes, bajo costo de la empresa, para que los obstáculos que pueden afectar las redes aéreas, sean removidos o eliminados, de tal modo que no interfieran con la calidad, continuidad y cantidad del suministro eléctrico. En el caso de que el abonado, usuario o dueño de la propiedad impida el retiro de los obstáculos deberá cubrir los costos para cambiar el tipo de conductor a semi-aislado, reubicar la red y otros en que deba incurrir la empresa eléctrica para contrarrestar los efectos de los obstáculos sobre la red.

Cuando el usuario necesite realizar trabajos en su propiedad que puedan dañar u obstaculizar la red deberá coordinarlos con la empresa y cubrir los costos de la protección necesaria.

Artículo 9. Aviso de suspensión del servicio

Cuando la empresa distribuidora requiera realizar suspensiones programadas para trabajos de mantenimiento, deberá avisar a los abonados y usuarios, conforme a lo estipulado en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente.

Artículo 10. Del mantenimiento de transformadores

Los abonados o usuarios, que tengan instalados transformadores para uso particular, están en la obligación de brindarle el mantenimiento correspondiente a dichos transformadores y sus equipos complementarios, para que ante un daño en ellos, no se afecte la red de la empresa eléctrica. En caso de que se presenten fallas en dichos equipos que afecten la red de la empresa eléctrica, el abonado o usuario, debe correr con los gastos en que incurra la empresa eléctrica en la reparación de sus instalaciones.

El abonado o usuario deberá instalar por su cuenta la debida protección de los conductores de acometida a media tensión, de acuerdo con lo que le indique la empresa distribuidora.

Artículo 11. Ajuste por desequilibrio de carga

Si la empresa eléctrica determina que el desequilibrio entre fases en la instalación eléctrica de una edificación servida en forma trifásica, excede del 10% de la corriente entre dos de ellas en un periodo de 7 días naturales, lo hará saber al abonado o usuario, indicándole entre cuales fases se presenta el problema y dándole un plazo de 30 días naturales para que arregle la instalación de tal manera que la carga quede repartida uniformemente entre las tres fases, con la tolerancia indicada. De no efectuarse la corrección la empresa facturará mensualmente el triple del consumo y de la demanda de la fase más cargada. La empresa, al notificar al abonado o usuario el desequilibrio de fases, precisará cuál es la corriente correspondiente a cada una de ellas.

Artículo 12. Continuidad del suministro eléctrico

Se regirá por lo que establece la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

Artículo 13. Calidad de la tensión de suministro

Se regirá por lo que establece la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

Artículo 14. Punto de entrega

En general el servicio eléctrico se brindará desde un único punto de entrega y a través de un sistema de medición, el cual deberá cumplir con lo establecido en el artículo 35 de esta norma. Sin embargo, el abonado podrá solicitar dos o más puntos de entrega cuando se den los casos de excepción contemplados en la norma AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente. La empresa eléctrica valorará la viabilidad técnica y económica para brindar varios puntos de entrega y de existir, se deberá suscribir el contrato correspondiente entre las partes. En estos casos los puntos de entrega se tratarán comercialmente de forma unificada, facturando y aplicando la tarifa correspondiente, como un único servicio.

Artículo 15. Responsabilidad

El punto de entrega define la frontera entre la red eléctrica de distribución y la instalación interna. La red eléctrica de distribución es responsabilidad de la empresa distribuidora, y la instalación interna es responsabilidad del abonado o usuario.

Artículo 16. Uso de plantas de emergencia

Los abonados o usuarios que posean y operen plantas de emergencia deberán garantizar que bajo ninguna circunstancia operarán en paralelo con la red eléctrica y deberán dotar a los grupos electrógenos de las protecciones necesarias y pertinentes de tal forma que se garantice la desconexión, inmediata en caso de operación en paralelo. El incumplimiento de esta disposición obligará a que el abonado o usuario asuma los daños y perjuicios que ocasione.

CAPÍTULO III**CONDICIONES DE COMERCIALIZACIÓN****Artículo 17. Requisitos previos de las instalaciones eléctricas**

Las empresas distribuidoras y comercializadoras deberán verificar que las acometidas eléctricas, cumplan con lo que establece la norma “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC) vigente, la presente norma y las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto. Además las empresas deberán acatar lo indicado en el inciso c del artículo 4 y el inciso 5.1.3 del artículo 5 del Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC Reglamento de oficialización del código eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad.

Artículo 18. Conductores de acometida

La empresa eléctrica cubrirá el costo de los conductores de acometida aérea en baja tensión cuando se cumplan las tres condiciones siguientes:

- a. La longitud no exceda de 40 metros sobre vía pública.
- b. No se requieran conductores de una capacidad mayor a 150 Ampere.
- c. No existan edificaciones anteriores al punto de entrega.

Cuando se determine, previo estudio técnico, que el servicio requiere conductores de acometida de una capacidad superior a 150 Ampere, el abonado o el usuario, deberá cubrir la diferencia del valor correspondiente. El costo de los conductores de acometida en media tensión será cubierto por el abonado.

Artículo 19. Alimentaciones subterráneas

Cuando se desee una alimentación subterránea en áreas de distribución aérea, en la vía pública, el interesado correrá con los gastos de instalación de los ductos bajo tierra, cables y equipos adicionales necesarios para la conexión del servicio.

Artículo 20. Propiedad y cuidado de los equipos

Todo equipo suministrado o instalado por la empresa eléctrica, o cedido a ésta, permanecerá como propiedad de la empresa, reservándose expresamente el derecho de desmontarlo, sustituirlo o repararlo cuando lo considere pertinente. Queda estrictamente prohibido al abonado o usuario, salvo autorización especial escrita de la empresa, accionar o manipular los conductores, medidores, transformadores o cualquier otro aparato o estructura que forme parte de la instalación eléctrica de la empresa. El abonado o usuario deberá ejercer la debida vigilancia para proteger dichos bienes propiedad de la empresa y tomará todas las precauciones necesarias para prevenir daños a tal instalación.

Artículo 21. Bases para medidores

Las bases para enchufar los medidores serán suministradas al interesado por parte de la empresa y retiradas en ella. Las bases para medidores deberán cumplir con las condiciones técnicas establecidas en la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo”.

Artículo 22. Inspección

La empresa tiene el derecho, pero no la obligación, de inspeccionar en cualquier momento la instalación eléctrica de la edificación del abonado o usuario y podrá negarse a conectar o podrá suspender un servicio según corresponda, en una edificación cuya instalación no esté conforme con la normativa vigente.

La inspección que realice la empresa eléctrica no corresponde a la verificación de la instalación interna establecida en el artículo 5 del “Reglamento de oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad”, Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC.

El hecho de efectuar o no tal inspección, no hará responsable a la empresa ni a sus empleados de cualquier pérdida, daño o accidente que resultare por defectos de la instalación eléctrica de la edificación o equipo del abonado o usuario.

Artículo 23. Aumentos de la carga declarada

El abonado o usuario deberá informar a la empresa de cualquier aumento temporal o permanente de la carga declarada inicialmente en el contrato de suministro, al menos 10 días hábiles antes de realizar el cambio. De lo contrario será responsable ante la empresa, de cualquier daño causado a la red de la empresa o a terceros por dicho aumento. El abonado o usuario servido a baja tensión, será responsable cuando el cambio de la carga sea mayor del 50%, y, en el caso de abonados o usuarios servidos en media tensión, cuando ese cambio sobrepase el 25%. En el caso de baja tensión, cuando la capacidad del servicio supere los límites establecidos en el artículo 26, se deberá efectuar la reclasificación del servicio correspondiente a media tensión y si fuera del caso se seguirá lo indicado en el capítulo XV, de esta norma.

CAPÍTULO IV

FORMALIZACIÓN Y CLASIFICACIÓN DEL SERVICIO

Artículo 24. Solicitud de compra de energía eléctrica y otros servicios

La empresa eléctrica dentro de su área de concesión, otorgará el servicio de energía eléctrica a toda persona física o jurídica que en materia de propiedad reúna los requisitos que las empresas eléctricas publiquen en cumplimiento a la ley 8220 “Protección al ciudadano del exceso de requisitos y trámites administrativos”, siempre y cuando haya disponibilidad del servicio de acuerdo con el artículo 25 de esta norma.

Artículo 25. Disponibilidad de servicios

Salvo que exista impedimento técnico, falta de capacidad eléctrica, o razones económicas o legales que lo impidan, la empresa dará el suministro de energía eléctrica a todo el que lo solicite, previo cumplimiento de las disposiciones aplicables, sin preferencia alguna dentro de cada clasificación tarifaria. El servicio de energía eléctrica deberá proporcionarse en la tarifa que resulte aplicable, con base en el uso que se dé a la energía y la información que proporcione el abonado o usuario, al cual la empresa le brindará la orientación necesaria. De no contar con la capacidad eléctrica, la empresa no está en la obligación de brindar el servicio, salvo que el interesado corra con los gastos, por requerir una adecuación de la red de alimentación primaria, incluso conversión de monofásica a bifásica o trifásica o nivel de tensión, según corresponda y de acuerdo con lo indicado en el artículo 123 de esta norma.

Artículo 26. Clasificación de servicios

Para efectos de clasificación se establecen, en función de la tensión de suministro de energía eléctrica, de conformidad con lo estipulado en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente, los siguientes tipos de servicios:

Monofásico a baja tensión: Para cargas declaradas iguales y menores a 50kVA

B1: Tensión nominal de suministro: 120 V, bifilar (solo para servicios existentes, no se permite la instalación de nuevos servicios bajo esta categoría, salvo para servicios sin medición tales como, semáforos, teléfonos públicos, vallas publicitarias, amplificadores de señal de televisión e internet por cable).

B2: Tensión nominal de suministro: 120/240 V, monofásico trifilar.

Medición: Un único sistema, compuesto por un medidor monofásico trifilar o monofásico bifilar según corresponda.

Alimentación: Desde las redes de baja tensión de la empresa eléctrica, hacia los terminales de carga del contador de energía eléctrica en la acometida del servicio o hasta los terminales de entrada del interruptor en servicios servidos sin medidor.

Trifásico a baja tensión: Para cargas declaradas menores o iguales a 150 kVA.

B3: Tensión nominal de suministro: 120/208 V, cuatro hilos, conexión estrella.

B4: Tensión nominal de suministro: 120/208 V, tres hilos (Network), conexión estrella.

B5: Tensión nominal de suministro: 277/480 V, cuatro hilos, conexión estrella.

B6: Tensión nominal de suministro 240 V, tres o cuatro hilos, conexión delta.

B7: Tensión nominal de suministro, 480 V, tres o cuatro hilos, conexión delta.

Medición: Un único sistema de medición a baja tensión, con medidor network o medidor trifásico, tres o cuatro hilos, según corresponda. Para servicios en donde se facture energía y potencia, el sistema de medición debe contar con registro de máxima demanda y factor de potencia. En el caso de servicios industriales, con consumos mensuales mayores a 3000 kWh, además deberá registrar los parámetros de calidad (tiempos de interrupción de servicio y variaciones de tensión) por lo que deberá estar ajustado para verificar las condiciones de suministro de tensión establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente. En todos los casos el sistema de medición debe ajustarse a los tiempos de integración y registro correspondientes a la tarifa aplicable y a lo establecido en la norma técnica AR-NT SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo”, vigente.

Alimentación: Desde las redes de baja tensión de la empresa eléctrica, hacia los terminales de carga del medidor o hacia los terminales del lado de la carga del medio de desconexión que instala la empresa en la acometida, según corresponda.

Monofásico a media tensión: Para cargas declaradas superiores a 50 kVA y menores o iguales que 150 kVA

M5: Tensión nominal de suministro 2 400 V, dos hilos.

M6: Tensión nominal de suministro 7 960 V, dos hilos.

M7: Tensión nominal de suministro 14 400 V, dos hilos.

M8: Tensión nominal de suministro 19 920 V, dos hilos.

Medición: Un único sistema de medición a media tensión, con medidor monofásico tres o cuatro hilos, según corresponda. Para servicios en donde se facture energía y potencia, el sistema de medición debe contar con registro de máxima demanda, factor de potencia y en el caso de servicios industriales además deberá registrar los parámetros de calidad (tiempos de interrupción de servicio y variaciones de tensión) por lo que deberá estar ajustado para verificar las condiciones de suministro de tensión establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente. En todos los casos el sistema de medición debe ajustarse a los tiempos de integración y registro correspondientes a la tarifa aplicable y a lo establecido en la norma técnica AR-NT SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo”, vigente.

Alimentación: Desde las redes de media tensión de la empresa eléctrica, hacia las terminales de carga del medio de desconexión que instala la empresa eléctrica en la acometida.

Trifásico a media tensión: Para cargas declaradas superiores a 150 kVA.

M1: Tensión nominal de suministro: 4 160 V, cuatro hilos, conexión estrella.

M2: Tensión nominal de suministro: 13 800 V, cuatro hilos, conexión estrella.

M3: Tensión nominal de suministro: 24 940 V, cuatro hilos, conexión estrella.

M4: Tensión nominal de suministro: 34 500 V, cuatro hilos, conexión estrella.

Medición: Un único sistema de medición a media tensión, con medidor trifásico, tres o cuatro hilos, según corresponda. Para servicios en donde se facture energía y potencia, el sistema de medición debe contar con registro de máxima demanda, factor de potencia y en el caso de servicios industriales además deberá registrar los parámetros de calidad (tiempos de interrupción de servicio y variaciones de tensión, distorsión armónica de tensión y corriente) por lo que deberá estar ajustado para verificar las condiciones de suministro de tensión establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión” vigente. En todos los casos el sistema de medición debe ajustarse a los tiempos de integración y registro correspondientes a la tarifa aplicable y a lo establecido en la norma técnica AR-NT SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo”, vigente.

Alimentación: Desde las redes de media tensión de la empresa eléctrica, hacia las terminales de carga del medio de desconexión que instala la empresa eléctrica en la acometida.

Artículo 27. Firma de contrato

Solicitada la conexión de un servicio y realizados los trámites y estudios pertinentes, se procederá a la formalización del servicio eléctrico, mediante la firma del “Contrato para el Suministro de Energía Eléctrica”, entre el interesado y la empresa. El modelo de contrato será aprobado por la Autoridad Reguladora.

Artículo 28. Depósito en garantía

Para garantizar el pago del servicio, la empresa exigirá a sus nuevos abonados, un depósito en garantía equivalente a una facturación mensual de energía y potencia, si ésta última corresponde, según la tarifa vigente y de acuerdo con su clasificación tarifaria. Este depósito será devuelto al abonado en caso de que solicite el retiro del servicio, siempre y cuando se encuentre al día en sus obligaciones comerciales con la empresa. Mientras no exista registro del consumo real, la empresa cobrará inicialmente, para los nuevos abonados en baja tensión, un depósito en garantía provisional, con base en la tabla de estimación de consumo según cargas, que a continuación se detalla:

Para cargas declaradas menores o iguales a 12 000 Watt:

$$CE = 25 \times CD(\text{kWatt}) \times 1(\text{hora})$$

En donde,

CE= Consumo mensual estimado en kWh

CD= Carga declarada

Para cargas declaradas mayores a 12 000 Watt:

$$CE = 300 (\text{kWh}) + CA(\text{kWh})$$

En donde,

CE= Consumo mensual estimado

CA= 20 (kWh) por cada 1000 Watt adicionales a 12 000 Watt de carga declarada

Para el cobro del depósito en garantía correspondiente a la demanda, la empresa lo realizará con base en la información de potencia instalada, la proyección de máxima demanda de potencia, suministrada por el abonado o usuario, y la energía estimada.

Estimados el consumo y la demanda, se aplican los valores de la tarifa que le corresponde al nuevo abonado, determinándose así el monto del depósito provisional, el cual podrá ser cubierto en efectivo, por certificados de inversión a satisfacción de la empresa o garantías de cumplimiento con cualquier banco del Sistema Bancario Nacional o el Instituto Nacional de Seguros. El depósito en garantía permanente se registrará por lo establecido en el artículo 43.

Artículo 29. Plazo para la conexión del servicio

La empresa deberá ejecutar las conexiones y comenzar la entrega del suministro de energía eléctrica en un plazo máximo de cinco días hábiles contados a partir de la firma del contrato para servicios en baja tensión sin demanda, siempre y cuando el punto de conexión y la instalación cumplan con lo que establece la norma técnica "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC). Para servicios con demanda, el plazo máximo será de un mes natural, después de la firma del contrato, siempre y cuando el punto de conexión y la instalación cumpla con lo que establece la norma técnica "Supervisión de la Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC). La empresa realizará la primera visita sin costo. A partir de la segunda visita las cobrará si son atribuibles al incumplimiento del interesado, previa aprobación del procedimiento y costo por parte de la ARESEP. La empresa debe remitir a la Autoridad Reguladora, cuando esta lo indique, un informe de los tiempos de conexión de los servicios nuevos solicitados durante el semestre inmediato anterior, en ambas categorías. El informe debe indicar el porcentaje de servicios conectados dentro del plazo señalado y el porcentaje fuera de este plazo e indicar las causas del no cumplimiento.

Artículo 30. Autorización

El abonado o usuario permitirá la entrada, en horas hábiles, a los empleados identificados de la empresa para cualquier fin relacionado con el servicio eléctrico suministrado a la edificación. Si fuera necesario el ingreso en horas no hábiles se deberá coordinar, previo a la visita, con el abonado o usuario. Si no permite el ingreso a sus instalaciones se le notificará, siguiendo el debido proceso, de la situación por la que se solicita el ingreso y las consecuencias de su no autorización.

Artículo 31. Traspaso del servicio

El traspaso de un servicio de suministro de un abonado, podrá cederse a un tercero, siguiendo los trámites que la empresa eléctrica establezca para tal efecto y firmando el contrato correspondiente.

Artículo 32. Impedimentos para brindar un nuevo servicio eléctrico

Serán elementos que impidan a la empresa brindar un nuevo servicio eléctrico los siguientes:

- a. Cuando la acometida de la edificación o mueble, no cumple con los requisitos mínimos de seguridad y protección establecidos en la norma técnica "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC).
- b. Cuando la base del medidor no haya sido suplida por la empresa eléctrica y ésta no cumpla con los requisitos de calidad y confiabilidad establecidos en la norma técnica "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" (AR-NT-SUINAC).
- c. Cuando el servicio se solicite instalar en terrenos o edificaciones ocupadas en precario y a la empresa se le haya notificado oficialmente por autoridad competente, la prohibición de brindar servicios eléctricos en esos terrenos o edificaciones.
- d. No exista red de distribución o no se tenga capacidad eléctrica en la red. En caso de que se pueda subsanar el problema con una extensión de línea o adecuación de la red, la empresa cobrará el costo de realizarla al interesado.

- e. La edificación para la cual se ha solicitado el nuevo servicio no guarde las distancias mínimas de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones, establecidas en la norma técnica “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC).
- f. La edificación para la cual se ha solicitado el servicio se encuentre en una zona geográfica declarada de alto riesgo por las autoridades competentes.
- g. En edificaciones que estén construidas debajo de líneas de media o alta tensión.
- h. Fuera de su área de concesión.
- i. Cuando la persona que solicita el servicio no sea el dueño registral de la edificación para la cual lo solicita, salvo que cuente con autorización escrita del propietario o demuestre el trámite de gestión posesional.
- j. Cuando el servicio se solicite en la zona marítima terrestre, zona de protección de fronteras nacionales, áreas protegidas y parques nacionales, que no cuenten con la autorización legal respectiva.
- k. Cuando se requiera pasar la acometida de la empresa eléctrica, por propiedad de terceros. A menos que se presenten los documentos del permiso necesario.
- l. Cuando existan impedimentos legales.
- m. Cuando el solicitante tenga deudas pendientes con la empresa distribuidora correspondientes a suministro de electricidad.

CAPÍTULO V

MEDICIÓN Y LECTURA

Artículo 33. Prohibiciones para conceder servicios gratuitos

La empresa no podrá en ningún caso y bajo ninguna condición suministrar, a ninguna persona física o jurídica, el servicio eléctrico en forma gratuita total o parcialmente.

Artículo 34. Equipo de medición

Se regirá por lo que establece la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo” vigente, lo indicado en esta norma y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

En caso de una perturbación en la que resulte dañado el sistema de medición, la empresa eléctrica debe reemplazarlo en un plazo no mayor de 48 horas naturales, a partir del reporte de la avería.

Artículo 35. Instalación y ubicación del sistema de medición

El sistema de medición tiene que ser instalado en lugares accesibles, que faciliten su lectura, inspección, reparación, reemplazo y análisis de la calidad del suministro, por parte de los funcionarios de la empresa distribuidora o comercializadora o de la Autoridad Reguladora, según se establece en la norma “Supervisión de la Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC), la presente norma y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

Artículo 36. Equipo de comprobación de los abonados o usuarios

Los abonados o usuarios podrán instalar por cuenta propia, previa coordinación con la empresa eléctrica, equipos de comprobación para los contadores de energía instalados por las empresas eléctricas, los cuales podrán ser usados para reclamo, si el modelo ha sido previamente inscrito ante la Autoridad Reguladora y el contador ha sido comprobado y sellado por un laboratorio de calibración y ensayo, de conformidad con lo que establece la norma técnica AR-NT SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo” vigente y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto.

Artículo 37. Reubicación de contador o conductores de acometida

Cuando a solicitud del abonado o usuario o por causas imputables a éste, se requiera reubicar el contador y los conductores de acometida, los costos en los que se incurra correrán por cuenta del abonado o usuario. En ambos casos el medidor debe ubicarse tal y como lo establece la Norma Técnica “Supervisión de la Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” (AR-NT-SUINAC) vigente.

Artículo 38. Solicitud de revisión de equipo de medición

Cuando un abonado o usuario requiera una revisión del funcionamiento del sistema de medición que la empresa eléctrica haya instalado, podrá solicitarlo a la empresa eléctrica mediante el procedimiento que ésta establezca. De resultar inexacto su registro en más del porcentaje fijado por la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo” vigente, el costo de la revisión será asumido por la empresa eléctrica. En caso contrario, el costo de la revisión del sistema de medición, previamente fijado por la ARESEP, será asumido por el abonado o usuario, autorizando éste a que el monto sea incluido en la factura del mes correspondiente.

CAPÍTULO VI**SISTEMA DE FACTURACIÓN****Artículo 39. Periodo de lectura del servicio**

Para la elaboración de la factura mensual del servicio eléctrico, la empresa tomará la lectura del sistema de medición instalado, en un período que puede variar entre 27 y 33 días naturales, salvo en la primera lectura de un servicio nuevo o para saldos de retiro o desconexión.

Se permite realizar estimaciones en los servicios en donde únicamente interviene, como facturación, el cargo por la energía consumida, pero no se podrán realizar estimaciones consecutivas salvo que exista justificación por caso fortuito o fuerza mayor. Las estimaciones se realizarán con base en el consumo promedio de energía de los últimos seis meses facturados.

Si la lectura no puede realizarse por responsabilidad del abonado o usuario, por ejemplo, porque posterior a la instalación del medidor le realizó modificaciones a la edificación, como la construcción de tapias o verjas, la empresa eléctrica le notificará por escrito, siguiendo el debido proceso, en un plazo no mayor a 5 días hábiles posteriores a la emisión del recibo del mes en el cual se detectó la anomalía. El usuario contará con un plazo de 15 días hábiles a partir de su notificación para corregir la situación y solicitar la reubicación del medidor de acuerdo con el artículo 37, prorrogables mediante acuerdo entre las partes. Vencido este plazo la empresa tomará las medidas administrativas pertinentes.

Artículo 40. Facturación del servicio

La empresa eléctrica facturará al abonado o usuario lo correspondiente al consumo de energía o energía y potencia según corresponda, así como lo relativo a impuestos de ley y otros afines al servicio, de acuerdo con el pliego tarifario, reglamentos y disposiciones vigentes aprobadas por ARESEP o disposiciones legales. No se deberán incluir en la factura, rubros ajenos a las actividades de distribución y comercialización.

La palabra mes y mensual para los efectos de la facturación significan el intervalo comprendido entre dos lecturas regulares del contador, que serán tomadas en el mismo día de cada mes o días próximos. Todas las facturaciones o recibos por energía eléctrica deben contener como mínimo la siguiente información:

- a. Nombre del abonado.
- b. Localización geográfica y topológica.
- c. Dirección exacta.
- d. Número de medidor.
- e. Tarifa aplicada.
- f. Fecha de lecturas de los registros de energía, potencia y factor de potencia. Estos dos últimos cuando corresponda.
- g. Lecturas de los registros de energía y potencia (actual y anterior).
- h. Consumo de kWh (indicar si es leído o estimado).
- i. Costo del kWh y estructura tarifaria
- j. Demanda máxima (lectura, constante).
- k. Fecha de vencimiento de la factura.
- l. Costo por kWh del alumbrado público.
- m. Importes por energía (kWh), demanda (kW), alumbrado público, etc.
- n. Total del monto por pagar.
- o. Monto del depósito en garantía.
- p. Fecha de emisión del recibo.
- q. Fecha de puesta al cobro de la facturación.
- r. Tipo de servicio.
- s. Número de la factura.
- t. Histórico de consumo de los últimos seis meses.
- u. Otros tales como:
 - 1- Multas por atrasos en el pago, penalización por bajo factor de potencia y cualquier otra multa aplicable.
 - 2- Ajustes o compensaciones tarifarias o por calidad del suministro eléctrico.

- 3- Impuestos de ley.
- 4- Justificación o razón para estimar lecturas.
- 5- Número telefónico de atención de quejas de la empresa.
- 6- Cualquier otra información a criterio de la empresa o de la ARESEP.

Artículo 41. Cargo por bajo factor de potencia

La determinación del factor de potencia se regirá por lo que establece la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo” vigente, la presente norma y en las demás disposiciones que la ARESEP emita al respecto. El cargo mensual por bajo factor de potencia se aplicará cuando la demanda máxima sea menor o igual que 1000 kW y el factor de potencia sea inferior a 0,90 o, cuando la demanda máxima sea mayor que 1000 kW y menor o igual que 5000 kW y el factor de potencia sea inferior a 0,95 o cuando la demanda máxima sea mayor que 5000 kW y el factor de potencia sea inferior a 0,98, mediante la siguiente fórmula:

$$C.B.F.P. = \left[\frac{f_{pn}}{f_{pr}} - 1 \right] * M.D.M.$$

En donde:

C.B.F.P. = Cargo por bajo factor de potencia.

f_{pn} = Factor de potencia normado para el rango de demanda correspondiente.

f_{pr} = Factor de potencia promedio registrado en el período a facturar.

M.D.M. = Monto del cobro de la Demanda Máxima.

El cargo por bajo factor de potencia se calculará de acuerdo con la fórmula anterior, para cada período horario.

Artículo 42. Estimación de la máxima demanda a facturar

En ningún caso se podrá facturar con base en una estimación de la demanda máxima, salvo que exista alteración por uso ilícito, fallas en el equipo de medición, caso fortuito o fuerza mayor.

En los anteriores casos de excepción, la empresa facturará con base en el promedio de las demandas máximas de los últimos seis meses con lectura correcta o, en su defecto, con la información histórica que se disponga para el análisis.

En aquellos servicios en los que existe una carga del tipo estacional (como por ejemplo: ingenios, beneficios de café o clientes con tarifa horario/estacional), se comparará el mes en que se produjo la falla con su promedio de estacionalidad del año anterior.

Artículo 43. Ajuste al depósito en garantía

La empresa eléctrica ajustará el depósito en garantía, con base en el promedio mensual de los consumos reales facturados en los seis meses siguientes a la conexión del nuevo servicio. Dicho ajuste se hará como máximo en seis cuotas mensuales consecutivas a incluir en la facturación, cuando lo estimado sea inferior al promedio de los seis meses de consumo real. Cuando el estimado exceda en un 10% o más al consumo promedio mensual de los seis meses de consumo real, la empresa devolverá el excedente en forma inmediata. El depósito en garantía también se modificará y actualizará cuando se produzcan las situaciones siguientes:

- a. Suspensión por falta de pago. Se actualizará con el promedio mensual de los montos por consumos reales ocurridos en los seis meses anteriores a la reconexión del servicio. Si la falta de pago ocurriere antes de transcurridos los seis meses de habilitado el servicio, la empresa tomará el promedio de los meses facturados.
- b. Si se llegare a determinar que la tarifa aplicable al servicio no es la correcta. En este caso, el depósito se ajustará con base en la nueva tarifa y al consumo real del mes en que se detectó la irregularidad. Dicho ajuste procede si el monto del depósito es menor al monto del consumo, sin embargo si el depósito es mayor, la empresa eléctrica lo ajustará y devolverá el excedente.
- c. Cuando exista cambio de razón social o persona física (no aplica para el caso de fusiones de empresas).

En todos los casos, el ajuste se cobrará como máximo en seis cuotas consecutivas mensuales.

Artículo 44. Pago de intereses

Salvo disposición legal en contrario, sobre el monto de colones en depósito de garantía y sus ajustes del servicio eléctrico, las empresas eléctricas reconocerán al abonado o usuario un interés igual a la tasa sobre los depósitos a la vista en cuentas de ahorro del Sistema Bancario Nacional. Al 30 de junio de cada año, la empresa eléctrica hará una liquidación detallada de los intereses correspondientes a los depósitos con antigüedad mayor a los cinco años, y la suma que arroje a favor del abonado se acreditará al valor del depósito, el cual será devuelto (incluyendo los intereses), en caso de que retire el servicio.

CAPÍTULO VII

COBROS Y PAGOS DEL SERVICIO

Artículo 45. Cobro del servicio

Las facturas serán puestas al cobro mensualmente en forma electrónica o impresa a solicitud expresa del abonado o usuario y deben cancelarse dentro de los diez días hábiles posteriores a la fecha en que se ponen al cobro, incluyendo ésta, para lo cual la empresa está en la obligación de definir previamente la fecha en que tendrá a disposición la factura.

Cuando las facturas no fuesen pagadas en el plazo indicado, la empresa podrá suspender el servicio inmediatamente y en tal caso el depósito en garantía del abonado responderá por las deudas del servicio.

Artículo 46. Pagos anticipados

En los casos en que por circunstancias justificadas, el abonado o usuario desee efectuar pagos anticipados a cuenta de consumos futuros de energía eléctrica, se tomarán como base para estimar el consumo mensual promedio, los consumos registrados en los últimos seis períodos inmediatos anteriores.

Artículo 47. Cargo por cancelación tardía y reconexión

Cuando el abonado o usuario cancele la factura correspondiente al consumo de su servicio en fecha posterior a la indicada para su vencimiento, deberá pagar un importe adicional del 3% sobre el monto de la factura, correspondiente a energía y demanda, según corresponda. Dicho recargo podrá incorporarse en la factura correspondiente al periodo siguiente.

Por la reconexión del servicio eléctrico suspendido por falta de pago, el abonado o usuario deberá cancelar la suma que haya fijado la ARESEP para cubrir el costo de la reconexión, además del importe adicional por cancelación tardía y las cuentas pendientes por el servicio suspendido.

Artículo 48. Reconexiones

La empresa, deberá realizar la reconexión de un servicio eléctrico suspendido por falta de pago, en el plazo máximo de las veinticuatro horas naturales siguientes al pago de las deudas pendientes, salvo caso fortuito o fuerza mayor.

Artículo 49. Cambio del uso de la energía

Cuando la empresa verifique que un abonado o usuario realizó cambios en la actividad para la cual utiliza la energía eléctrica, hará los trámites internos para la modificación o ajuste tarifario que corresponda y le notificará por escrito al abonado o usuario. En estos casos la empresa modificará el depósito en garantía, siguiendo el debido proceso y cobrará lo correspondiente a la diferencia en la aplicación tarifaria hasta un máximo de los doce meses anteriores. El cobro se hará en una facturación diferente a la correspondiente a la facturación normal del servicio, salvo acuerdo entre partes, para que se le debite o acredite la suma correspondiente en el recibo mensual.

Artículo 50. Tarifa mal aplicada

Si la empresa eléctrica determina que en un servicio se ha estado aplicando una tarifa que no corresponde debido a un error atribuible a la empresa eléctrica y como resultado de la reclasificación se constata que lo facturado es inferior a lo que realmente corresponde, cobrará la diferencia entre lo facturado erróneamente y lo correcto, hasta un máximo de las seis facturaciones anteriores, desde el momento en que se detectó la irregularidad.

Si por el contrario, se constata que lo facturado es superior a lo que corresponde al servicio, deberá reintegrar todo lo cobrado de más, con base en la información en su poder o las pruebas aportadas por el abonado, debidamente analizadas por la empresa. El depósito en garantía se ajustará con base en la tarifa correcta.

La empresa eléctrica realizará el trámite pertinente mediante facturación aparte del recibo mensual por servicios eléctricos, salvo acuerdo entre partes, para que se le debite o acredite la suma correspondiente en el recibo mensual.

Artículo 51. Errores de facturación por problemas en el sistema de medición

Si la empresa eléctrica determina fallas en el sistema de medición, incluyendo la constante de medición, que provocaron una facturación menor de lo realmente consumido (energía) y demandado (potencia) por el abonado o usuario, deberá hacer el ajuste correspondiente desde la facturación del último medidor instalado hasta un máximo de los seis meses anteriores al momento en que se produjo la inconsistencia.

Para tal efecto, la empresa eléctrica, debe notificar al abonado o usuario y el cobro debe realizarse en una facturación separada, salvo que el abonado o usuario autorice la inclusión de dicho rubro en la factura correspondiente, mediante convenio al respecto.

Si por el contrario, la empresa eléctrica detecta que fallas en el sistema de medición, incluyendo la constante de medición, están provocando una facturación mayor de lo realmente consumido y demandado por el abonado o usuario, deberá reintegrar todo lo cobrado de más, según el procedimiento establecido por la empresa para las devoluciones.

En cualquiera de los dos casos, se estimará la energía y demanda consumida con base en lo indicado en el artículo 52.

Artículo 52. Procedimiento de cobro de la energía y potencia consumida y no facturada

Cuando el prestador del servicio demuestre que en un servicio, se consumió energía eléctrica y se demandó potencia que no fue cobrada en su totalidad, o se cobró más energía de la consumida o se cobró más potencia de la demandada, podrá estimar la energía consumida y la potencia demandada. Para calcular el monto a cobrar de la energía consumida y no facturada y de la potencia demandada y no facturada, la empresa eléctrica utilizará como base tres lecturas reales posteriores a la corrección de la causa que dio origen al error o, en aquellos servicios en los que existe una carga del tipo estacional (por ejemplo: ingenios, beneficios de café o clientes con tarifa horario/estacional), se comparará el mes en que se produjo la falla con su promedio de estacionalidad del año anterior. La empresa eléctrica podrá cobrar hasta un máximo de seis meses anteriores al momento en que se determinó la anomalía. En caso de cobros de más potencia y energía, deberá devolver la totalidad de lo cobrado en exceso, con base a los registros de la empresa o de las pruebas que el abonado o usuario aporte.

Bajo ninguna circunstancia podrá la empresa eléctrica suspender el servicio si el abonado o usuario está al día en el pago de la factura por energía eléctrica del último periodo de consumo puesto al cobro.

CAPÍTULO VIII

DISCONFORMIDADES

Artículo 53. Atención de reclamos

Los abonados o usuarios podrán manifestar su disconformidad por los servicios brindados por la empresa eléctrica en forma escrita, telefónica, medio electrónico o en forma personal en cualquiera de las agencias o sucursales de la empresa eléctrica. Cuando el abonado o usuario presente la queja será obligación de la empresa eléctrica entregarle un comprobante de recibo de la queja y abrir un expediente físico o electrónico para tramitar el asunto.

La empresa eléctrica deberá tramitar, investigar y resolver la queja planteada, y comunicar la resolución correspondiente en un plazo máximo de 30 días naturales.

Si el abonado o usuario no está conforme con la respuesta, puede presentar las impugnaciones que establece la Ley N° 6277 Ley General de la Administración Pública o plantear su queja ante la ARESEP, que tramitará, con base en lo establecido en la Sección Tercera, del Reglamento a la Ley N°7593 (Decreto N° 2973-MP).

Artículo 54. Reporte de perturbaciones en el servicio

La empresa eléctrica deberá brindar a sus abonados y usuarios un servicio de información para el reporte y la atención de perturbaciones en el servicio las 24 horas del día. De conformidad con el artículo 14 inciso b) de la Ley 7593 y el artículo 11 del Decreto N°29847-MP-MINAE-MEIC Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, se deberá brindar atención expedita a las perturbaciones que pongan en riesgo la vida humana y las propiedades.

Artículo 55. Remisión de información sobre quejas. Indicadores

Las empresas eléctricas deberán remitir a la ARESEP un informe semestral sobre las quejas o reclamos que los abonados o usuarios formulen, así como otros indicadores del desempeño de la gestión comercial de la empresa eléctrica (Capítulo XII). Dicho informe deberá presentarse con el formato, periodicidad y fechas que indique la ARESEP oportunamente.

Artículo 56. Responsabilidad por daños en la instalación eléctrica interna

La empresa eléctrica no será responsable por ningún daño ocasionado por el mal estado de la instalación eléctrica interna de la edificación del abonado, aun cuando las hubiese revisado por propia iniciativa o a pedido de éste, ni por las consecuencias de causa alguna que tengan su origen en dichas instalaciones eléctricas.

Artículo 57. Reclamos por daños

Cuando el abonado o usuario sufra daños en sus equipos o artefactos eléctricos o en su propiedad, por causa de la calidad del suministro de energía y éste considere que existe responsabilidad por parte de la empresa eléctrica, deberá presentar su reclamo ante esa empresa a más tardar ocho días hábiles después de sucedido el hecho.

Asimismo, si se producen daños en la producción, deberá la empresa eléctrica, cuando en derecho corresponda, resarcir los mismos. La indemnización, en sede administrativa, no contempla el lucro cesante o las ganancias dejadas de percibir por los daños en la producción.

La empresa eléctrica realizará el estudio respectivo y comunicará por escrito al abonado o usuario, la resolución de su reclamo en un plazo máximo de 30 días naturales. Si el resultado de su gestión no es satisfactorio a sus intereses, el abonado o usuario podrá presentar las impugnaciones señaladas en la Ley General de la Administración Pública o acudir a la ARESEP a plantear la queja correspondiente.

Artículo 58. Disconformidad en la facturación

Cuando un abonado o usuario presente una queja por alto consumo, antes del vencimiento del recibo, mientras se resuelve la misma, la empresa eléctrica podrá cobrar el importe promedio de las últimas seis facturaciones reales. Los estudios pertinentes deberán realizarse en un plazo no mayor que 15 días hábiles.

De resultar correcta la facturación emitida en su oportunidad, la empresa eléctrica incluirá en una facturación extraordinaria la diferencia pendiente de cancelar por el abonado o usuario. Si el abonado o usuario no está conforme con lo resuelto por la empresa eléctrica, podrá presentar las impugnaciones señaladas en la Ley General de la Administración Pública o acudir a la ARESEP a plantear la queja correspondiente.

Artículo 59. Daños al sistema de medición

La empresa eléctrica aportará el sistema de medición y brindará el mantenimiento preventivo y correctivo a sus contadores eléctricos y demás equipos. El abonado por su parte velará por el buen estado del sistema de medición colocado en sus instalaciones y deberá informar de inmediato a la empresa sobre cualquier daño físico observado que se le haya ocasionado al equipo.

De probar la empresa eléctrica, que los daños a los equipos son atribuibles al abonado, deberá efectuar el debido proceso a fin de que asuma los costos correspondientes a su reparación o reposición.

Artículo 60. Reclamos por inconvenientes en la tensión de suministro

La empresa eléctrica, en un plazo no mayor a las 8 horas hábiles, de la presentación de un reclamo por inconvenientes en el nivel de tensión de suministro, efectuará una visita para identificar el problema. Si el reclamo es aceptado y la responsabilidad es de la empresa eléctrica, ésta deberá solucionar el problema dentro de un plazo máximo de 8 horas naturales después de detectado el mismo. Hasta tanto la empresa eléctrica corrija la anomalía en la calidad de la tensión de suministro el abonado o usuario deberá recibir una compensación económica de acuerdo con lo indicado en la norma AR-NT-SUCAL "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión". No obstante lo anterior, será responsable de los daños que el suministro de energía fuera de los parámetros de calidad, cause al abonado o usuario del servicio.

CAPÍTULO IX GESTIÓN COMERCIAL Y SERVICIO AL ABONADO Y USUARIO

Artículo 61. Centros de servicio al abonado y usuario

La empresa eléctrica, dentro de su área de concesión y operación, acondicionará locales para la apropiada atención al público, de conformidad con el número y dispersión de los servicios brindados.

Artículo 62. Servicio al abonado y usuario

Las empresas eléctricas deberán implementar sistemas informáticos que permitan una eficiente atención al público en las distintas gestiones o trámites. Cuando las gestiones sean en las oficinas de la empresa eléctrica, la atención será personalizada, ágil y oportuna, mediante personal debidamente capacitado para la atención del público.

Artículo 63. Información para los abonados y usuarios

Sin perjuicio de otras medidas de difusión que considere adecuadas, la empresa eléctrica brindará, en cada una de sus instalaciones donde se atienda al público, información sobre los requisitos de los servicios que ofrece, el pliego tarifario vigente así como una descripción breve de la normativa y disposiciones técnicas emitidas por la ARESEP de conformidad con el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos en materia relativa al servicio eléctrico. Copia impresa y electrónica de estos documentos deberá estar disponible para consulta de quien lo solicite.

Artículo 64. Aviso de posibles anomalías

Las empresas eléctricas deben informar a sus abonados o usuarios sobre la importancia de avisar al servicio de reporte de perturbaciones, de hechos de terceros o de agentes externos que ocasionen o puedan ocasionar condiciones desfavorables en el suministro eléctrico.

CAPÍTULO X

SUSPENSIONES Y PROHIBICIONES

Artículo 65. Suspensión del servicio eléctrico

La empresa eléctrica podrá suspender el suministro eléctrico a un servicio cuando ocurra alguna de las siguientes situaciones:

- a. Falta de pago oportuno de la facturación mensual puesta al cobro.
- b. Por accidentes, incendios o causas de fuerza mayor, únicamente en los inmuebles afectados o que podrían ser afectados.
- c. En los casos imprescindibles de operación y mantenimiento.
- d. Orden expresa de autoridad judicial o de la ARESEP.
- e. Cuando el abonado lo solicite y legalmente proceda.
- f. Cuando se detecten condiciones técnicas en la acometida eléctrica que impliquen peligro inminente para la vida y seguridad de las personas.
- g. Cuando la empresa eléctrica se percate de que el abonado haya fallecido y haya notificado de acuerdo con el debido proceso al usuario que debe presentarse a firmar un nuevo contrato y este hace caso omiso de dicha notificación.

- h. Cuando se determine que existe un uso ilícito de energía y el abonado o usuario no hizo acto presencial en la agencia de servicios de la empresa o no presentó las pruebas de descargo tres días posteriores a la notificación del ilícito.
- i. Por reventa de energía.
- j. Otros casos contemplados en esta norma.

Artículo 66. Uso ilícito de energía

Cuando la empresa eléctrica pruebe que en el servicio eléctrico que disfruta un abonado o usuario se ha alterado o dañado el sistema de medición o la acometida con el objetivo de hacer uso ilícito de la energía eléctrica (con el levantamiento de las pruebas respectivas: datos del abonado o usuario, tipo de servicio, fotografías, carga instalada, número de medidor, tarifa, historiales de consumo y cualquier otro dato que la empresa considere pertinente), notificará al abonado o usuario, dándole 3 días hábiles para que presente las pruebas de descargo, cancele la deuda o en su defecto llegue a un arreglo de cancelación por la energía consumida y no facturada. De lo contrario podrá acudir ante los Tribunales de Justicia a presentar las acciones para cobrar lo adeudado.

En aquellos casos donde la empresa eléctrica cuente con los elementos técnicos razonables probatorios, el prestador del servicio podrá estimar la energía consumida y la potencia demanda por el servicio del abonado o usuario, sobre la base del consumo promedio real y aplicarlo a todo el periodo en que no se cobró la energía o la potencia no facturada. De lo contrario el cobro por realizar se calculará de la siguiente manera:

a) Servicios sin demanda

Energía no facturada = Carga instalada el día en que se encontró la alteración X 80 horas (residencial) o 200 horas (comercial, general o industrial).

Monto no facturado mensual = Energía no facturada X tarifa vigente en ese mes.

Monto no facturado total = La suma de los montos no facturados mensuales.

Suma a facturar = Monto no facturado total menos la suma efectivamente pagada durante los meses no facturados correctamente.

b) Servicios con demanda

En los casos de servicio con demanda se aplicará para el cálculo de la energía no facturada, el mismo cálculo que para los servicios sin demanda. La potencia demanda se calculará con base en la carga total conectada a la que se le aplicará un factor de demanda de 0,75.

Demanda no facturada = Carga instalada el día en que se encontró la alteración X 0,75 (Factor de demanda)

Monto no facturado mensual por demanda = Demanda no facturada X tarifa vigente en ese mes.

Monto no facturado total por demanda= La suma de los montos no facturados mensuales.

Suma a facturar por demanda = Monto no facturado por demanda menos la suma efectivamente pagada por demanda durante los meses no facturados correctamente.

c) Cables directos o derivaciones

En aquellos casos cuando el prestador del servicio detecte que una persona está utilizando sin autorización el servicio de la energía eléctrica, mediante conexión directa de cables con la red de distribución o con la acometida y la empresa eléctrica lo compruebe debidamente (con el levantamiento de las pruebas respectivas), desconectará el servicio inmediatamente y dará al imputado un máximo de tres días naturales para que presente las pruebas de descargo, para cumplir con el debido proceso o en su defecto deberá cancelar o llegar a un arreglo de cancelación, por la energía utilizada de forma ilícita y no facturada.

La energía no facturada se calculará de igual forma que en los incisos a) y b), según corresponda.

En todos los casos la empresa deberá cobrar al abonado, usuario o imputado los daños sufridos por la empresa en su infraestructura eléctrica.

Artículo 67. Reventa de energía

La energía eléctrica entregada para uso del abonado o usuario no podrá ser vendida o cedida en todo o en parte por éste a terceros. De presentarse esta situación, la empresa eléctrica ordenará al abonado o usuario el cese inmediato de tal práctica, dándole un plazo de 3 días hábiles para que solvante la situación. En caso de continuar la situación de venta de energía, la empresa eléctrica deberá acudir a los Tribunales de Justicia para los efectos correspondientes.

Artículo 68. Remoción de sellos de seguridad

Está prohibido al abonado o usuario remover los sellos de seguridad colocados por los laboratorios de calibración y ensayo así como los instalados por la empresa eléctrica en los equipos de medición y registro de energía eléctrica, ductos o paneles, o alterar estos en cualquier forma. En caso de que el abonado o usuario note que el sello está alterado, deberá informarlo a la empresa eléctrica inmediatamente. Si la empresa eléctrica determina que la remoción de los sellos es responsabilidad del abonado o usuario, aplicará el cargo correspondiente para este efecto, el cual será fijado por la ARESEP a solicitud de la empresa y cobrado en la facturación siguiente.

CAPÍTULO XI

APLICACIÓN Y CLASIFICACIÓN TARIFARIA

Artículo 69. Principio de equidad

Cada abonado o usuario tendrá derecho a tener la misma clasificación tarifaria que cualquiera otro, cuando las características de los costos que ocasiona a la empresa eléctrica que le sirve, están en el mismo nivel de servicio y son semejantes, o bien de acuerdo con lo indicado en el pliego tarifario.

Artículo 70. Clasificación tarifaria

Para efectos tarifarios, los servicios eléctricos, se podrán clasificar en función de: la tensión nominal de suministro, el uso de la energía y el consumo de energía (bloques de consumo) y potencia, aplicando para ello las metodologías contenidas en las disposiciones económicas que emita la Autoridad Reguladora.

Para efectos de clasificar adecuadamente un servicio solicitado, debe considerarse lo que indica el artículo 26 de esta norma y sus referencias.

CAPÍTULO XII

EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y TÉCNICA

Artículo 71. Sistema de registro de eventos de gestión comercial y técnica.

Es responsabilidad de toda empresa distribuidora y comercializadora del servicio eléctrico establecer y mantener un sistema para identificar, registrar y contar todos los eventos asociados con la gestión comercial y técnica de la empresa en relación con los abonados y usuarios del servicio eléctrico.

Artículo 72. Naturaleza de los eventos.

Los eventos asociados con la gestión comercial y técnica se clasificarán y utilizarán para obtener indicadores de gestión con el propósito de medir el desempeño de la empresa eléctrica. Los indicadores se identificarán de acuerdo con la

Tabla 1:

Tabla 1: Clasificación de los indicadores de gestión

Clasificación	Definición
Reportes de perturbaciones	Tienen el propósito de medir la gestión de la empresa en la atención de perturbaciones reportadas por los abonados y usuarios que tuvieron implicación en la continuidad y calidad del suministro eléctrico.
Oportunidad	Tienen como fin medir la gestión técnica de la empresa en lo referente al acceso y la conexión o la reconexión expedita del servicio ante requerimientos de abonados y usuarios.
Quejas	Tienen el propósito de medir la gestión de la empresa en la resolución de quejas presentadas por los abonados y usuarios del servicio.

A su vez, los indicadores de quejas se clasifican de acuerdo con la Tabla N° 3.

Clasificación de los indicadores de gestión de quejas

Clasificación	Definición
Facturación	Resolución de quejas referentes a problemas de facturación tales como: cambio en la tarifa aplicada, error de lectura del medidor, ajuste del depósito de garantía, recargo inapropiado por mora, reclamos por aumentos en las tarifas, medidor activo en el campo pero inactivo en el sistema de facturación. Incluye las quejas por energía eléctrica consumida y no facturada cuando el cobro no se deba a problemas en la medición.
Medición	Resolución de quejas referentes a problemas en el medidor (medidor dañado o fuera de los rangos permitidos por la norma AR-NT-SUMEL). Incluye las quejas por energía consumida y no facturada debido a fallas en el sistema de medición.
Problemas en la calidad de la energía eléctrica	Resolución de quejas referentes a daños en la propiedad del abonado causados por problemas en la calidad de la energía eléctrica.
Otros	Mide la gestión de la empresa en aspectos que no clasifican en ninguna de las otras categorías.

Artículo 73. Indicadores de gestión técnica por perturbaciones

Los indicadores de atención de perturbaciones tienen el propósito de medir la gestión de la empresa en la atención de perturbaciones reportadas por los abonados y usuarios que tuvieron implicación en la continuidad y calidad del suministro eléctrico (calidad de la energía eléctrica).

Artículo 74. Cantidad de perturbaciones con interrupciones reportadas por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad de perturbaciones con interrupción del servicio en un semestre que fueron reportadas por los abonados y usuarios por cada 10 000 usuarios.

$$CAIPS = \frac{CAI}{CSA} \cdot 10000$$

En donde:

CAI= Cantidad semestral de perturbaciones (interrupciones) reportadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 75. Tiempo promedio de atención de perturbaciones (interrupciones)

Mide el tiempo promedio que transcurrió en la atención de las perturbaciones con interrupción que fueron reportadas por los abonados o usuarios.

$$PTAA = \frac{\sum_{i=1}^N TAA_i}{N}$$

En donde:

TAA_i= Es el tiempo, en horas, que transcurrió entre el momento en que el usuario reportó la perturbación con interrupción *i*, hasta el momento en que se restableció el servicio.

i= 1, 2,3,..., N, donde N es la cantidad semestral de reportes de perturbaciones con interrupción efectuadas por los abonados o usuarios.

Artículo 76. Cantidad de perturbaciones por calidad de la tensión por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad semestral de perturbaciones por problemas de tensión reportadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CATPS = \frac{CAT}{CSA} \cdot 10000$$

En donde:

CAT= Cantidad de perturbaciones semestral por problemas de tensión reportadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 77. Tiempo promedio de atención de perturbaciones por calidad de tensión

Mide el tiempo promediado que transcurrió en la atención de las perturbaciones por calidad de tensión que fueron reportadas por los abonados o usuarios.

$$TAAT = \frac{\sum_{i=1}^N TACT_i}{N}$$

En donde:

TACT_i= Es el tiempo, en horas, que transcurrió desde el momento en que el usuario reportó la perturbación por calidad de la tensión *i*, hasta el momento en que se restableció la normalidad del servicio.

i= 1, 2,3,..., N, donde N es la cantidad semestral de perturbaciones por calidad del tensión atendidas.

Artículo 78. Indicadores de gestión técnica por oportunidad del servicio

Los indicadores de oportunidad del servicio tienen como fin medir la gestión técnica de la empresa en lo que se refiere a la conexión y reconexión expedita del servicio ante requerimientos de abonados y usuarios del servicio eléctrico y son los estipulados en los artículos del 79 al 82.

Artículo 79. Tiempo promedio de conexión de servicios a baja tensión

Señala el tiempo promedio semestral que tarda una empresa en habilitar los nuevos servicios a baja tensión solicitados.

$$TPCSB = \frac{\sum_{i=1}^N TCSB_i}{N}$$

En donde:

$TCSB_i$ = Es el tiempo en horas que transcurrió entre el momento en que se solicitó (firma de contrato) el nuevo servicio a baja tensión i , hasta el momento en que se habilitó.

$i = 1, 2, 3, \dots, N$, donde N es la cantidad semestral de servicios a baja tensión nuevos activos.

Artículo 80. Tiempo promedio de conexión de servicios a media tensión

Muestra el tiempo promedio semestral que tarda una empresa en habilitar los nuevos servicios a media tensión solicitados.

$$TPCSM = \frac{\sum_{i=1}^N TCSM_i}{N}$$

En donde:

$TCSM_i$ = Es el tiempo en horas que transcurrió entre el momento en que se solicitó (firma del contrato) el nuevo servicio a media tensión i , hasta el momento en que se habilitó.

$i = 1, 2, 3, \dots, N$, donde N es la cantidad semestral de solicitudes de servicios a media tensión nuevos activos.

Artículo 81. Tiempo promedio de reconexión de servicios

Proporciona la duración promedio en la reconexión de servicios.

$$TPRS = \frac{\sum_{i=1}^N TRS_i}{N}$$

En donde:

TRS_i = Es el tiempo en horas que transcurrió entre el momento en que se solicitó la reconexión del servicio i , hasta el momento en que se rehabilitó.

$i = 1, 2, 3, \dots, N$, donde N es la cantidad semestral de servicios reconectados.

Artículo 82. Promedio de visitas fallidas

Muestra la cantidad semestral promedio de visitas fallidas para la conexión de servicios nuevos, por causas atribuibles al abonado, tal como el incumplimiento con la norma AR-NT-SUINAC:

$$PVF = \frac{\sum_{i=1}^{CSNC} VF_i}{CSNC}$$

En donde:

VF= Número de visitas fallidas para atender la solicitud de conexión *i*.

CSNC= Cantidad de solicitudes de servicios nuevos que no se conectaron en la primera visita durante el semestre.

Artículo 83. Indicadores de quejas

Los indicadores de quejas miden la gestión de la empresa en lo que corresponde a la atención expedita, oportuna y eficiente del total de las quejas presentadas por los abonados y usuarios, de acuerdo con lo indicado en el artículo 72. Son los estipulados en los artículos del 84 al 87.

Artículo 84. Cantidad de quejas por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad semestral de quejas atendidas por la empresa, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CQCP = \frac{CQC \cdot 10000}{CSA}$$

En donde:

CQC= Cantidad semestral de quejas presentadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 85. Porcentaje de quejas resueltas

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa con respecto al total de quejas presentadas por los abonados y usuarios en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QCR = \frac{CQCR \cdot 100}{CQC}$$

En donde:

CQCR= Cantidad semestral de quejas resueltas del total de quejas presentadas en ese mismo semestre.

CQC= Cantidad semestral de quejas presentadas por los usuarios y abonados.

Artículo 86. Tiempo promedio de resolución de quejas

Determina el tiempo promedio que transcurrió en la resolución de las quejas que fueron presentadas por los abonados o usuarios.

$$TAQC = \frac{\sum_{i=1}^N TRQC_i}{CQCR}$$

En donde:

TRQC_i= Es el tiempo, en horas hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja *i*, hasta el momento en que ésta se resolvió.

CQCR= es la cantidad semestral de quejas resueltas.

Artículo 87. Porcentaje de quejas resueltas a favor del usuario

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto al total de quejas resueltas por la empresa en ese mismo semestre.

$$\%QCRFU = \frac{CQCRFU \cdot 100}{CQCR}$$

En donde:

CQCRFU= Cantidad semestral de quejas resueltas a favor del usuario.

CQCR= Cantidad semestral de quejas resueltas.

Artículo 88. Indicadores de quejas por facturación

Los indicadores de quejas por facturación miden la gestión de la empresa en lo que corresponde a la atención expedita, oportuna y eficiente de las quejas presentadas por los abonados y usuarios en aspectos propios de la facturación del servicio, de acuerdo con lo indicado en el artículo 72. Son los estipulados en los artículos del 89 al 92.

Artículo 89. Cantidad de quejas por facturación por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad semestral de quejas atendidas por la empresa, debido a asuntos de facturación según lo definido en el artículo 72, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CQCFP = \frac{CQCF \cdot 10000}{CSA}$$

En donde:

CQCF= Cantidad de quejas semestrales por facturación presentadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 90. Porcentaje de quejas por facturación resueltas

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa que trataron sobre aspectos de facturación con respecto del total de quejas por facturación presentadas por los abonados y usuarios en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QCRF = \frac{CQCRF \cdot 100}{CQCF}$$

En donde:

CQCRF= Cantidad semestral de quejas resueltas que trataron de asuntos de facturación.

CQCF= Cantidad semestral de quejas resueltas.

Artículo 91. Tiempo promedio de resolución de quejas por facturación

Mide el tiempo promedio semestral que transcurrió en la resolución de las quejas por facturación presentadas por los abonados o usuarios.

$$TAQCF = \frac{\sum_{i=1}^N TRQF_i}{CQCRF}$$

En donde:

TRQF_i= Es el tiempo, en horas hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja por facturación *i*, hasta el momento en que se resolvió.

CQCRF= Es la cantidad semestral de quejas por asuntos de facturación resueltas.

Artículo 92. Porcentaje de quejas por facturación resueltas a favor del usuario

Refleja el porcentaje semestral de quejas por facturación resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto del total de quejas por facturación resueltas por la empresa en ese semestre.

$$\%QCRFFU = \frac{CQCRFFU \cdot 100}{CQCRF}$$

En donde:

CQCRFFU= Cantidad semestral de quejas por facturación resueltas a favor del usuario.

CQCRF= Cantidad semestral de quejas por facturación resueltas.

Artículo 93. Indicadores de quejas por medición

Los indicadores de quejas por medición miden la gestión de la empresa en lo que corresponde a la atención expedita, oportuna y eficiente de las quejas presentadas por los abonados y usuarios en aspectos propios de la medición del servicio, de acuerdo con lo indicado en el artículo 72. Son los estipulados en los artículos del 94 al 97.

Artículo 94. Cantidad de quejas por medición por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad semestral de quejas atendidas por la empresa por asuntos de medición de acuerdo con lo indicado en el artículo 72, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CQCMP = \frac{CQCM \cdot 10000}{CSA}$$

En donde:

CQCM= Cantidad de quejas semestrales por medición presentadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 95. Porcentaje de quejas por medición resueltas

Indica el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa que trataron sobre aspectos de medición con respecto del total de quejas por medición presentadas por los abonados y usuarios en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QCRM = \frac{CQCRM \cdot 100}{CQCM}$$

En donde:

CQCRM= Cantidad semestral de quejas resueltas que trataron de asuntos de medición del total de quejas por medición presentadas en ese mismo semestre.

CQM= Cantidad semestral de quejas que trataron de asuntos de medición.

Artículo 96. Tiempo promedio de resolución de quejas por medición

Muestra el tiempo promedio semestral que transcurrió en la resolución de las quejas por medición presentadas por los abonados o usuarios.

$$TAQM = \frac{\sum_{i=1}^N TRQM_i}{CQCRM}$$

En donde:

TRQM_i= Es el tiempo, en hora hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja por medición *i*, hasta el momento en que se resolvió.

CQCRM= es la cantidad semestral de quejas por asuntos de medición resueltas.

Artículo 97. Porcentaje de quejas por medición resueltas a favor del usuario

Refleja el porcentaje semestral de quejas por medición resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto del total de quejas por medición resueltas por la empresa en ese semestre.

$$\%QCRMFU = \frac{CQCRMFU \cdot 100}{CQCRM}$$

En donde:

CQCRMFU= Cantidad semestral de quejas por medición resueltas a favor del usuario.

CQCRM= Cantidad semestral de quejas por medición resueltas.

Artículo 98. Indicadores de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica

Los Indicadores de problemas en la calidad de la energía eléctrica, miden la gestión de la empresa en lo que se refiere al impacto en la propiedad de los abonados o usuarios por problemas en la calidad del suministro eléctrico de acuerdo con lo indicado en el artículo 72 y son los estipulados en los artículos del 99 al 102.

Artículo 99. Cantidad de quejas por calidad de la energía por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica de acuerdo con lo indicado en el artículo 72, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 mil servicios.

$$CQPCP = \frac{CQPC \cdot 10000}{CSA}$$

En donde:

CQPC= Cantidad de quejas semestrales por problemas en la calidad de la energía eléctrica presentadas por los abonados y usuarios.

CSA= Cantidad semestral de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 100. Porcentaje de quejas por problemas debido a la calidad de la energía eléctrica

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa con respecto del total de quejas presentadas por los abonados y usuarios por problemas en la calidad de la energía eléctrica en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QPCR = \frac{CQPCR \cdot 100}{CQPC}$$

En donde:

CQPCR= Cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica resueltas del total de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica presentadas en ese mismo semestre.

CQPC= Cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica presentadas por los abonados y usuarios.

Artículo 101. Tiempo promedio de resolución de quejas por problemas de calidad de la energía

Determina el tiempo promedio que transcurrió en la resolución de las quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica que fueron presentadas por los abonados o usuarios.

$$TAQPC = \frac{\sum_{i=1}^N TRQPC_i}{CQPCR}$$

En donde:

TRQPC_i= Es el tiempo, en horas hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja por problemas en la calidad de la energía eléctrica hasta el momento en que ésta se resolvió.

CQPCR= Cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica.

Artículo 102. Porcentaje de quejas por calidad de la energía resueltas a favor del usuario

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto del total de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica, presentadas por los abonados y usuarios en ese mismo semestre.

$$\%QPCRFU = \frac{CQPCRFU \cdot 100}{CQPCR}$$

En donde:

CQPCRFU= Cantidad semestral de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica resueltas a favor del usuario.

CQPCR= Cantidad semestral de quejas por daños debidos a la calidad de la energía eléctrica resueltas.

Artículo 103. Indicadores de quejas por otros aspectos

Los indicadores de quejas por otros aspectos miden la gestión de la empresa en lo que respecta a la atención expedita, oportuna y eficiente de quejas presentadas por los abonados y usuarios en áreas diferentes a las de facturación, medición y problemas en la calidad de la energía eléctrica de acuerdo con lo indicado en el artículo 72. Son los estipulados en los artículos del 104 al 107.

Artículo 104. Cantidad de quejas por otros aspectos por cada 10 mil servicios

Muestra la cantidad semestral de quejas atendidas por la empresa por otros aspectos, efectuadas por los abonados y usuarios por cada 10 000 servicios.

$$CQOP = \frac{CQO \cdot 10000}{CSA}$$

En donde,

CQO= Cantidad semestral de quejas presentadas por los abonados y usuarios por otros aspectos.

CSA= Cantidad de servicios eléctricos activos de la empresa al final del semestre.

Artículo 105. Porcentaje de quejas por otros aspectos resueltas

Refleja el porcentaje semestral de quejas resueltas por la empresa con respecto de las quejas presentadas por los abonados y usuarios por otros aspectos en un mismo periodo. Sólo se toman en cuenta las quejas resueltas que se presentaron en ese mismo semestre, es decir, se excluyen las quejas resueltas que fueron presentadas en semestres anteriores.

$$\%QOR = \frac{CQOR \cdot 100}{CQO}$$

En donde:

CQOR= Cantidad semestral de quejas por otros aspectos resueltas en un semestre.

CQO= Cantidad semestral de quejas presentadas por los abonados y usuarios por otros aspectos.

Artículo 106. Tiempo promedio de resolución de quejas por otros aspectos

Determina el tiempo promedio que transcurrió en la resolución de las quejas por otros aspectos que fueron presentadas por los abonados o usuarios durante un semestre.

$$TAQO = \frac{\sum_{i=1}^N TRQO_i}{CQOR}$$

En donde:

TRQO_i= Es el tiempo, en horas hábiles, que transcurrió entre el momento en que se presentó la queja por otros aspectos, hasta el momento en que ésta se resolvió.

CQOR= Cantidad semestral de quejas por otros aspectos resueltas en un semestre.

Artículo 107. Porcentaje de quejas por otros aspectos resueltas a favor del usuario

Refleja el porcentaje semestral de quejas por otros aspectos resueltas por la empresa en las cuales se le dio la razón al usuario, con respecto del total de quejas por otros aspectos resueltas por la empresa en ese semestre.

$$\%QORFU = \frac{CQORFU \cdot 100}{CQOR}$$

En donde:

CQORFU= Cantidad semestral de quejas por otros aspectos resueltas a favor del usuario.

CQOR= Cantidad semestral de quejas por otros aspectos resueltas en un semestre.

Artículo 108. Rangos permisibles

Los indicadores de evaluación de la gestión técnica y comercial deberán encontrarse dentro de los rangos permisibles que para los efectos establezca en su oportunidad la Autoridad Reguladora.

Artículo 109. Bases de datos

Cuando así lo solicite la Autoridad Reguladora, las empresas prestadoras deberán facilitar el acceso a las bases de datos utilizadas para el cálculo y registro histórico de los indicadores estipulados en este capítulo.

Artículo 110. Cálculo de los indicadores de gestión técnica y comercial

Los indicadores de gestión técnica y comercial se calcularán semestralmente y deberán ser reportados a la Autoridad Reguladora en el formato electrónico editable y con las respectivas formulas y enlaces correspondientes, por el medio y en las fechas que establezca oportunamente la Autoridad Reguladora. Además el informe presentado deberá incluir un análisis crítico sobre las razones que originan las quejas de mayor incidencia y las medidas correctivas a implementar por la empresa eléctrica.

CAPÍTULO XIII

CONSIDERACIONES PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN CONDOMINIOS

Artículo 111. Aplicabilidad normativa

Salvo que exista contradicción con lo indicado en los artículos del 112 al 120, en cuyo caso prevalecerán estos últimos, todos los aspectos regulados en esta norma relacionados con la prestación técnica y comercial del suministro eléctrico, son de aplicabilidad para las propiedades en condominio, sean horizontales o verticales, tanto de carácter residencial como general y comercial.

Artículo 112. Tensión de suministro y punto de entrega de la energía

La tensión de suministro en condominios será en media tensión, por tanto el punto de entrega de la energía será en los terminales de carga del medio de desconexión que instale la empresa eléctrica en la acometida.

No obstante lo anterior, en condominios residenciales, comerciales o generales con una cantidad de servicios menor o igual a seis, y cuya demanda agregada de diseño no supere 50 kVA monofásicos, la tensión de suministro podrá ser a baja tensión, siendo el punto de entrega de la energía los terminales de carga del medidor de energía eléctrica de cada servicio.

Artículo 113. Red interna del condominio: su operación y mantenimiento

En los condominios servidos a media tensión el costo, instalación, mantenimiento de la red eléctrica a media y baja tensión (incluyendo el equipo de transformación, de monitoreo y protección), de uso común de los condóminos, para la distribución interna del servicios de electricidad, correrá por cuenta del administrador del condominio.

Sobre la red eléctrica interna de uso común de los condominios, deberá de constituirse servidumbre a favor de la empresa distribuidora para efectos de la actividad de comercialización de la energía para uso final.

Correrá por cuenta también del condominio, los costos de operación de la red interna del condominio, salvo lo referente a la operación asociada a la comercialización de la energía (instalación, retiro y lectura de contadores eléctricos; corta y reconexión de servicios).

Artículo 114. Punto de medición integral del condominio. Servicio comunes

En cada condominio con suministro a media tensión, se instalará un sistema de medición a media tensión, para el registro de la energía consumida y potencia demandada por el condominio en su conjunto.

La instalación y mantenimiento (preventivo y correctivo) de este sistema de medición deberá ser efectuado por la empresa eléctrica y los costos correrán por cuenta de la administración del condominio.

En cada condominio con suministro eléctrico, tanto en baja como media tensión, se habilitará un servicio a baja tensión para la facturación del consumo eléctrico de las instalaciones comunes del condominio tales como: iluminación, bombeo de agua potable, accionamiento de portones, piscinas, áreas de entretenimiento y otros.

El consumo de los servicios, integral y común, correrá por cuenta de la administración del condominio. Ante falta de pago de estos servicios se aplicará lo indicado en los artículos

Artículo 115. Puntos de medición particulares

En los condominios con suministro a media tensión, la empresa eléctrica instalará para cada servicio un medidor monofásico (120/240 V) o bifásico trifilar (120/208 V), según corresponda al diseño, conforme a la normas técnicas AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica y laboratorios de calibración y ensayo” y AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”.

En condominios en donde los propietarios por condiciones de privacidad o seguridad, desean limitar el acceso del personal técnico de la empresa distribuidora, ésta, sin perjuicio de la servidumbre establecida en el artículo 113, instalará medidores de lectura y accionamiento remoto (corta y conexión), conforme a la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica y laboratorios de verificación”. El costo adicional de instalación, el mantenimiento y sustitución de estos sistemas de medición y registro de energía y potencia correrá por cuenta de la administración del condominio.

Artículo 116. Ubicación de medidores y paneles de medidores

La ubicación de los medidores y paneles de medidores y del punto de medición integral en condominios se ajustará a lo indicado en la norma técnica AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente.

Artículo 117. Acceso a medidores y paneles de medidores de accionamiento remoto

De conformidad con lo establecido en el artículo 113, para efectos de control en la facturación, la administración de los condominios, tendrá la obligación de dar acceso a la empresa eléctrica para verificar el estado de los medidores de potencia y energía una vez al año, en la fecha y condiciones que se convenga entre las partes. Del mismo modo, cuando la empresa eléctrica tenga dudas sustentadas de que algún medidor no esté funcionando correctamente y requiera revisarlo, la administración del condominio tendrá la obligación de darle acceso a la empresa eléctrica, la cual lo solicitará previamente. En caso de perturbaciones el acceso debe ser inmediato.

Artículo 118. Aplicación tarifaria

La aplicación tarifaria tanto en condominios horizontales como verticales con suministro a media tensión se registrará por lo siguiente:

- a. **Servicios comunes:** la tarifa aplicable para servicios comunes tales como: iluminación común de naturaleza interior como exterior, bombeo de agua potable, accionamiento de portones, piscinas, áreas de entretenimiento, será la correspondiente al uso tipo de la energía del condominio (residencial o general). En condominios de uso múltiple (residencial y comercial) se aplicará la tarifa correspondiente al servicio general.
- b. **Servicios particulares:** La tarifa para cada servicio particular será la correspondiente al uso de la energía (residencial o comercial).
- c. **Punto de medición integral:** La diferencia entre la suma de los consumos de energía y potencia (cuando corresponda) de cada servicio del condominio y el consumo registrado por el medidor del punto de medición integral del condominio (artículo 114), corresponde a las pérdidas técnicas propias del condominio (transformación y distribución), pérdidas por uso ilícito de energía y medición cuando existiese. Sobre este consumo se aplicará la tarifa correspondiente a servicio general.

La aplicación tarifaria en condominios horizontales con suministro a baja tensión se registrará por lo siguiente:

- a. **Servicios comunes:** La tarifa aplicable para servicios comunes tales como: iluminación común, bombeo de agua potable, accionamiento de portones, piscinas, áreas de entretenimiento, será la correspondiente al uso de la energía del condominio (residencial o general). En condominios de uso múltiple (residencial y comercial) se aplicará la tarifa correspondiente al servicio general.
- b. **Servicios particulares:** La tarifa para cada servicio particular será la correspondiente al uso de la energía (residencial o comercial).

Artículo 119. Responsabilidad de la empresa en la calidad del suministro

En condominios con suministro a media tensión, la empresa será responsable por la calidad y continuidad del suministro hasta los terminales de carga del medio de desconexión instalado por la empresa eléctrica en la acometida, por lo que no podrá responsabilizarse a la empresa eléctrica por daños originados en equipos o instalaciones de los propietarios o usuarios del condominio, por la calidad de la tensión o continuidad del suministro que no se deban a la red de media tensión de la empresa.

En condominios servidos a baja tensión, la empresa eléctrica será responsable de la calidad y continuidad del suministro eléctrico hasta los terminales del lado de la carga del medidor de energía y potencia. No obstante, no será responsable de daños ocasionados en la propiedad de abonados o usuarios que se deban al mal estado de la instalación eléctrica del inmueble, de conformidad con lo establecido en el artículo 56.

Artículo 120. Recargo por factor de carga y factor de potencia

Los condominios servidos a media tensión, serán responsables de mantener un factor de demanda superior al 0,75 de su capacidad instalada, en su equipo de transformación y el factor de potencia conforme a lo indicado en el artículo 41. En caso de incumplimiento del factor de potencia, se aplicará lo indicado en el artículo 41. En caso de incumplimiento del factor de carga, la empresa eléctrica aplicará una sobre-facturación de un 2% sobre el monto correspondiente a energía y demanda del medidor de registro del consumo integral, para efectos de compensar los costos que sobre el Sistema Eléctrico Nacional, genera el sobre diseño del transformador.

CAPÍTULO XIV

SERVICIOS PROVISIONALES

Artículo 121. Servicios provisionales generales

Para instalaciones tales como ferias, turnos, circos y otros semejantes que se instalan por un periodo menor a seis meses, el abonado deberá cubrir los costos de conexión y desconexión, instalación y reconexión de líneas, transformadores y cualquier otro aparato o equipo, más el costo de los materiales usados.

Estos servicios se conectan a través de un único punto de medición y por cuenta y riesgo de los abonados, quienes son responsables del cumplimiento de las disposiciones del "Reglamento de oficialización del código eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad" (Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC), sin que pueda responsabilizarse a la empresa eléctrica por los daños a personas o propiedades causados por el estado defectuoso o deficiente de la instalación eléctrica. La tarifa aplicable a estos servicios será la general incluyendo el cobro de máxima demanda si es del caso.

Artículo 122. Tarifa para servicios provisionales para construcción

Para instalaciones como construcciones, remodelaciones (de edificios no ocupados) y otros semejantes no permanentes se brindará un servicio provisional por un periodo de seis meses prorrogable y se cobrará la tarifa general por el periodo de construcción de la obra.

Estos servicios se conectan a través de un único punto de medición en media o baja tensión y las instalaciones temporales alimentadas deberán cumplir con las disposiciones del "Reglamento de oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la seguridad de la vida y de la propiedad" (Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC), siendo el profesional responsable del diseño e inspección de las obras temporales, el responsable por el estado de la instalación eléctrica interna.

CAPÍTULO XV

EXTENSIONES Y ADECUACIONES DE RED

Artículo 123. Extensiones de líneas mayores a un kilómetro

Cuando para otorgar un servicio eléctrico se requiera una extensión de la red a media tensión de la empresa sobre vía pública, el abonado o usuario deberá correr con los gastos de la construcción de dicha extensión, de acuerdo con las siguientes reglas:

- a) Si éstas no están dentro de los planes de expansión a corto plazo, ni en los programas de inversión de la empresa y además, no son rentables técnica y económicamente para ella, el costo de la obra correrá por cuenta del interesado o abonado.
- b) Si éstas no están dentro de los planes de expansión de la empresa ni dentro de los programas de inversión, pero son rentables técnica y económicamente para ella, el costo de la obra correrá por cuenta de la empresa, previo un "aporte reembolsable" del interesado.

La empresa le reintegrará al interesado dicho aporte dentro de un plazo razonable que no superará los cinco años, empleando un mecanismo (elaborado por la empresa y sometido a aprobación de la Autoridad Reguladora), que considere, entre otras cosas: los ingresos que la operación de esta obra genere, la depreciación y la garantía de la utilización del servicio que permita la recuperación de lo invertido por la empresa.

- c) Si están dentro de los planes de expansión a corto plazo de la empresa y dentro de los programas de inversión, independientemente de su rentabilidad técnica y económica para ella, el costo de la obra le corresponderá a ésta, por cuanto ya están incluidas dentro de su base tarifaria.

No obstante, si el interesado requiere el servicio antes de lo previsto en el plan de inversiones, éste deberá efectuar un “aporte reembolsable”, a efectos de que no se alteren los programas de la empresa.

- d) En el caso de urbanizaciones, el costo de las extensiones o adecuaciones correrán por cuenta del urbanizador.
- e) Para obras de bien social o de emergencia, la empresa eléctrica deberá contar con un fondo, del cual pueda disponer dineros para las ejecuciones respectivas dentro de los plazos que estime deben realizarse.
- f) Para toda construcción o adecuación de red en el ámbito de media o baja tensión, que se efectúe dentro de propiedad privada, el costo correrá por cuenta del interesado, salvo aquellos casos en que la empresa eléctrica solicite servidumbre para el paso de sus redes por dichas propiedades, el cual correrá por cuenta de la empresa eléctrica.

Artículo 124. Instalación y costos de los transformadores

La instalación y costo de los transformadores ante la solicitud de servicio se regirá por las siguientes reglas:

- a. En el caso de que un interesado solicite un servicio a baja tensión, con una demanda estimada menor a 50 kVA monofásica o 150 kVA trifásica, bastará con que exista capacidad eléctrica en la red de la empresa distribuidora para que se le brinde el servicio. El interesado debe suplir el montaje requerido para albergar los transformadores, los cuales correrán por cuenta de la empresa eléctrica. El interesado además debe brindar acceso a la empresa eléctrica al lugar en donde se instalen los transformadores.
- b. Para el caso de los servicios a media tensión, el interesado deberá suministrar los transformadores, siendo además responsable de su mantenimiento. La empresa eléctrica es responsable únicamente de proveer los conductores de acometida y equipo conexo.

En ambos casos, de no contarse con capacidad eléctrica, la empresa no está obligada a brindar el servicio, salvo que el interesado corra con los gastos de adecuación de la red de acuerdo con lo indicado en el artículo 123 de esta norma.

CAPÍTULO XVI

DISPOSICIONES FINALES.

Artículo 125. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier usuario, abonado o empresa eléctrica, disconforme con la interpretación y aplicación de esta norma, podrá solicitar aclaración a la Autoridad Reguladora, la que resolverá sobre lo consultado.

Artículo 126. Multas y sanciones

El incumplimiento de las materias reguladas en la presente norma técnica, será sancionado de conformidad con lo dispuesto en la Ley No.7593 y leyes conexas.

Artículo 127. Implementación de indicadores

Las empresas eléctricas tendrán un plazo de un año para la implementación de la logística necesaria para el cálculo de los indicadores establecidos en el capítulo XII de esta norma.

Artículo 128. Vigencia

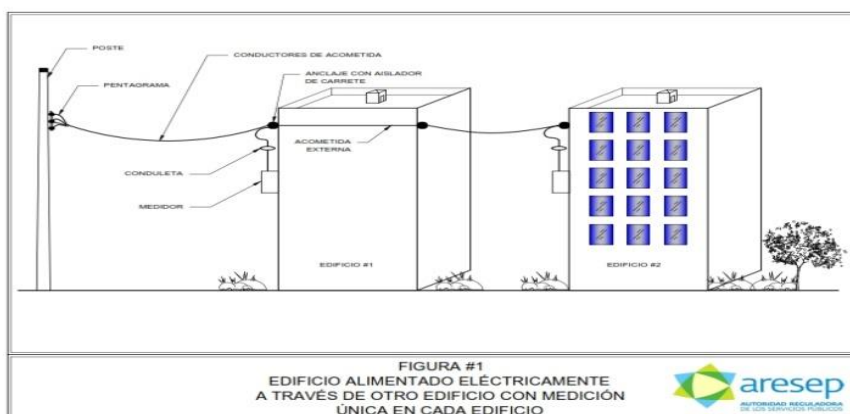
Esta disposición rige a partir de su publicación en el diario oficial.

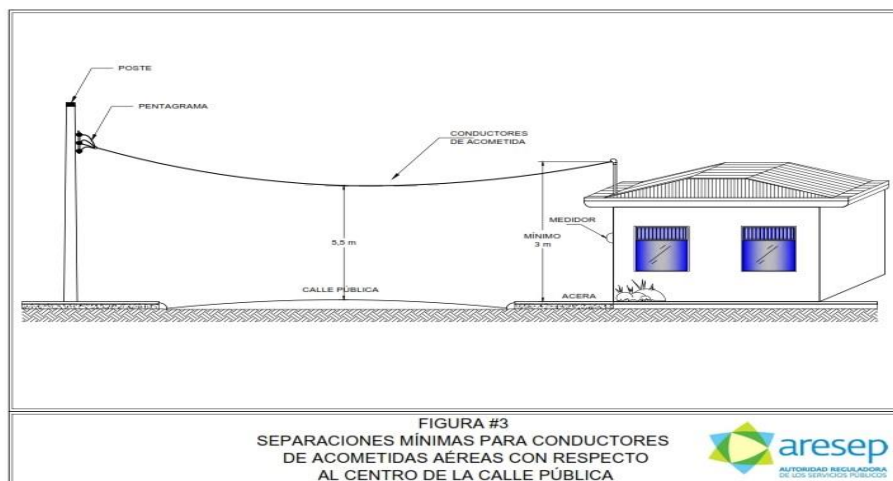
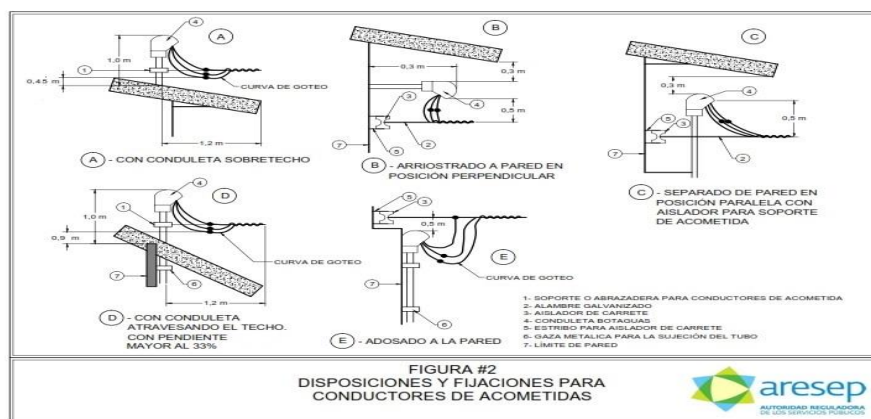
Artículo 129. Derogación de la norma AR-NT-SDC

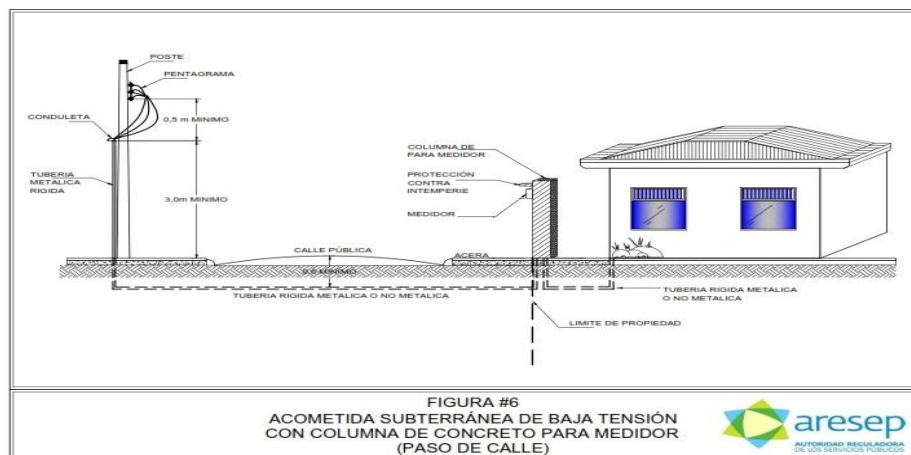
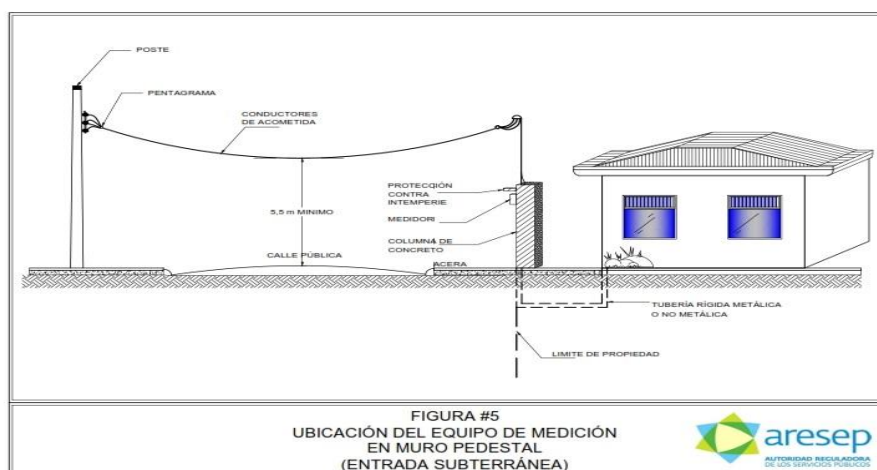
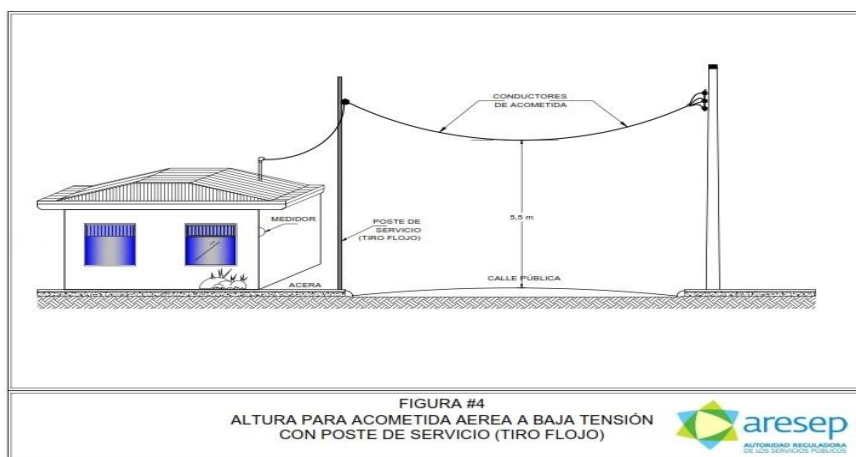
Se deroga la norma AR-NT-SDC “Prestación del servicio de distribución y comercialización”, promulgada mediante la resolución RRG-2443-2001 del 21 de diciembre de 2001.

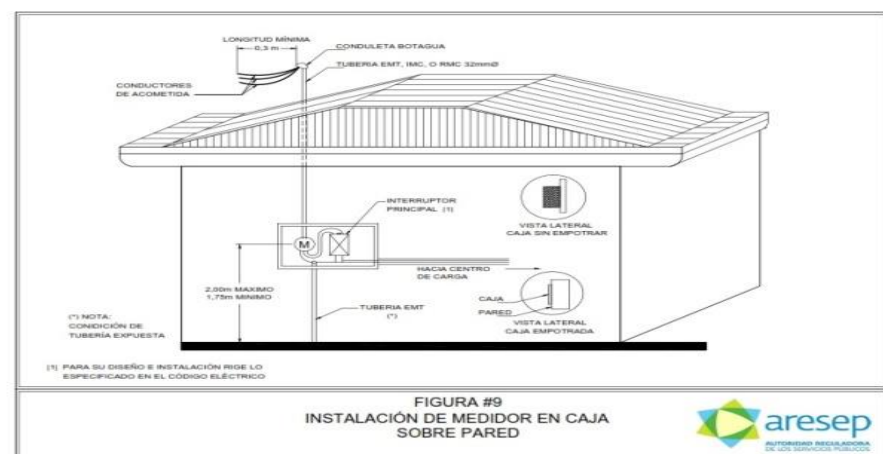
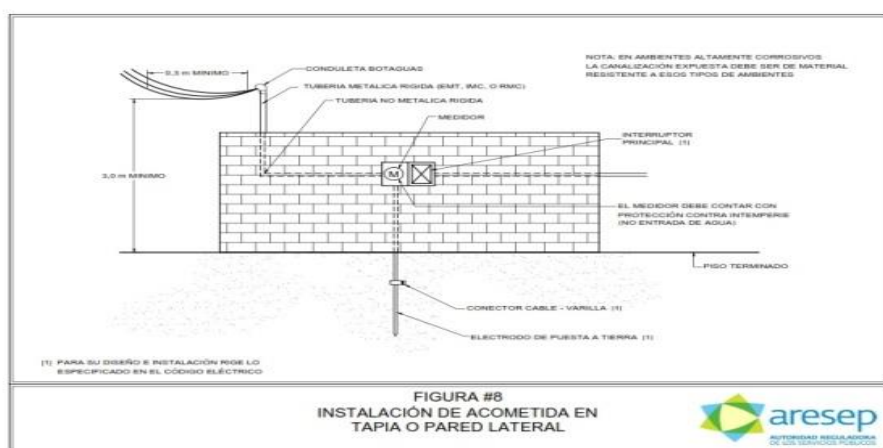
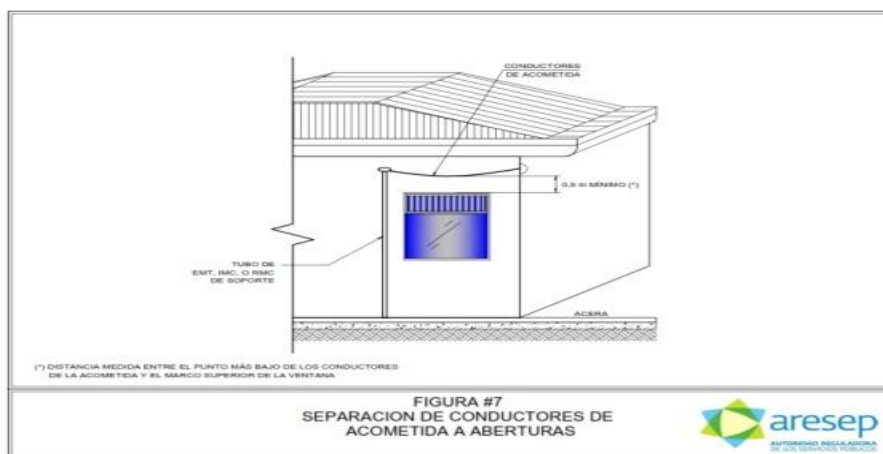
- II. Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV. Instruir a la Comisión ad hoc, para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final de la norma técnica, los cuales deberán ser remitidos a esta Junta Directiva oportunamente.
- V. Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia al informe DFOE-AE-IF-04-2013.

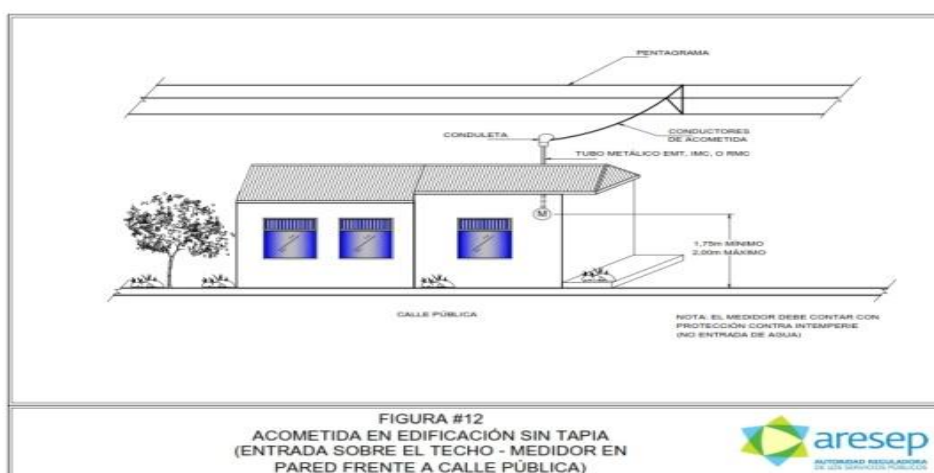
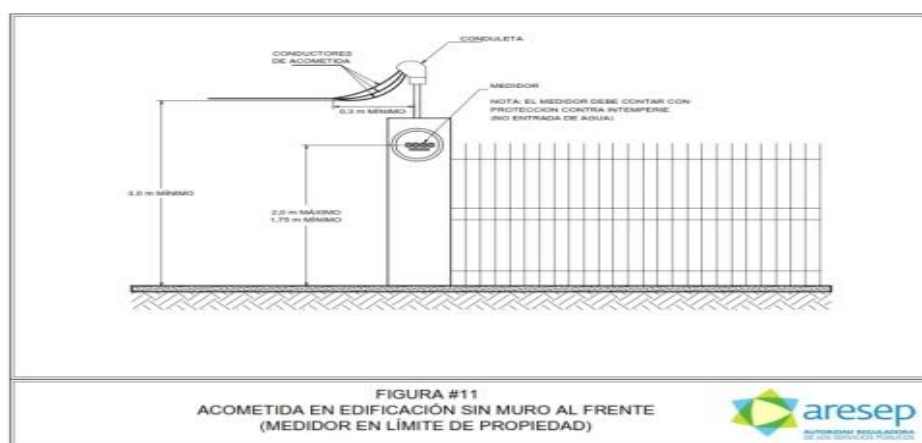
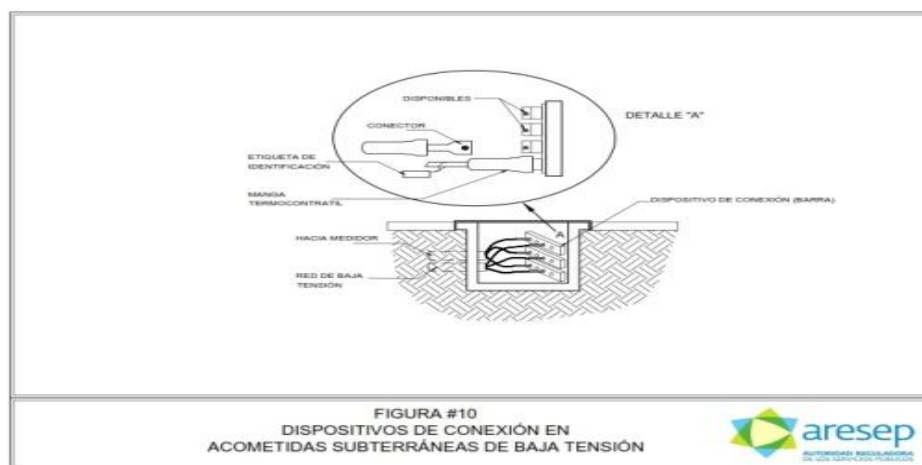
ANEXOS

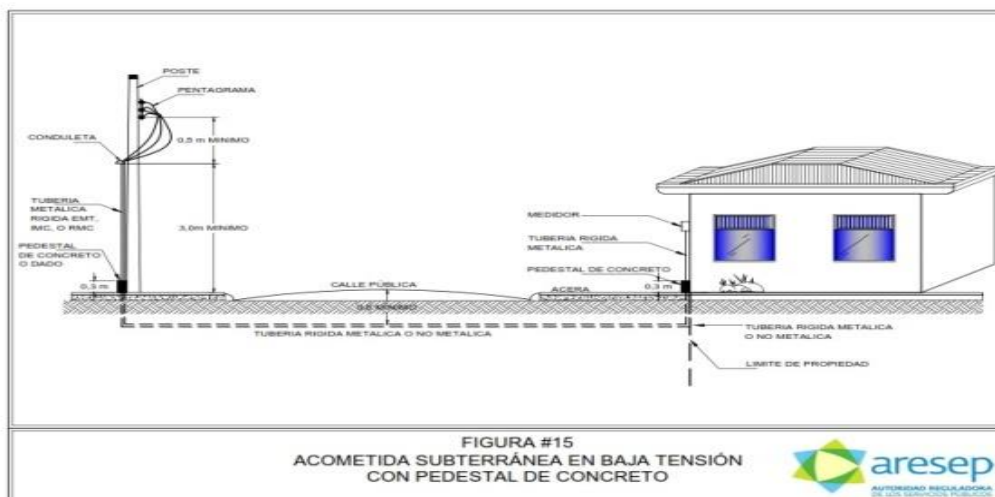
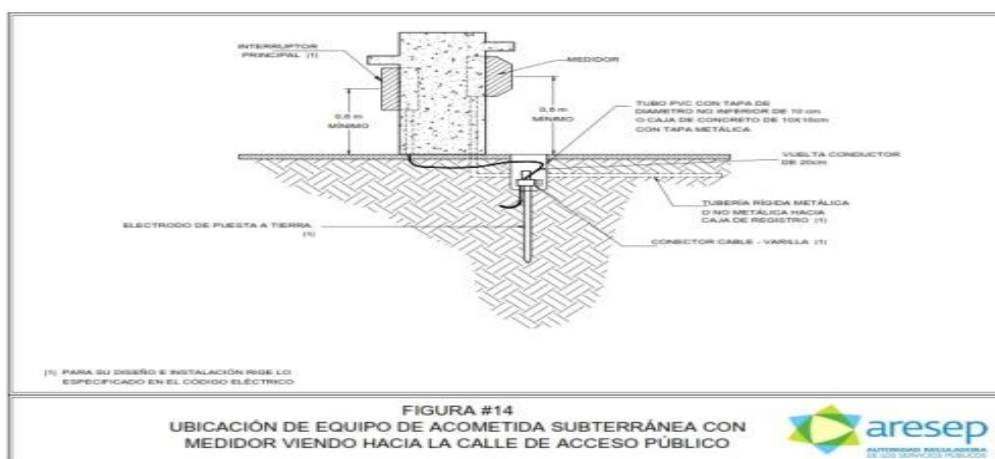
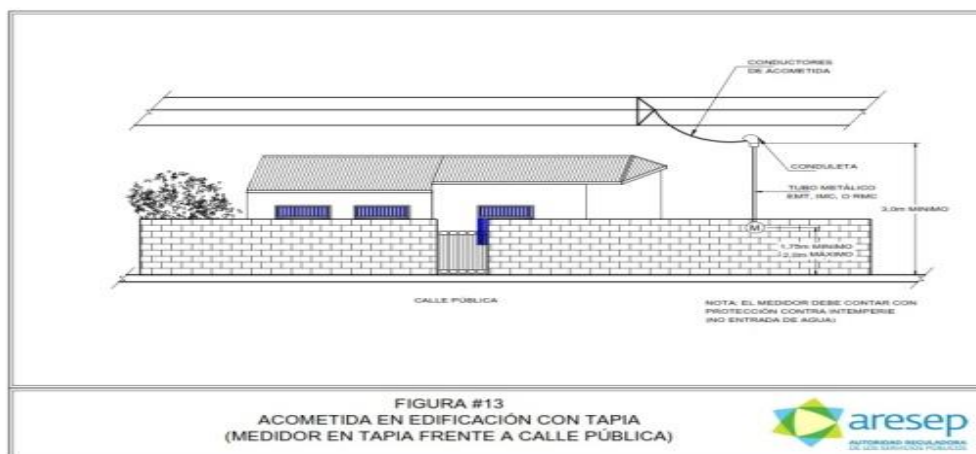


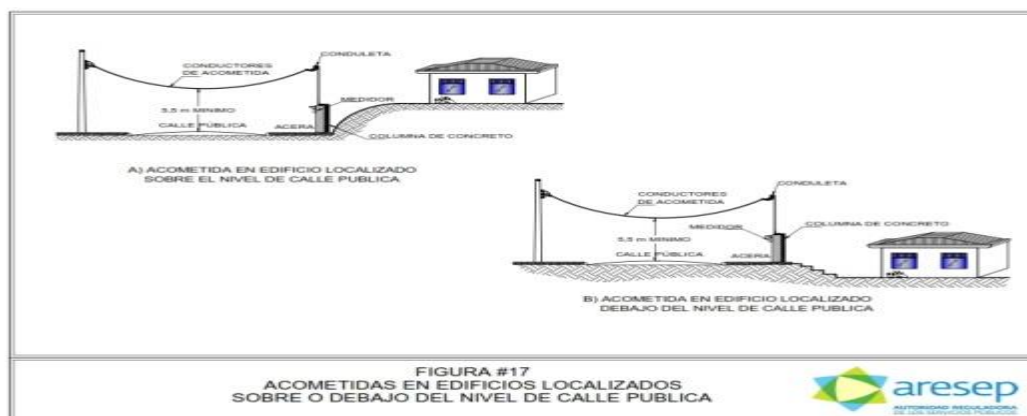
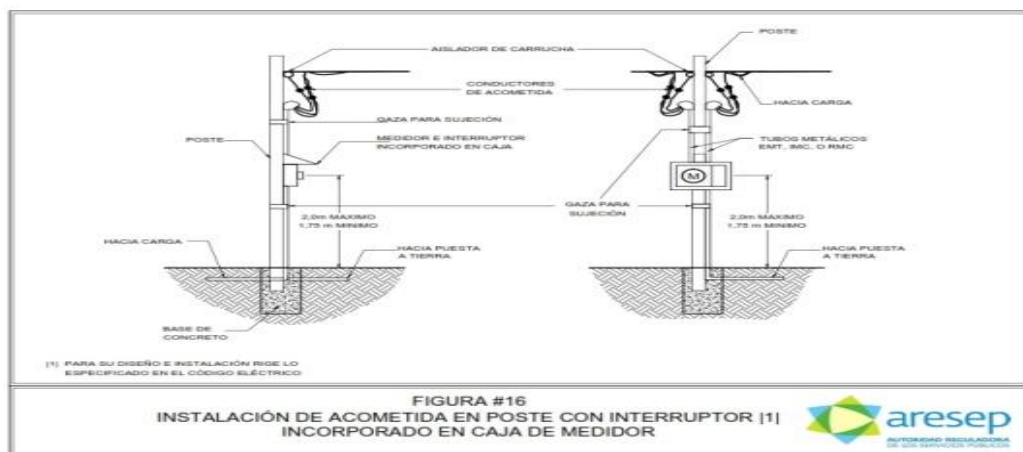


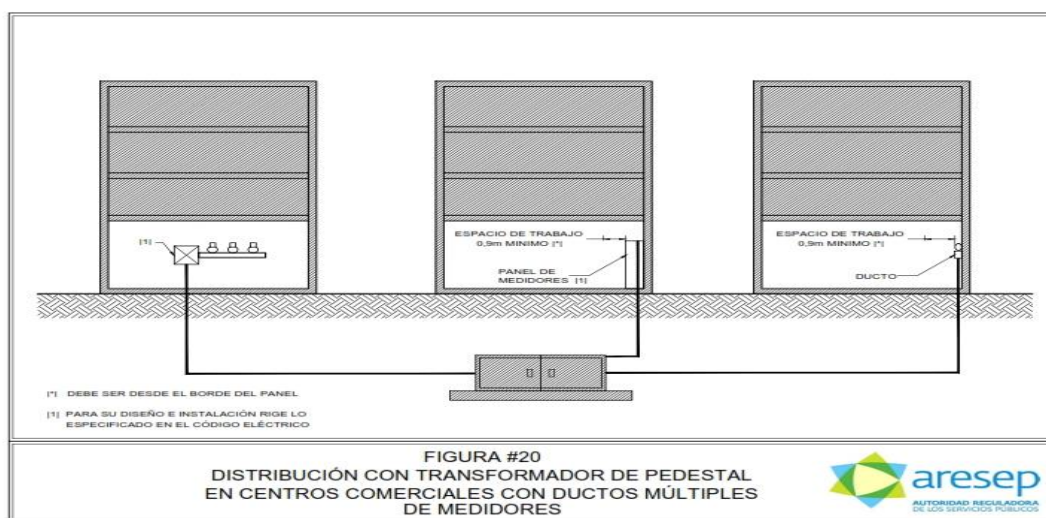
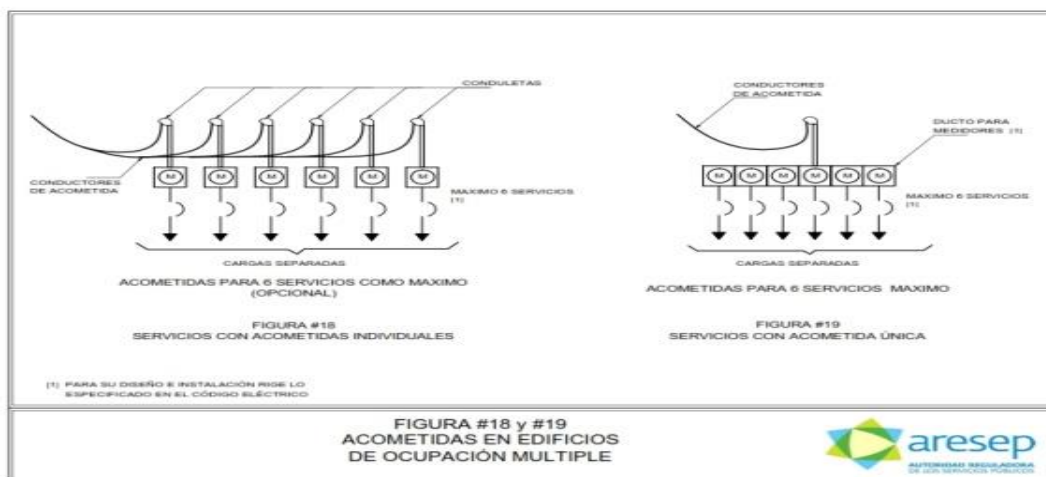


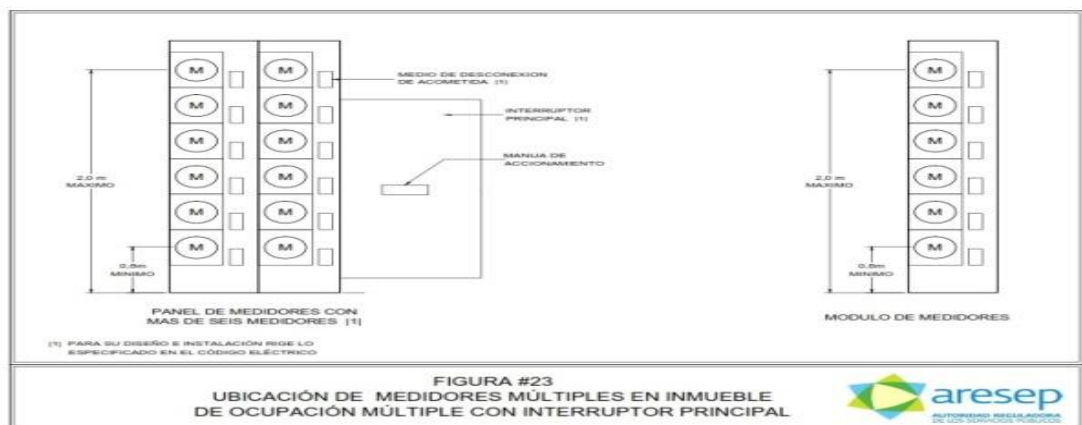
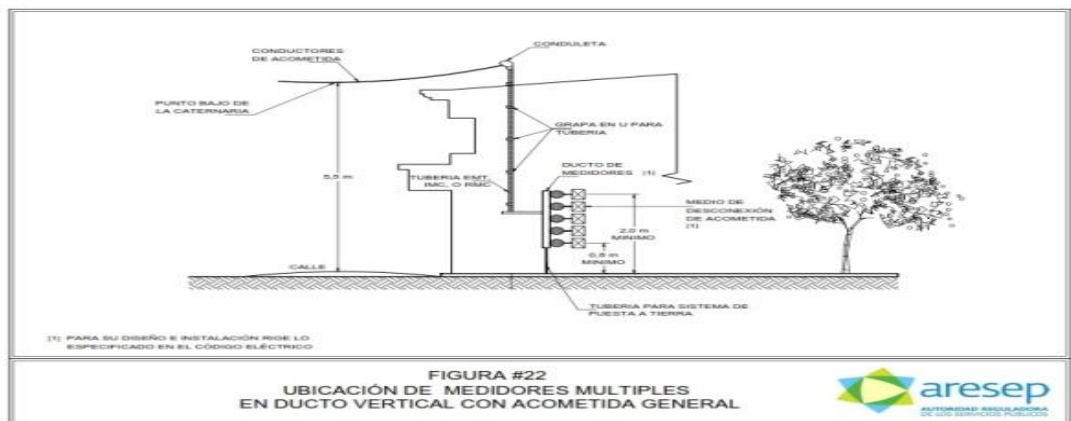
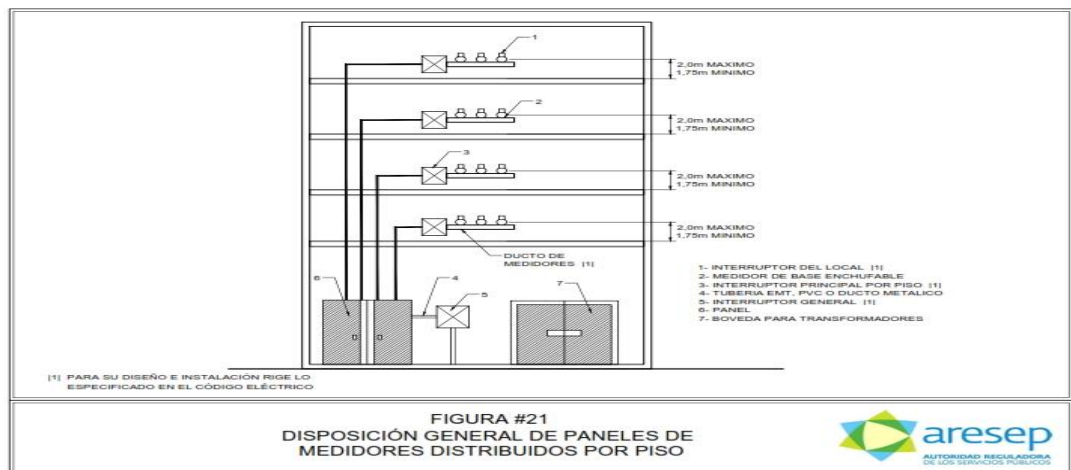


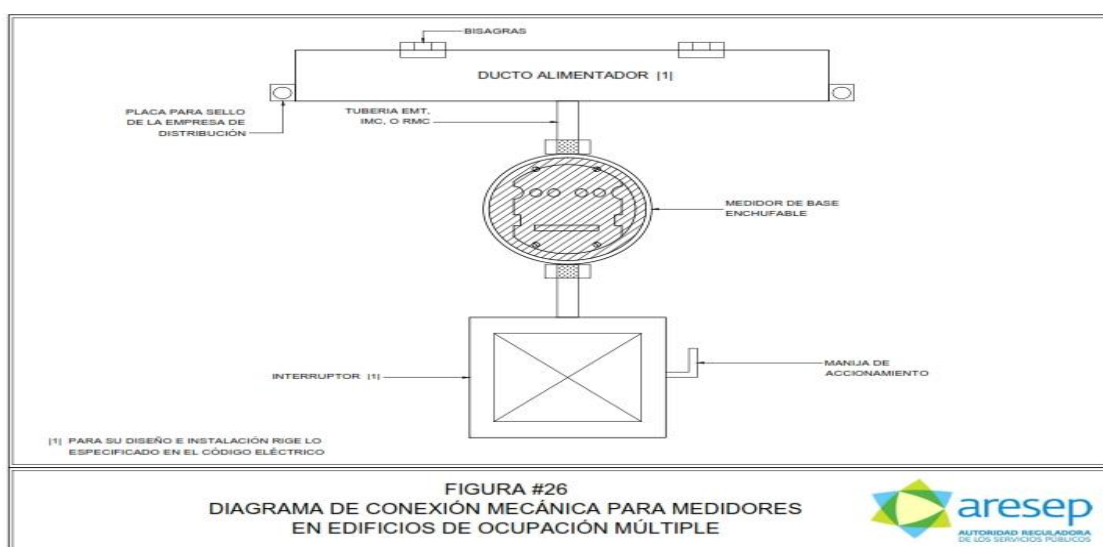
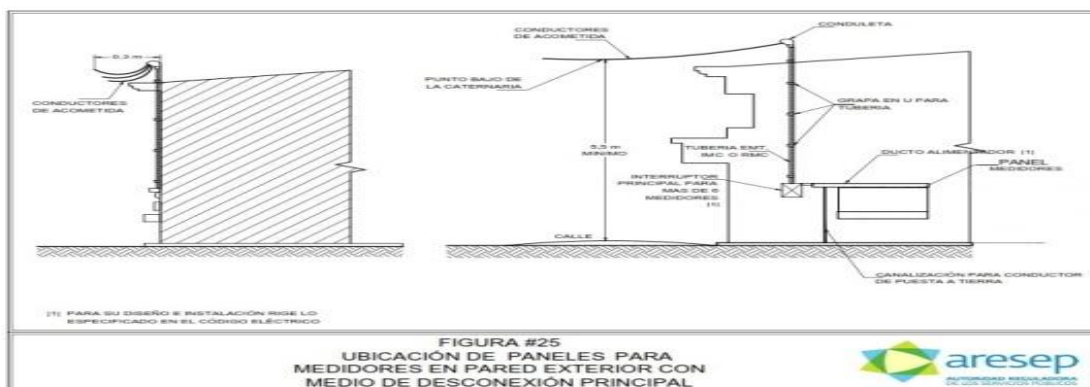
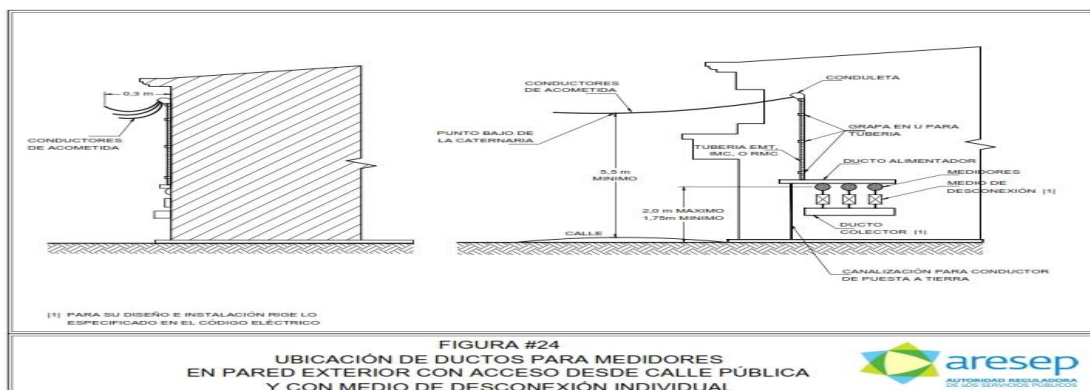


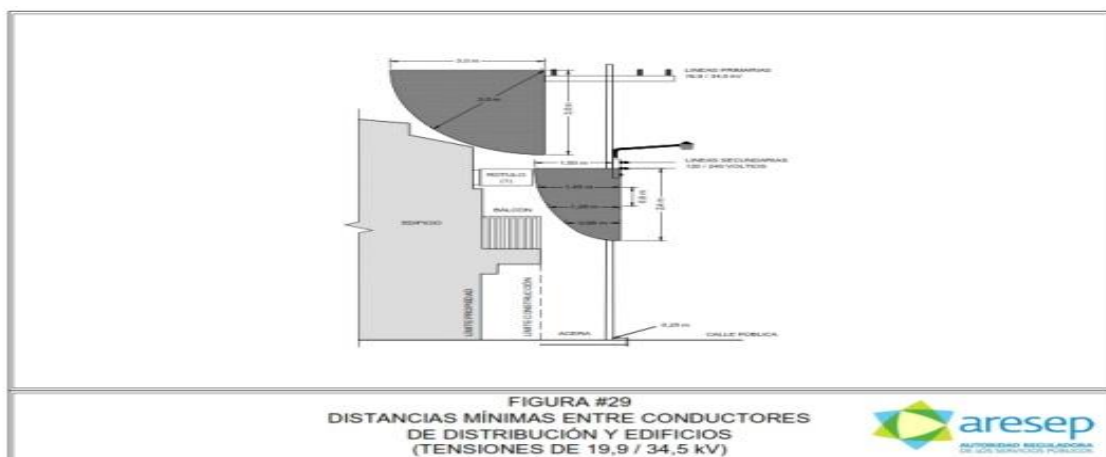
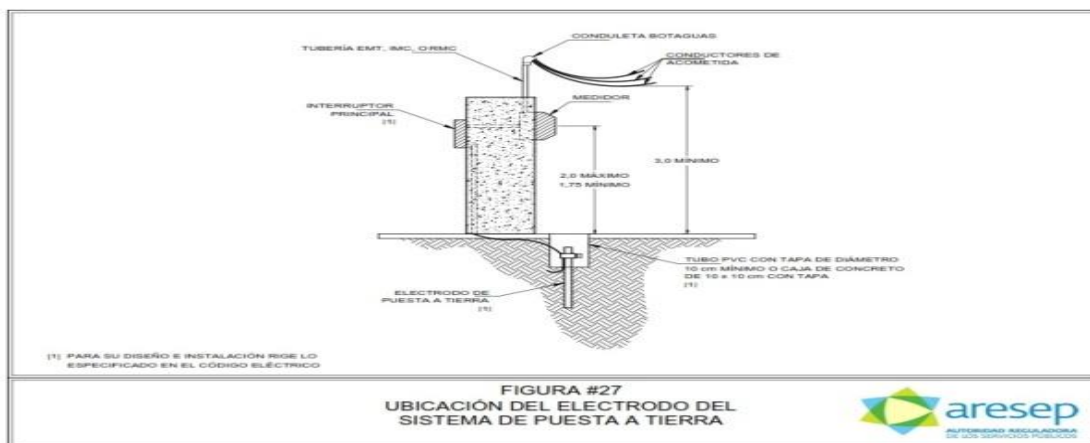


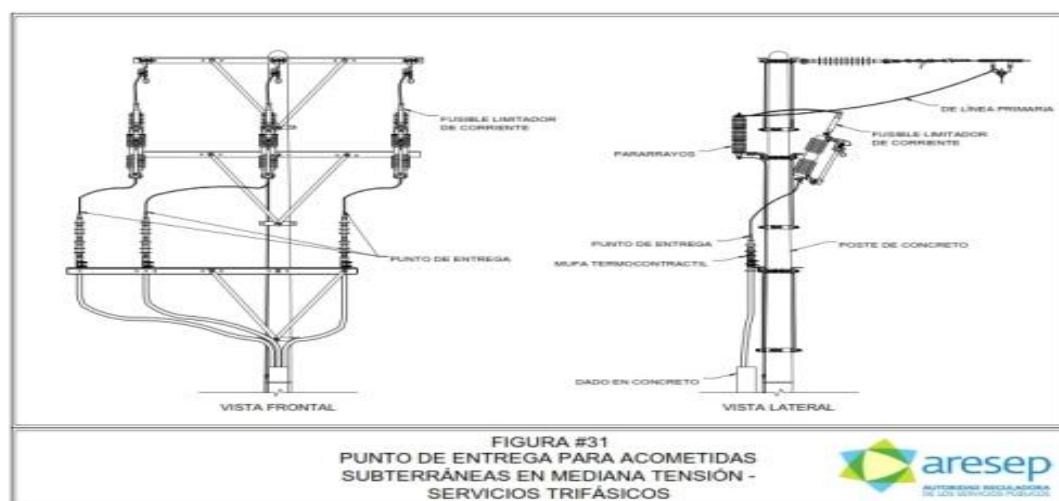












- II. Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV. Instruir a la Comisión ad hoc, para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final de la norma técnica los cuales deberán ser remitidos a esta Junta Directiva oportunamente.

- V. Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia al informe DFOE-AE-IF-04-2013.

ACUERDO FIRME.

A las dieciséis horas con veinticinco minutos se retiran las señoras (es) Viviana Lizano Ramírez, Alejandra Castro Cascante, Edwin Espinoza Mekbel, Karla Montero Víquez, Edgar Cubero Castro, Marlon Yong Chacón, Mariana Barrantes Chaves y Jorge Blanco Roldán.

ARTÍCULO 10. Solicitud urgente de ejecución de sentencia firme con carácter de cosa juzgada material, presentada por el señor Enrique Rojas Franco, respecto del proceso contencioso administrativo interpuesto por Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A., contra la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, los señores (as) Eric Chaves Gómez, Juan Carlos Solórzano González, Oscar Roig Bustamante, Henry Payne Castro, Daniel Fernández Sánchez, José Andrés Meza Villalobos, Melissa Gutiérrez Prendas, Aracelly Marín González y Heilyn Ramírez Sánchez, funcionarios (as) de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a participar en la presentación de este y siguientes tres artículos.

La Junta Directiva conoce el oficio 1015-DGAJR-2014 del 3 de diciembre de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio sobre solicitud urgente de ejecución de sentencia firme con carácter de cosa juzgada material, presentada por el señor Enrique Rojas Franco, en representación de Henry Murillo respecto del proceso contencioso administrativo interpuesto por Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A., contra la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Los señores **Eric Chaves Gómez** y **Juan Carlos Solórzano González** explican los antecedentes, argumentos presentados por el recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, conforme a su oficio 1015-DGAJR-2014, la señora **Gretel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

ACUERDO 16-71-2014

1. Responder al señor Enrique Rojas Franco sobre la “*solicitud urgente de ejecución de sentencia firme con carácter de cosa juzgada material*”, con fundamento en el criterio 1015-DGAJR-2014 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.
2. Comunicar al señor Rojas Franco el acuerdo que adopte la Junta Directiva.
3. Instruir a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para que informe a la Junta Directiva el resultado de la gestión planteada ante el juez executor del expediente 10-345-1027-CA, por el incumplimiento de lo dispuesto en la resolución RRG-10289-2009.

4. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 24 de octubre de 2008, el señor Henry Murillo Chávez y otros, interpusieron una denuncia contra la empresa Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A. –en adelante Taxis Unidos–, por la supuesta no utilización de taxímetros y el cobro de una tarifa diferente a la autorizada por la Autoridad Reguladora. (Folios 1 al 21)
- II. Que el 3 de diciembre de 2009, mediante la resolución RRG-10289-2009, acto final, el Regulador General resolvió, entre otras cosas: *“1. Absolver por duda razonable a la investigada, de los cargos que se le atribuyeron por cobro de tarifa no autorizada realizada los días 19 de junio y 29 de agosto de 2008. 2. Declarar que la sociedad Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A., cedula jurídica 3-101-024938 brindó el servicio de transportes público remunerado de personas modalidad taxi sin utilizar el taxímetro. 3. Revocar el permiso dado a Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría, cédula jurídica 3-101-024938, para prestar el servicio de transporte público remunerado de personas en modalidad taxi para operar en la base descrita como Aeropuerto Internacional Juan Santamaría. Esta revocatoria será efectiva tres meses después de la notificación de la presente resolución, con el fin de que el MOPT proceda como corresponda”*. (Folios 248 al 261)
- III. Que el 7 de diciembre de 2009, el representante de Taxis Unidos, interpuso recurso de revocatoria, nulidad concomitante, suspensión del acto administrativo y apelación subsidiaria contra la resolución RRG-10289-2009. (Folios 243 al 247)
- IV. Que el 28 de enero de 2010, el representante de Taxis Unidos, presentó solicitud de medida cautelar ante el Tribunal Contencioso Administrativo, proceso que se tramitó bajo el expediente judicial número 10-000345-1027-CA.
- V. Que el 29 de enero de 2010, mediante la resolución RRG-061-2010, el Regulador General resolvió, entre otras cosas: *“1) Rechazar por el fondo el recurso de revocatoria interpuesto por Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A. contra la resolución RRG-10289-2009. 2) Rechazar por el fondo el incidente de nulidad interpuesto por Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A. contra la resolución RRG-10289-2009. 3) Rechazar la solicitud de suspensión de los efectos de la resolución RRG-10289-2009 realizada por Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A. contra dicho acto”*. (Folios 281 al 302)
- VI. Que el 12 de febrero de 2010, el representante de Taxis Unidos, realizó expresión de agravios respecto al recurso de apelación, interpuesto contra la resolución RRG-10289-2009. (Folios 303 al 314)
- VII. Que el 18 de febrero de 2010, mediante la resolución número 568-2010, el Tribunal Contencioso Administrativo, acogió la medida cautelar solicitada por Taxis Unidos y ordenó la suspensión de efectos de la resolución administrativa RRG-10289-2009.

- VIII. Que el 11 de octubre de 2010, mediante el acuerdo tomado por la Junta Directiva en la sesión extraordinaria 041-2010, se dispuso: *“Quedar en espera del pronunciamiento por parte de los Tribunales con relación al caso de Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A., contra la resolución RRG-10289-2009”*. (Folio 365)
- IX. Que el 12 de diciembre de 2012, mediante la resolución RJD-160-2012, la Junta Directiva resolvió: *“I. Suspender el conocimiento del recurso de apelación interpuesto por Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A. contra la resolución RRG-10289-2009, hasta tanto no se resuelva en definitiva el proceso judicial interpuesto por ésta contra la Autoridad Reguladora y tramitado bajo el expediente judicial 10-000345-1027-CA. II. Suspender la ejecución de la resolución RRG-10289-2009 hasta tanto no se resuelva en definitiva el proceso judicial 10-000345-1027-CA”*. (Folios 382 al 392)
- X. Que el 21 de mayo de 2013, la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia notificó a la Autoridad Reguladora dentro del proceso judicial 10-000345-1027-CA, la resolución número 000450-F-S1-2013, del 10 de abril de 2013, mediante la cual declaró sin lugar el recurso de casación interpuesto por Taxis Unidos Aeropuerto Juan Santamaría S.A, con la cual confirmó la resolución 47-2011-VI, del 25 de febrero de 2011, dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta, que declaró sin lugar la demanda planteada en todos sus extremos y condenó a los actores al pago de costas personales y procesales. (Folios 393 al 419)
- XI. Que el 11 de junio de 2013, el señor Henry Murillo Chávez quien fue uno de los denunciantes, solicitó el levantamiento de la suspensión del conocimiento del recurso de apelación y nulidad concomitante contra la resolución RRG-10289-2009. (Folios 447 y 448)
- XII. Que el 20 de junio de 2013, la Junta Directiva, por resolución RJD-083-2013, dispuso: *“I. Rechazar por el fondo el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por la empresa Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A., contra la resolución RRG-10289-2009, lo anterior en virtud de lo aquí dispuesto y lo establecido en la resolución 000-450-F-S1-2013 de la Sala I de la Corte Suprema de Justicia. II. Rechazar la solicitud de suspensión de los efectos de la resolución RRG-10289-2009 por carecer de interés actual. III. Dar por agotada la vía administrativa en este procedimiento y proceder a ejecutar lo dispuesto en la resolución administrativa RRG-10289-2009, computándose el plazo de tres meses para que la revocatoria de la concesión sea efectiva, a partir de la notificación de la presente resolución. IV. Notificar a las partes en el lugar señalado al efecto. V. Notificar esta resolución al Ministerio de Obras Públicas y Transportes, ente encargado de otorgar las concesiones y permisos para el brindar el servicio público de transporte de personas modalidad taxi, para lo que corresponda según sus competencias. VI. Notificar al Consejo de Transporte Público la presente resolución, para lo que corresponda según sus competencias. VII. Comunicar a la Intendencia de Transporte la presente resolución, para lo que corresponda según sus competencias.”* (Folios 485 al 502)

- XIII. Que el 5 de julio de 2013, el señor Enrique Rojas Franco en su condición de apoderado especial administrativo de Henry Murillo Chávez, interpuso recurso de reconsideración y de revocatoria contra la resolución RJD-083-2013. (Folios 469 al 480)
- XIV. Que el 8 de agosto de 2013, mediante la resolución RJD-089-2013, la Junta Directiva resolvió: *“Indicar a los señores Rojas Franco y Murillo Chávez que deben atenerse a lo ya dispuesto en la resolución RJD-083-2013”*. (Folios 523 al 534)
- XV. Que el 8 de agosto de 2013, mediante la resolución RJD-100-2013, la Junta Directiva resolvió entre otras cosas: *“I. Rechazar de plano por improcedente el recurso de revocatoria o reposición interpuesto por el señor Enrique Rojas Franco, contra la resolución RJD-083-2013”*. (Folios 535 al 550)
- XVI. Que el 20 de agosto de 2013, el señor Enrique Rojas Franco, interpuso recurso de revocatoria y nulidad absoluta contra la resolución RJD-089-2013. (Folios 513 al 520)
- XVII. Que el 30 de setiembre de 2013, mediante resolución RJD-124-2013, la Junta Directiva resolvió, entre otras cosas: *“I. Rechazar de plano por improcedente, el recurso de revocatoria interpuesto por el señor Enrique Rojas Franco, contra la resolución RJD-089-2013. II. Rechazar por el fondo, la gestión de nulidad interpuesta por el señor Enrique Rojas Franco, contra la resolución RJD-089-2013”*. (Folios 559 al 571)
- XVIII. Que el 29 de octubre de 2013, se dictó el cierre del expediente administrativo. (Folio 581)
- XIX. Que el 24 de noviembre de 2014, el señor Enrique Rojas Franco, en representación de Henry Murillo Chávez en el proceso contencioso administrativo No. 10-000345-1027-CA solicitó a la Junta Directiva, la ejecución de sentencia firme con carácter de cosa juzgada material.
- XX. Que el 24 de noviembre de 2014, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el Memorando 821-SJD-2014, trasladó para su análisis, a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria la solicitud urgente de ejecución de sentencia firme con carácter de cosa juzgada material, presentada por el señor Enrique Rojas Franco.
- XXI. Que el 3 de diciembre de 2014, mediante el oficio 1015-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitió criterio legal respecto a la solicitud urgente de ejecución de sentencia firme con carácter de cosa juzgada material, presentada por el señor Enrique Rojas Franco.

CONSIDERANDO

- I. Que la solicitud urgente de ejecución de sentencia firme con carácter de cosa juzgada material, presentada por el señor Enrique Rojas Franco, fue conocida por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitiéndose el oficio 1015-DGAJR-2014, que sirve de sustento para la presente resolución, del cual conviene extraer lo siguiente:

“ (...) ”

II. ACLARACIÓN PRELIMINAR.

Revisada la solicitud presentada por el señor Enrique Rojas Franco, se tiene que el mismo indica actuar “en mi condición de Apoderado Especial Judicial de Henry Murillo, en el proceso contencioso administrativo N°10-000345-1027”, sin embargo, este documento fue presentado en la Autoridad Reguladora, y no acreditó la representación para actuar en dicha condición, en sede administrativa. Es importante indicar que analizado el expediente OT-345-2008, se tiene que esta inconsistencia ya había sido apuntada en las resoluciones RJD-100-2013 (folios 535-550) y RJD-124-2013 (folios 550-571). En ellas, se indicó que el señor Rojas Franco, se encontraba acreditado como apoderado especial administrativo de los denunciantes Álvaro Umaña Bonilla y José Rojas Chávez, no así del señor Henry Murillo Chávez.

III. ANÁLISIS DE LO SOLICITADO

De los antecedentes anteriormente indicados, se tiene que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en ejercicio de la potestad sancionatoria conferida por la Ley 7593 y siguiendo para ello, el debido proceso establecido en la Ley 6227, procedió mediante la resolución RRG-10289-2009 del 3 de diciembre de 2009, a revocar el permiso otorgado a Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría, cédula jurídica 3-101-024938, para prestar el servicio de transporte público remunerado de personas en modalidad taxi, para operar en la base descrita como Aeropuerto Internacional Juan Santamaría.

Dicha resolución quedó en firme con la notificación de la resolución RJD-083-2013, dictada el 20 de junio de 2013 por la Junta Directiva, ello al haberse rechazado por el fondo el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por la empresa Taxis Unidos contra la resolución RRG-10289-2009 y en virtud de lo establecido en la resolución 000450-F-S1-2013 de la Sala I de la Corte Suprema de Justicia. La notificación de la resolución RJD-083-2013, se efectuó el 3 de julio de 2013, y en dicha resolución de Junta Directiva, se tuvo por agotada la vía administrativa.

Posteriormente, tuvo conocimiento la Autoridad Reguladora, que mediante el acuerdo N° 6 del artículo N° 7.1 de la sesión extraordinaria N° 02-2013 de la Junta Directiva del Consejo de Transporte Público, de 5 de agosto de 2013, publicado en el diario oficial La Gaceta N° 170 del 5 de setiembre de 2013, se autorizó la continuidad del servicio a Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A.

Por su parte, el Regulador General, en su condición de Presidente de la Junta Directiva y Apoderado Judicial y Extrajudicial de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, interpuso en tiempo y forma recurso de revocatoria con apelación en subsidio, contra el acuerdo del Consejo de Transporte Público, anteriormente citado. Se fundamentó dicho recurso de revocatoria con apelación en subsidio en lo siguiente:

“Señala el Consejo de Transporte Público en el acuerdo supra citado, que con el fin de no causar afectación al principio de continuidad del servicio, los actuales permisionarios del servicios modalidad taxi en el Aeropuerto Internacional Juan Santamaría, podrán prestar el servicio hasta tanto, se finalice la formalización de las concesiones adjudicadas en esa base especial de operación, acto que a todas luces va en contra de lo dispuesto por el Tribunal Contencioso Administrativo y las disposiciones emitidas por Aresep, lo anterior por cuanto se prorroga de forma indefinida la operación de la empresa Taxis Unidos del Aeropuerto S.A.

Si bien es cierto la fase recursiva de este proceso licitatorio puede prorrogarse en el tiempo, por la interposición de distintos remedios procesales sean estos recursos administrativos, judiciales o ambos, también lo es que la empresa Taxis Unidos del Aeropuerto no puede operar más allá del 3 de octubre con los permisos que fueron revocados por la Aresep en la base especial aeropuerto, fecha en la que se cumplen los 3 meses otorgados por Aresep a este Consejo para que realizara los trámites correspondientes para ejecutar el mandato del ente regulador.

El partir del presupuesto que dicha empresa debe seguir operando para no afectar el servicio público, es una afirmación inexacta e imprecisa anterior por cuanto dentro del proceso administrativo que concluyó con la revocatoria de esta concesión se logró determinar que Taxis Unidos del Aeropuerto es titular de un permiso de operación de taxis en la base de operación especial en el Aeropuerto Internacional Juan Santamaría, la flota autorizada es de 75 unidades, de las cuales 55 unidades pertenecen a Taxis Unidos del Aeropuerto S.A., (permiso revocado por la Aresep) por lo que ninguna de estas podría operar, ya que requerían de un permiso para esto y 20 unidades que pueden seguir operando en la base especial Aeropuerto Internacional Juan Santamaría, por estar fuera del alcance de lo resuelto por la Aresep en la resolución RRG-10289-2009, información que consta dentro del expediente administrativo tramitado en la Aresep para los efectos (folios 221 al 229 OT-345-2008) en donde se aporta, de este Consejo donde se detalla dicha información, por lo que las unidades propiedad de Taxis Unidos del Aeropuerto S.A., no son las únicas unidades autorizadas por el Consejo de Transporte Público para prestar este servicio público en la base de operación del Aeropuerto, por lo que no es cierto que la continuidad del servicio se vea afectada.

No obstante, si mediante estudio previo fundado se logra demostrar que esta cantidad de unidades no es suficiente para cubrir la demanda, existen otros operadores como lo son los prestadores del servicio de transporte especial de personas, y los taxis de operación regular que pueden bajo las condiciones establecidas, suplir esta carencia.

Aunado a lo anterior, si bien es cierto la afectación al servicio público es un factor a considerar, este no debe ser el único factor preponderante, lo anterior por cuanto consideraciones de esta naturaleza para ejecutar una sanción administrativa dispuesta por la Aresep haría casi imposible el poder sancionar a las empresas que brindan los distintos servicios públicos regulados.

La Aresep previendo esta situación dio un plazo razonable al ente concedente para realizar los trámites correspondientes, y por otra parte ese Consejo conocía de lo resuelto de previo por el órgano jurisdiccional por lo que desde ese momento debió haber iniciado las diligencias para otorgar la prestación de este servicio a un nuevo concesionario o concesionarios, todo esto si realmente se encontraban considerando la menor afectación al servicio público, es por ello que si estas acciones no se tomaron oportunamente, resulta ilegal que se menoscabe lo resuelto por el ente regulador, al restarle mediante el otorgamiento de este permiso eficacia a lo dispuesto por la Aresep. Ahora bien ante este acuerdo, evidentemente se debilitan las facultades sancionatorias de la Aresep, y la ejecución de sus actos creado un antecedente poco conveniente para el ejercicio de las facultades y obligaciones otorgadas por Ley a esta institución, lesionando los derechos de los usuarios, y poniendo en entredicho la capacidad de ejecución por parte de la Administración de lo dispuesto no sólo por el ente regulador sino por el Tribunal Contencioso Administrativo, debilitando de esta forma la confianza de los usuarios y administrados en la institución pública. Tema no menor al hablar de servicios públicos, cuyo fin último es además del cumplimiento de la normativa la satisfacción de las necesidades de la sociedad en general y los usuarios en particular, brindando un servicio en condiciones adecuadas con la regularidad y seguridad que su naturaleza, la concesión o el permiso indiquen, mediante un precio justo y razonable por el servicio prestado, usando los dispositivos que para tal efecto en el caso de los taxis son ordenatorios (taxímetro).

No debemos olvidar que en el tema de servicios públicos, la titularidad de la prestación del mismo corresponde al Estado, en este caso al Ministerio de Obras Públicas y Transportes siendo que difícilmente el Estado, puede asumir la prestación de todos estos servicio, este delega en un tercero (concesionario) la prestación de este servicio, pero que según lo dispuesto en la ley 7593 y sus reformas (artículo 22), en caso de revocarse la concesión por las causales establecidas en los artículos 15 y 41, el ente que otorgó la concesión o el permiso asumirá la prestación del servicio público mientras se otorga uno nuevo.

Visto lo anterior y considerando que la Aresep otorgó un plazo razonable de tres meses para que se hiciera efectiva la revocatoria del permiso y se adoptaran las medidas necesarias a efecto de mitigar el posible impacto de implementación de esta disposición, no es de recibo que el Consejo de Transporte Público permita que los actuales permisionarios, entendemos que se incluye dentro de estos el permiso revocado por la Aresep a Taxis Unidos del Aeropuerto S.A., sigan prestando el servicio, hasta tanto se finalice la formalización de las concesiones adjudicadas en la base de operación especial Aeropuerto Juan Santamaría, medida temporal que no establece un plazo claro de duración. Dicho ente debe

considerar soluciones alterna al problema planteado de cara al correcto funcionamiento del servicio público, como lo serían las antes mencionadas o incluso el otorgar un permiso a los adjudicatarios de “Licitación de la base especial del Aeropuerto Internacional Juan Santamaría, para que brinden el servicio hasta que queden efectivamente adjudicadas en esa base especial de operación, considerando que ya todos pasaron por un proceso de valoración y calificación y cumplen con los requisitos necesarios para poder prestar el servicio, garantizando de esta forma la continuidad del servicio y la ejecutoriedad de lo dispuesto por la Aresep”.

Por su parte, el Tribunal Administrativo de Transporte, mediante la resolución N° TAT-2248-2014 del 30 de abril de 2014, dispuso entre otras cosas lo siguiente:

“I. Conforme a todo lo expuesto antes, se declara Inadmisible por Falta de Legitimación el Recurso de Apelación presentado por el señor DENNIS MELÉNDEZ HOWELL, (...), quien actuando en su condición de Regulador General, Presidente de la Junta Directiva y de Apoderado Judicial y Extrajudicial de la AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, por sus siglas la ARESEP, contra el Acuerdo No. 6 del Artículo No. 7 (sic.- lo correcto es Artículo No. 7.1) de la Sesión Extraordinaria No. 02-2013 de la Junta Directiva del Consejo de Transporte Público, de fecha 05 de Agosto del presente año, publicado en La Gaceta No. 170 del Jueves 05 de Setiembre del 2013.

II.- Por carecer la presente resolución de ulterior recursos en sede administrativa, de conformidad con los artículos 16 y 22, inciso c), de la Ley 7969, se da por agotada la vía administrativa”.

Ahora bien, realizadas las precisiones necesarias en relación a las actuaciones llevadas a cabo en la sede administrativa por parte de la Autoridad Reguladora, es menester puntualizar en relación a los sujetos involucrados y el objeto del proceso de trámite preferente planteado por Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A. contra la Autoridad Reguladora, tramitado bajo el expediente 10-000345-1027-CA, así como respecto de los alcances de lo dispuesto en la sentencia 474-2011-VI del 25 de febrero de 2011, del Tribunal Contencioso Administrativo.

De los sujetos procesales: El proceso de trámite preferente tramitado bajo el expediente 10-345-1027-CA, fue interpuesto por Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A. (actor) contra la Aresep (demandado). En ese proceso judicial coadyuvó con el ente regulador el señor Henry Murillo Chávez (coadyuvante pasivo), representado por su apoderado especial judicial José Enrique Rojas Franco.

Del objeto: Taxis Unidos interpuso el proceso indicado y solicitó se declare: 1.-Que la resolución recurrida está viciada de nulidad absoluta por violación del ordenamiento jurídico. 2.- Que en consecuencia debe declararse esa nulidad absoluta y restablecerse los 55 permisos de operación de mi representada. Valga indicar que la resolución atacada por Taxis Unidos es la RRG-10289-2010, en esa resolución se dispone la revocatoria de la concesión para la prestación del servicio público, por incumplimiento de disposiciones regulatorias en la prestación del servicio público.

De lo resuelto: Mediante sentencia No. 47-2011-VI del 25 de febrero de 2011, el Tribunal Contencioso Administrativo resolvió la demanda planteada por Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A. contra la Aresep, en la que solicitaba la nulidad del procedimiento administrativo sancionatorio seguido en su contra, por ende de la resolución RRG-10289-2009 emitida por el Regulador General. En la sentencia 47-2011-VI de la Sección Sexta del Tribunal Contencioso, se dispuso en lo que interesa:

“... Se declara sin lugar en todos sus extremos la demanda presentada por Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santa María S.A. contra la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)...Se ordena mantener en los mismos términos señalados en la resolución número 150-2010 dictada por el Tribunal de Apelaciones de lo Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda...la medida cautelar y contra cautela adoptada en autos, hasta la firmeza de la presente sentencia...” (El énfasis es suplido).

De lo antes indicado, se desprende lo siguiente:

- 1- En relación a los sujetos procesales: el Consejo de Transporte Público no fue parte en el proceso judicial tramitado en el expediente 10-345-1027-CA.
- 2- En relación al objeto: no se impugnó ningún acto, actuación u omisión administrativa emanada del Consejo de Transporte Público. La conducta administrativa impugnada lo fue única y exclusivamente emanada de la Autoridad Reguladora, y en esos términos se conoció y resolvió el asunto.
- 3- En relación a lo resuelto: la demanda fue declarada sin lugar. De la lectura de la parte dispositiva de la sentencia No. 47-2011-VI se colige que se rechazó la pretensión anulatoria planteada por Taxis Unidos, ordenándose el mantenimiento de los efectos suspensivos de la resolución RRG-10289-2009 emitida por el Regulador General, hasta la firmeza de esa sentencia.

Así las cosas, en el proceso judicial indicado no intervino el Consejo de Transporte Público, por no ostentar legitimación pasiva para ser demandado, al tenor de lo dispuesto en el artículo 12 del Código Procesal Contencioso Administrativo, por lo que sería improcedente solicitar al Tribunal Contencioso se conmine a dicho Consejo a dar cumplimiento de lo dispuesto en la sentencia No.47-2011-VI. Asimismo, no podría pensarse en la ejecución de un fallo (sentencia No.47-2011-VI) en contra de ese Consejo, cuando no intervino en el proceso, no se le otorgó la oportunidad procesal de proveer en su defensa, y no se le otorgaron las garantías del debido proceso, porque evidentemente se le dejaría en indefensión.

La sentencia No. 47-2011-VI contiene una declaratoria de conformidad con el ordenamiento jurídico de la resolución RRG-10289-2009, y el cese de los efectos de la medida cautelar que mantenía en condición suspensiva dicha resolución administrativa emitida por el Regulador General, y no una declaratoria de dar, hacer o dejar hacer por parte del Consejo de Transporte Público, como parece entenderlo el petente. De allí que solicitar al Tribunal, la ejecución de una resolución de esa naturaleza, podría ser rechazada al implicar la violación al principio dispositivo y los límites de la cosa juzgada, siendo de entrada una importante consideración a la hora de realizar una petitoria de esta naturaleza.

De lo anterior, se deriva que una gestión ante el juez ejecutor, de conformidad con lo establecido en los artículos 228 de la Ley General de la Administración Pública, 157 y 175 del Código Procesal Contencioso Administrativo, y con el propósito de ejecutar lo dispuesto en la resolución RRG-10289-2009, cuya conformidad con el ordenamiento jurídico fue declarada por el Tribunal Contencioso Administrativo (sentencia No.47-2011-VI), para que se ordene al Consejo de Transporte Público ajustar su conducta a los efectos, directos e inmediatos, derivados de la declaratoria de conformidad con el ordenamiento jurídico de dicha resolución, así como anular cualquier conducta contraria a lo dispuesto en las resoluciones citadas, según lo faculta el artículo 175 del CPCA antes transcrito.

Sin embargo, dicha gestión podría resultar de efectos muy limitados o inclusive que no se tomen acciones respecto de los hechos apuntados, no obstante es una medida posible por parte del ente regulador tomando en consideración las limitaciones apuntadas. Dicha solicitud fue tramitada el día de 3 de diciembre, se adjunta a éste criterio la copia del recibido de Tribunales.

IV. CONCLUSIONES

Conforme el análisis realizado, se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- 1- En el expediente OT-345-2008, se siguió el procedimiento administrativo dispuesto por la Ley General de la Administración Pública, Ley 6227, se instruyó el procedimiento y se resolvieron todas las gestiones y recursos presentados, se agotó la vía administrativa y se cerró el mismo por encontrarse terminado en esta sede.
- 2- El Regulador General, en defensa de lo dispuesto por la Aresep en el expediente OT-345-2008, impugnó el acuerdo N° 6 del artículo N° 7.1 de la sesión extraordinaria N° 02-2013 de la Junta Directiva del Consejo de Transporte Público, con el cual se autorizaba la continuidad del servicio a Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A. Sin embargo, dicha impugnación fue rechazada y se agotó la vía administrativa.
- 3- No se aprecia, que existan en sede administrativa, defectos de tramitación, paralización u omisión de trámites en el presente asunto.

- 4- En el expediente judicial 10-345-1027-CA, que es proceso de trámite preferente planteado por Taxis Unidos Aeropuerto Internacional Juan Santamaría S.A. no intervino como parte el Consejo de Transporte Público. Asimismo, en ese proceso judicial no se impugnó acto, actuación u omisión emanada del Consejo de Transporte Público, y, de lo dispuesto en la sentencia No. 47-2011-VI del 25 de febrero de 2011 del Tribunal Contencioso Administrativo, no se derivan obligaciones de dar, hacer o dejar hacer de la Aresep, ni mucho menos del CTP por no haber sido sujeto procesal, ya que se trataba de meras pretensiones anulatorias del actor sobre actos emanados de la Autoridad Reguladora.
- 5- El 3 de diciembre de 2014, se planteó por parte de la Autoridad Reguladora gestión ante el Juez Ejecutor dentro del expediente 10-000345-1027-CA, con el propósito de ejecutar lo dispuesto en la resolución RRG-10289-2009, cuya conformidad con el ordenamiento jurídico fue declarada por el Tribunal Contencioso Administrativo (sentencia No. 47-2011-VI), para que se ordene al Consejo de Transporte Público ajustar su conducta a los efectos, directos e inmediatos, derivados de la declaratoria de conformidad con el ordenamiento jurídico de dicha resolución, así como anular cualquier conducta contraria a lo dispuesto en las resoluciones citadas, según lo faculta el artículo 175 del CPCA antes transcrito.

(...)”

- II. Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden, y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente es dar respuesta al señor Enrique Rojas Franco, sobre la “solicitud urgente de ejecución de sentencia firme con carácter de cosa juzgada material”, tal y como se dispone:
- III. Que en la sesión 71-2014, celebrada el 11 de diciembre de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre base del oficio 1015-DGAJR-2014 del 3 de diciembre de 2014, de cita, acordó entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593,

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:

- I. Responder al señor Enrique Rojas Franco sobre la “solicitud urgente de ejecución de sentencia firme con carácter de cosa juzgada material”, con fundamento en el criterio 1015-DGAJR-2014 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.
- II. Comunicarle al señor Rojas Franco la presente resolución.

- III.** Instruir a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para que informe a esta Junta Directiva el resultado de la gestión planteada ante el juez ejecutor del expediente 10-345-1027-CA, por el incumplimiento de lo dispuesto en la resolución RRG-10289-2009.

COMUNÍQUESE.

ACUERDO FIRME.

ARTÍCULO 11. Recurso de apelación interpuesto por el señor Carlos Enrique Piedra Campos, contra la resolución 090-RIT-2014. Expediente ET-60-2014.

A partir de este momento ingresa al salón de sesiones, la señora Marta Monge Marín, de la Dirección General de Atención al Usuario, a participar en la presentación de este artículo.

La Junta Directiva conoce oficio 1033-DGAJR-2014 del 9 diciembre de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emite criterio sobre recurso de apelación interpuesto por el señor Carlos Enrique Piedra Campos, contra la resolución 090-RIT-2014 del 4 de agosto de 2014.

Los señores **José Andrés Meza Villalobos** y **Daniel Fernández Sánchez** explican los antecedentes, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria conforme a su oficio 1033-DGAJR-2014, la señora **Grettel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

a) En cuanto al recurso de apelación interpuesto por el señor Carlos Enrique Piedra Campos:

ACUERDO 17-71-2014

1. Declarar sin lugar, por el fondo, el recurso de apelación interpuesto por el señor Carlos Enrique Piedra Campos, contra la resolución 090-RIT-2014.
2. Dar por agotada la vía administrativa.
3. Notificar a las partes, la resolución la presente resolución.
4. Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte, para lo que corresponda.
5. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 28 de abril de 2014, José Luis Mora Elizondo, en calidad de permisionario, presentó solicitud de incremento del 57,52% sobre las tarifas vigentes de la ruta 669. (Folios 1 al 105).
- II. Que el 9 de junio de 2014, se publicó la convocatoria a audiencia pública en los periódicos La Teja, La Extra y el diario oficial La Gaceta N° 169. (Folios 126 y 127)
- III. Que el 3 de julio de 2014, se celebró la audiencia pública, en el Salón Comunal de Boruca, ubicado 100 metros al sur de la Guardia rural de Boruca, Buenos Aires de Puntarenas, según consta en el Acta N°81-2014, oficio 2039-DGAU-2014. (Folios 178 al 187).
- IV. Que el 14 de julio de 2014, mediante el oficio 2040-DGAU-2014, la Dirección General de Atención al Usuario (en adelante DGAU), rindió el informe de oposiciones o coadyuvancias. (Folios 188 y 189).
- V. Que el 4 de agosto de 2014, mediante la resolución 090-RIT-2014, la Intendencia de Transporte (en adelante IT), resolvió, entre otras cosas, ajustar las tarifas para la ruta 669, descrita como Buenos Aires-Brujo-Térraba- San Antonio-Bella Vista- Boruca-Chamba-Ojo de Agua-Maíz-Colina viceversa y ramal Buenos Aires-Térraba Ceibón y viceversa. (Folios 281 al 303).
- VI. Que el 9 de setiembre de 2014, el señor Carlos Enrique Piedra Campos, interpuso recurso de apelación contra la resolución 090-RIT-2014. (Folios 255 al 259).
- VII. Que el 12 de setiembre de 2014, se notificó a la Aresep, de la interposición de un recurso de amparo, en su contra por parte de Jeffrey Villanueva Villanueva, por supuesta violación al Convenio 169 de la OIT, como parte del procedimiento de fijación tarifaria del ET-60-2014, tramitado bajo el expediente N° 14-014124-0007-CO (Folios 260 a 274).
- VIII. Que el 1 de octubre de 2014, se notificó a la Aresep la resolución N°2014-015855, de las 9:20 del 26 de setiembre de 2014, dictada por la Sala Constitucional, mediante la cual se declaró sin lugar el recurso de amparo, indicado en el antecedente anterior. (Folios 335 al 348).
- IX. Que el 15 de octubre de 2014, mediante oficio GDP-4001-14, el Departamento de Gestión Documental, de la Presidencia de la República, trasladó “[...] *documentación recibida en **Gestión Documental**, dirigida al señor Luis Guillermo Solís Rivera, Presidente de la Republica, suscrita por el señor Carlos E. Piedra Campos [...]*”, solicitando se informara a ese departamento, sobre el trámite dado al recurso de apelación interpuesto por el señor Piedra contra la resolución 090-RIT-2014. (Folios 311 al 333).
- X. Que el 16 de octubre de 2014, mediante el oficio 973-IT-2014, la Intendencia de Transporte rindió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP. (Folios 349 y 350).

- XI.** Que el 17 de octubre de 2014, mediante el memorando 712-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva, trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), el recurso de apelación interpuesto por el señor Carlos Enrique Piedra Campos, para su análisis. (Folio 351).
- XII.** Que el 9 de diciembre de 2014, mediante el oficio 1033-DGAJR-2014, la DGAJR rindió su informe con respecto al recurso de apelación interpuesto por Carlos Enrique Piedra Campos, contra la resolución 090-RIT-2014.
- XIII.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución

CONSIDERANDO:

- I.** Que del oficio 1033-DGAJR-2014 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“[...]

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

1. NATURALEZA DEL RECURSO

El recurso interpuesto es el ordinario de apelación, al cual se le aplican, las disposiciones contenidas en los artículos 342 al 352 de la LGAP.

2. TEMPORALIDAD

Siendo que, no consta en el expediente la fecha en que la resolución impugnada le fue notificada al recurrente, en virtud de lo establecido en los numerales, 247 de la LGAP y artículo 10 de la Ley de Notificaciones Judiciales (8687), aplicable al caso concreto por integración del ordenamiento, en virtud de lo establecido en los artículos 9 y 229 de la LGAP, el recurso debe tenerse por interpuesto en plazo.

3. LEGITIMACIÓN

El recurrente se encuentra legitimado para actuar dentro del expediente, ya que es parte (opositor) en el procedimiento dentro del cual recayó la resolución recurrida, al tenor de lo establecido en los artículos 36 de la Ley 7593 y 275 de la LGAP.

(...)

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

En cuanto a los argumentos de inconformidad del recurrente, este órgano asesor procede a realizar las siguientes valoraciones:

1. *La Aresep atropelló los intereses de las minorías al no recibir como válidos los argumentos de los opositores y no notificar en los tiempos que establece la Ley los resultados que Aresep definió. Se dejó en indefensión al usuario porque en la resolución recurrida se indicó que analizados los argumentos de los opositores no eran de recibo.*

En cuanto a los argumentos de los opositores indicados en la resolución recurrida, resulta relevante transcribir las respuestas brindadas por la IT. Con respecto al incremento tarifario solicitado se le indicó como respuesta en la resolución recurrida lo siguiente:

“(…)

Finalmente, aun cuando la Autoridad Reguladora no puede ignorar las necesidades de los usuarios, las cuales debe proteger en función de principios generales como el de servicio al costo, que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestarlos; escapa a su ámbito de acción, la potestad de compensar los efectos inflacionarios.

(…)”

En cuanto al tema del servicio que presta el permisionario, se le indicó la forma de plantear quejas o denuncias, así como las diferentes instancias para hacerlo. Adicionalmente, en cuanto al cobro no autorizado, dicha resolución, indicó lo siguiente:

“(…)”

Estamos trasladando sus oposiciones a la Dirección General de Atención al Usuario para que proceda a la apertura de un expediente sobre estas quejas y denuncias, sobre todo en lo referente a cobro de tarifas no autorizadas

(…)”

De los argumentos contenidos en la oposición presentada por el señor Piedra, el único declarado como “de no recibo”, fue el atinente a “La convocatoria a audiencia pública”, sobre el cual la resolución impugnada indicó lo siguiente:

“(…)”

A nuestro criterio esa consulta que refieren los opositores, se cumple a cabalidad con el procedimiento de la Audiencia Pública celebrada el 3 de julio del 2014, en el salón comunal de Boruca (Buenos Aires de Puntarenas) en la cual se hace partícipe a todas las comunidades que hace el recorrido el permisionario. En especial en este caso, se toma en cuenta la realidad de la comunidad indígena de Boruca y se fijó para la celebración de la audiencia, un horario más conveniente para ellos por la lejanía de los lugares donde habitan, y se establecieron las 15 horas en lugar de las 17 horas que es el horario que se acostumbra. Asimismo se celebró la audiencia en el salón comunal de esa comunidad precisamente para mayor

*comodidad, y que pudiera acudir la mayor cantidad de personas a escuchar y a participar activamente en el procedimiento. A lo anterior, se le debe sumar que la audiencia se publicitó en los periódicos La Teja, La Extra y en el Sur Sur que es un periódico de la zona. Es decir, a la comunidad Brunca se les confirieron los mismos derechos que al resto de comunidades, ya que no existe motivo alguno para haberlo hecho de otra manera.
(...)”*

Así las cosas, la IT respondió los argumentos de los opositores considerados dentro de la resolución recurrida y el único en el que indicó que no era de recibo, explicó las razones para ello.

Con respecto al señalamiento que hace el recurrente de que no fue notificado en los plazos de ley, conviene señalar, que consta en el folio 303 del expediente, que la resolución, que éste impugna, le fue remitida mediante correo certificado, de Correos de Costa Rica, número RR054675876CR, el día 2 de setiembre de 2014. Asimismo, según consta en la página web de Correos de Costa Rica (<https://correos.go.cr/rastreo/tracking2.asp>) dicho correo fue entregado en Buenos Aires de Puntarenas, el día 17 de setiembre de 2014.

Aunado a lo anterior, según se determinó en el acápite atinente al análisis de forma, siendo que no consta fecha de notificación de la resolución impugnada, acreditada en el expediente, el recurso incoado por el recurrente se tiene por presentado en plazo, de conformidad con los artículos 247 de la LGAP y 10 de la Ley de Notificaciones, aplicable al caso concreto de forma supletoria, según se indicó de forma precedente, de manera que, a criterio de esta asesoría, no se le causó indefensión al recurrente.

En virtud de lo anterior no lleva razón el recurrente en su argumento.

2. *La Aresep, no puede omitir el debido proceso consagrado en el Convenio 169 sobre Pueblos Indígenas y Tribales ratificado por nuestro país, pues nunca existió consulta previa, libre e informada a dichos pueblos. Los indígenas no sabían que era necesario portar cédula para participar, nunca se les informó de esto, incumpléndose con la consulta libre previa e informada desde ese primer momento.*

Con respecto a este tema, conviene señalar, que en el caso que nos ocupa, el señor Jeffrey Villanueva Villanueva, presentó un recurso de amparo, ante la Sala Constitucional, alegando que los mismos hechos que se discuten en el presente recurso, constituían una violación a dicho convenio por parte de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Al resolver dicho recurso, la Sala Constitucional analizó el caso concreto y determinó que no existía ninguna violación al derecho de participación, y que las actuaciones se habían apegado a derecho, motivo por el cual lo procedente era rechazar el recurso.

Viene de lo anterior, que la Sala Constitucional, cuya jurisprudencia es vinculante erga omnes, es decir, para todos los administrados y entes públicos, ya zanjó la discusión determinando que no se había conculcado derecho alguno en los términos alegados por el recurrente.

Al respecto, indicó la Sala Constitucional en su resolución N° 2014-015855, del 26 de setiembre de 2014:

«Ante este panorama, la Sala estima que no lleva razón el recurrente en sus reclamos y, por ello, debe declararse sin lugar el amparo. En efecto, de los autos se tiene plena e idóneamente acreditado que la audiencia pública realizada por la ARESEP si fue debidamente convocada por diversos medios a través de los cuales las comunidades indígenas de Térraba y Boruca pudieran enterarse de su celebración. Incluso, obsérvese que la convocatoria fue remitida al propio Presidente de la Asociación de Desarrollo Integral de Boruca. Asimismo, la audiencia pública fue realizada en un lugar geográfico adecuado y accesible para las poblaciones indígenas que se verían afectadas por el reajuste tarifario. De manera tal que con ocasión de la forma y el lugar en que se fijó la audiencia pública efectuada el 03 de julio de 2014, este Tribunal es del criterio que se han cumplido a cabalidad los requerimientos necesarios para tutelar los intereses de los indígenas de esa zona, y en consecuencia, garantizar el derecho de consulta previa establecido en el Convenio 169 de la OIT. Tan es así que el propio recurrente (quien alega ser indígena) estuvo presente en la audiencia pública celebrada y pudo interponer sus oposiciones al incremento a las tarifas del servicio público. También el propio Presidente de la Asociación de Desarrollo Integral del Territorio Indígena de Boruca pudo presentar sus oposiciones al aumento tarifario».

A mayor abundamiento, deben tenerse en consideración las siguientes acciones realizadas por la Autoridad Reguladora, dirigidas hacia la materialización del derecho de participación ciudadana, de todos los usuarios interesados en la solicitud de incremento tarifario, según consta en el oficio 2764-DGAU-2014.

- Se gestionó, ante el Presidente de la Asociación de Desarrollo Integral del Territorio Indígena el préstamo del salón comunal de Boruca, para la celebración de la audiencia pública. (Folio 305).*
- Se publicó la convocatoria a audiencia pública en los medios: La Extra, La Teja, Diario Oficial La Gaceta N° 109”. (Folio 304)*

- *Se solicitó la difusión de la audiencia pública por celebrarse en Radio Cultural de Boruca. (Folio 304 y 305).*
- *Se envió la convocatoria a audiencia pública a la Asociación de Desarrollo Integral de Boruca, a la Asociación de Consumidores de Costa Rica, a la Defensoría de los Habitantes, a la Parroquia de Buenos Aires, a la Municipalidad de Buenos Aires, y a Radio Emaús. (Folio 305).*

De lo anterior se logra desprender, que la comunidad indígena y así es reconocido por la Sala Constitucional, órgano rector del respeto a los derechos constitucionales de los ciudadanos, tuvo acceso a la participación durante el desarrollo del proceso previo para fijar las tarifas de servicio público solicitado por el permisionario de la ruta 669, motivo por el cual no existe violación al Convenio 169 de la OIT, en los términos señalados por el recurrente.

En consecuencia, no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.

3. *La convocatoria a audiencia pública se realizó a través de medios escritos (La Teja, Diario Extra, y la Gaceta), los cuales no se distribuyen en la comunidad, por lo que la mayor parte de la población no se dio cuenta de la audiencia pública, violentándose el derecho que tienen los pueblos originarios a decidir asuntos que le afectan de manera directa.*

La Autoridad Reguladora publicó la convocatoria a audiencia pública con 25 días naturales de antelación en los diarios de circulación nacional La Teja, Diario Extra y en el diario oficial La Gaceta (folios 126 y 127). En ese sentido el artículo 36 de la ley 7593 en lo que interesa, indica:

“(…)

*La audiencia se convocará una vez admitida la petición y si se han cumplido los requisitos formales que establece el ordenamiento jurídico. Para este efecto, **se publicará un extracto en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional**, con veinte (20) días naturales de anticipación a la celebración de la audiencia. (...)” Resaltado es nuestro.*

Adicionalmente, la Autoridad Reguladora con el afán de promover la participación ciudadana e informar a los ciudadanos de la audiencia pública a realizarse, solicitó la difusión de la convocatoria a audiencia pública en Radio Cultural de Boruca y envió la misma a la Asociación de Desarrollo Integral de Boruca, a la Asociación de Consumidores de Costa Rica, a la Defensoría de los Habitantes, a la Parroquia de Buenos Aires, a la Municipalidad de Buenos Aires, y a Radio Emaús.

De esta forma, la Autoridad Reguladora, además de cumplir con lo dispuesto en el artículo 36 de la ley 7593 en cuanto a la publicación de la audiencia pública en tiempo y medios, buscó la forma de invitar a los interesados a participar del proceso mediante la difusión de la convocatoria a audiencia pública en medios alternativos.

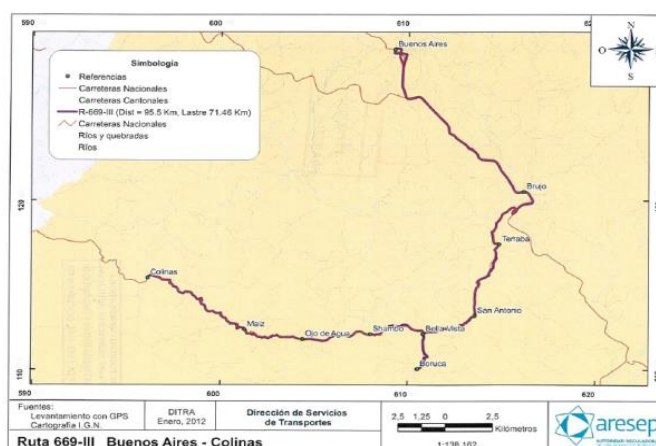
En virtud de lo anterior, no lleva razón el recurrente en su argumento.

4. *La resolución tiene un margen de error en perjuicio del usuario, ya que el empresario apunta que el servicio se da hasta la comunidad de Colinas y lo cierto es que el bus presta sus servicios hasta Maíz de Boruca. El gasto de llantas, grasa, combustible, entre Maíz y Colinas no se da pues no se presta el servicio entre ambas comunidades.*

Indica el recurrente que la empresa permissionaria no está realizando el recorrido completo de la Ruta 669 Buenos Aires-Colinas y que el autobús llega hasta la comunidad de Maíz de Boruca.

Sobre este punto, se le indica que a folios 25 al 30 del expediente ET-060-2014, se encuentra oficio sin número del CTP, en el que se comunicó el artículo 6.3. de la sesión ordinaria 02-2012 del 5 de enero de 2012, celebrada por la Junta Directiva del Consejo de Transporte Público, donde se conoció la problemática de la ruta 669 y acordó en firme entre otras cosas, autorizar el permiso de operación al señor José Luis Mora Elizondo para la ruta antes citada descrita como Buenos Aires-Brujo-Térraba-San Antonio-Bella Vista-Boruca-Chamba Ojo de Agua-Maíz-Colinas y viceversa.

De lo anterior, se desprende que el recorrido completo de la ruta 669 comprende el trayecto entre las comunidades de Buenos Aires y Colinas, pasando por las localidades citadas. Esto mismo fue verificado en el acta de inspección del expediente RA-405, mediante el oficio 0170-DITRA-2012 del 1 de marzo de 2012, en donde se realizó la medición de kilometraje de la ruta 669. A folio 158 del expediente RA-405, se encuentra el mapa con el recorrido Buenos Aires-Colinas, con una distancia de 95,5Km por carrera.



El kilometraje por carrera utilizado para el cálculo tarifario e incorporado en el modelo fue tomado del oficio 0170-DITRA-2012 supra indicado y se muestra a continuación:

Ruta 669
Kilometraje por carrera y recorrido

Ruta	Recorrido	Km por carrera
669	Buenos Aires-Colinas	95,50
	Buenos Aires-Bella Vista	53,00
	Buenos Aires-Boruca	58,20
	Buenos Aires-Terraba	36,40
	Buenos Aires-Ceibón	68,80

Fuente: Folio 288 del expediente ET-060-2014.

Así las cosas, la IT utilizó dentro del modelo tarifario el kilometraje que constaba en el acta de inspección realizada por la entonces Dirección de Servicios de Transporte de la Autoridad Reguladora, incorporando un kilometraje de 95,50 Km por carrera para el trayecto Buenos Aires-Colinas. En caso que el recurrente considere que no se está brindando el recorrido completo, de acuerdo con la distancia establecida por la Autoridad Reguladora, e incorporada en el modelo tarifario (de acuerdo con el acta de inspección del expediente RA-405), lo procedente es la interposición de una queja o denuncia ante la DGAU, no siendo esta la instancia procesal oportuna, para la atención de dichos alegatos.

Cabe destacar, que mediante la resolución impugnada, se le indicó al recurrente (folio 290), que se estaba dando traslado a DGAU, de las irregularidades denunciadas por éste y otros en sus escritos de oposición.

En virtud de lo anterior, no lleva razón el recurrente en su argumento.

5. *Los atropellos al usuario continúan mediante el cobro de tarifas no autorizadas, de Boruca a Buenos Aires cobran ¢1300 (mil trescientos colones), y la Autoridad Reguladora avaló un monto de ¢1295, de manera que la empresa redondea a su favor ¢5 más por cada pasaje. Se está cobrando al adulto mayor, ¢5 más de lo autorizado por Aresep, para el trayecto de Buenos Aires a Boruca.*

Señala el recurrente que existen irregularidades en el suministro del servicio público, dentro de la ruta 669, siendo que existe un cobro de ¢5 colones más, pues la tarifa autorizada por la Autoridad Reguladora es de ¢1295 y se está cobrando una tarifa de ¢1300. Asimismo, se indica que a los adultos mayores también se le están cobrando ¢5 de más, en un servicio de Buenos Aires a Boruca.

También señala el recurrente, que las unidades con las que se brinda el servicio se encuentran en mal estado, y que producto de éste, se mojan los pasajeros.

Ahora bien, una vez analizadas las anteriores aseveraciones, se logra concluir que las mismas constituyen cuestiones ajenas a la resolución impugnada y constituyen situaciones que deberán ser analizadas como una queja o denuncia según corresponda, en un procedimiento administrativo independiente.

Así las cosas, como parte de este criterio se recomienda la apertura de un expediente tendiente al análisis de los hechos señalados por el aquí recurrente, para que realice la investigación respectiva.

De manera que, no siendo esta la instancia ni la etapa procesal oportuna para analizar los hechos señalados por el recurrente, los mismos deben rechazarse, y remitirse a la DGAU, para que resuelva lo que corresponda.

V. CONCLUSIONES

- 1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación interpuesto por el señor Carlos Piedra Campos, contra la resolución RIT-090-2014, resulta admisible por la forma.*
- 2. La Intendencia de Transporte, respondió los argumentos de los opositores en la resolución recurrida, y el único en el que indicó que no era de recibo, explicó las razones para ello.*
- 3. Dentro del expediente no consta fecha de notificación de la resolución impugnada, motivo por el cual, el recurso se tiene por presentado en plazo, de manera que, no se le causó indefensión alguna al recurrente.*
- 4. La Sala Constitucional, mediante la resolución N°2014-015855, del 26 de setiembre de 2014 reconoció que no hubo violación al derecho de participación de la comunidad indígena, durante el desarrollo del procedimiento para fijar las tarifas del servicio público solicitado por el permisionario de la ruta 669, motivo por el cual no existe violación del Convenio 169 de la OIT.*
- 5. La Intendencia de Transporte utilizó dentro del modelo tarifario, el kilometraje que constaba en el acta de inspección realizada por la entonces Dirección de Servicios de Transporte de la Autoridad Reguladora (oficio 0170-DITRA-2012), incorporando un kilometraje de 95,50 Km por carrera para el trayecto Buenos Aires-Colinas.*

6. Las cuestiones relacionadas con el aparente cobro no autorizado de la tarifa para la ruta 669, así como las relacionadas con la distancia de la ruta, y condiciones de calidad de la prestación del servicio, son cuestiones ajenas a este procedimiento, que deberán ser analizadas por la Dirección General de Atención al Usuario, mediante un trámite separado. [...]”.

- II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1-** Declarar sin lugar, por el fondo, el recurso de apelación interpuesto por Carlos Enrique Piedra Campos, contra la resolución 090-RIT-2014; **2-** Agotar la vía administrativa; **3-** Notificar a las partes la presente resolución; **4-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte para lo que corresponda, tal y como se dispone.
- III.** Que en la sesión 71-2014, del 11 de diciembre de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 1033-DGAJR-2014 de cita, acordó entre otras cosas, y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
RESUELVE:**

- I.** Declarar sin lugar, por el fondo, el recurso de apelación interpuesto por Carlos Enrique Piedra Campos, contra la resolución 090-RIT-2014.
- II.** Agotar la vía administrativa.
- III.** Notificar a las partes, la presente resolución.
- IV.** Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte, para lo que corresponda.

NOTIFÍQUESE.

ACUERDO FIRME.

b) En cuanto a las recomendaciones adicionales contenidas en el oficio 1033-DGAJR-2014.

ACUERDO 18-71-2014

- 1.** Instruir a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU), para que se adicionen las denuncias del señor Carlos Enrique Piedra Campos, realizadas en el escrito de apelación visible a folios 255 al 259, a aquellas realizadas en su escrito de oposición, las cuales, según lo establecido por la Intendencia de Transporte en su resolución 090-RIT-2014, (folio 290), fueron trasladadas a dicha Dirección, para su respectivo trámite.

2. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva, para que informe al Departamento de Gestión Documental de la Presidencia de la República, del trámite dado al recurso de apelación, como respuesta al oficio GDP-4001-14, del 16 de setiembre de 2014, visible a folio 311 y comunique la resolución dictada por la Junta Directiva, para resolver el recurso de apelación interpuesto por el señor Carlos Enrique Piedra Campos, contra la resolución 090-RIT-2014.

ACUERDO FIRME.

A las diecisiete horas se retira la señora Carol Solano Durán, Directora General de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, y en su lugar ingresa la señora Heilyn Ramírez Sánchez, Directora de Asesoría Legal.

Asimismo, se retiran la señora Marta Monge Marín, Daniel Fernández Sánchez, Juan Carlos Solórzano González, Oscar Roig Bustamante, Henry Payne Castro, José Andrés Meza Villalobos y Melissa Gutiérrez Prendas.

ARTÍCULO 12. Propuesta de modificación al Reglamento para la Administración y el uso de los espacios para el estacionamiento en las instalaciones que ocupe la ARESEP (RAUDE).

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, la señora Paola Ayala Gamboa, asesora de la Dirección General de Operaciones, el señor Carlos Chinchilla Bermúdez, Jefe del Departamento de Servicios Generales; la señora Mayela Sequeira Castillo, Directora de la Dirección de Recursos Humanos, a participar en la presentación del tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce los oficios 778-DGO-2014 del 8 de diciembre de 2014 y 113-DSG-2014 del 27 de noviembre de 2014, mediante los cuales la Dirección General de Operaciones y el Departamento de Servicios Generales, remiten la propuesta de modificación al Reglamento para la Administración y el uso de los espacios para el estacionamiento en las instalaciones que ocupe la ARESEP (RAUDE).

El señor **Eric Chaves Gómez** explica brevemente el procedimiento para la aprobación de los reglamentos institucionales, con base en la directriz del Regulador General contenida en el oficio 555-RG-2014, cuyo objetivo es que cada dependencia realice su función de la mejor forma y por ello se haga una única vez.

Se pretende que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), realice lo que es el trabajo jurídico, que es construir los artículos, establecer los transitorios, derogatorias, entre otros, y que los departamentos técnicos reflejen cuáles son sus necesidades.

Lo anterior se hace de conformidad con el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), que establece como deberes del personal, contribuir para que los reglamentos estén actualizados oportunamente y se apliquen de manera rigurosa y le corresponde a la DGAJR la elaboración de los mismos, las propuestas de normativa administrativa que se deban de emitir para cumplir con este propósito. Asimismo, explica los pasos a seguir con la aplicación de este nuevo procedimiento de conformidad con la Directriz 555-RG-2014.

Seguidamente la señora **Paola Ayala Gamboa** se refiere detalladamente al motivo, contenido y fin de la propuesta de modificación al Reglamento para la Administración y el uso de los espacios para el estacionamiento en las instalaciones que ocupe la ARESEP (RAUDE).

El señor **Pablo Sauma Fiatt** manifiesta que votará negativamente el tema por el fondo; le parece que la propuesta que se realiza implica un retroceso e incluso, la considera irresponsable. El reglamento vigente “premia” a los funcionarios con mejor desempeño, pero ahora no, se va por la vía fácil, todos los funcionarios son “igualiticos”, hagan o no hagan bien las cosas. Considera que deben de existir responsabilidades claramente establecidas y se debe premiar a los mejores funcionarios. Asimismo, se debe apresurar con el tema de evaluación de desempeño y no tomar este tipo de medidas

La señora **Mayela Sequeira Castillo** coincide con lo señalado por el director Sauma Fiatt, realmente la Institución debe premiar a los colaboradores por su buen desempeño; sin embargo, la evaluación del desempeño de la ARESEP es totalmente cualitativa, no es cuantitativa, no mide indicadores de desempeño asociados a los puestos, a las dependencias.

Agrega que se realizó la contratación de la Universidad de Costa Rica, y empezó a trabajar hace aproximadamente dos meses. Se estima que para abril de 2015, se presente ante esta Junta Directiva el nuevo modelo de evaluación del desempeño.

Por lo anteriormente indicado, es que, dentro de todas las discusiones que se presentaron en el tema, esto se ha convertido en un factor de que hay jefaturas que califican de una forma muy suave a sus colaboradores y otros son más drásticos, lo cual genera muchos inconvenientes en el personal, ya que, han visualizado este sistema de calificación como una forma para que se les otorgue un espacio en el parqueo.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** comenta que desde hace mucho tiempo ha insistido con el asunto de la evaluación del desempeño; sin embargo, considera que si la contratación ya está y se van a tener resultados en un año, hubiera sido mejor hacer un transitorio, pero no modificar todo el reglamento, por lo que, reitera, esto es un retroceso y no hay justificación.

La señora **Grettel López Castro** le solicita a la señora Mayela Sequeira explique el contexto de dónde surgió esta solicitud de revisión del reglamento por parte de los funcionarios de la Institución.

La señora **Mayela Sequeira Castillo** informa que ha venido realizando dentro de la Institución una dinámica de “*Focus Group*”, la cual ha abarcado el 70% del personal y a partir de ella determinar necesidades, requerimientos, así como conocer sus insatisfacciones de una serie de aspectos. Precisamente, uno de los elementos que más han planteado los funcionarios, es el tema del espacio en el parqueo.

La señora **Paola Ayala Gamboa** coincide con lo señalado por la señora Sequeira Castillo y explica detalles en torno al sistema de evaluación del desempeño que tiene la Institución.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** comenta que originalmente ella propuso el tema de la evaluación del desempeño como un criterio, y en lo personal, el principal para la asignación de espacios en el parqueo; porque si existe una limitación, debería ser un premio al buen desempeño. Desde su punto de vista, este debería ser el único criterio, pero, la realidad es que no se cuenta con un sistema de evaluación del desempeño, por lo tanto, en ausencia de este, resulta una arbitrariedad cualquier decisión que no se base en hacer un sorteo para esta asignación.

Por lo anterior, prefiere llevar a cabo la asignación de espacios de esta forma, esto a falta de objetividad de un sistema de evaluación que no existe y en el cual la Institución tiene que trabajar, no solo por un espacio en el parqueo, sino por la importancia de esto en general a nivel institucional.

Ante un comentario de la directora Garrido Quesada, la señora **Grettel López Castro** indica que el grupo de funcionarios que ha estado a cargo de revisar la propuesta de modificación al reglamento, contempló diversas alternativas para optar por un espacio en el parqueo institucional.

Después de evaluar cada una de las alternativas, se determinó que la que mejor satisface las necesidades institucionales, en ausencia de un indicador que mida adecuadamente y con criterios objetivos el desempeño de los funcionarios, es la asignación de parqueos mediante sorteo, alternativa que se presenta el día de hoy por parte de la Administración.

La señora **Mayela Sequeira Castillo** informa que en abril de 2015, finaliza todo el proceso en cuanto a los instrumentos de la evaluación del desempeño. Una vez que se cuente con estos instrumentos, se debería revisar nuevamente el tema de la asignación de los espacios en el parqueo; ya que se tendría un sistema que realmente va a medir adecuadamente el desempeño de los funcionarios.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** sugiere que esta Junta Directiva acoja la propuesta del sorteo como un mecanismo de transición, hasta tanto se cuente con el sistema de evaluación del desempeño y que este, en el futuro, se vuelva el único criterio para la asignación de espacios en el parqueo.

La señora **Adriana Garrido Quesada** manifiesta estar de acuerdo con la propuesta de la directora Saborío Alvarado. Agrega que votará a favor de la propuesta, en el entendido de que es una medida temporal, hasta tanto se cuente con el sistema de evaluación del desempeño.

El señor **Rodolfo González Blanco** señala que el tema en discusión no es fácil. Considera que no existe un método perfecto, todos tienen pros y contras, por lo que, se terminó aceptando el sistema del sorteo, precisamente porque asegura igualdad de condiciones para todos los funcionarios.

La señora **Mayela Sequeira Castillo** comenta que en la Institución se tiene que trabajar en un cambio cultural fuerte, para lograr realmente aplicar el nuevo sistema de evaluación del desempeño. Se debe tener todo un proceso de capacitación y pasar de un proceso muy subjetivo a indicadores de desempeño más fuertes, lo cual significa un cambio cultural radical.

La señora **Paola Ayala Gamboa** señala que el sistema de sorteo y en línea con lo manifestado por la señora Sequeira Castillo, ayudará a mejorar el clima organizacional.

El señor **Ricardo Matarrita Venegas** agrega que se debe tener en consideración que se está manejando el tema de la construcción de un nuevo edificio para la Institución, por lo que se tomarán decisiones que implicarían nuevos reglamentos de espacios en el parqueo.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Operaciones y el Departamento de Servicios Generales, conforme a los oficios 778-DGO-2014 y 113-DSG-2014, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación.

Seguidamente los directores (as) López Castro, Saborío Alvarado, Gutiérrez López y Garrido Quesada votan a favor de la propuesta, mientras que el director Sauma Fiatt, vota en contra por los motivos expuestos anteriormente. La Junta Directiva, resuelve, por mayoría de cuatro votos a uno:

CONSIDERANDO:

- I) Que mediante oficio N° 555-RG-2014 del 1 de agosto de 2014, el Regulador General, emitió “Nueva instrucción sobre propuestas de normativa administrativa”, con el *“fin de fortalecer y mejorar el procedimiento de iniciativa, discusión y aprobación de la normativa interna. Con dichos cambios se procura agilizar la labor, evitando reprocesos”*.
- II) Que mediante oficio N° 778-DGO-2014 del 8 de diciembre de 2014, la Dirección General de Operaciones, remitió a la Secretaría de Junta Directiva propuesta de modificación al “Reglamento para la Administración y el uso de los espacios para el estacionamiento en las instalaciones que ocupe la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RAUDE)”, elaborada por el Departamento de Servicios Generales y remitida mediante oficio N° 113-DSG-2014, oficio que sirve de sustento para el presente acuerdo, y que se expuso lo siguiente:

“(…) me permito remitir la presente propuesta de modificación al Reglamento para la Administración y el uso de los espacios para el estacionamiento en las instalaciones que ocupe la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RAUDE).

Valga señalar que la presente propuesta responde a la siguiente exposición de motivos:

1) Motivo de la propuesta:

La situación que se pretende mejorar es el clima organizacional de los funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, que requieren utilizar espacios de estacionamiento en la Institución.

En cuanto al motivo del cambio, es importante recalcar, que los espacios de estacionamiento institucionales, no representan un derecho adquirido de los funcionarios, tal como en reiteradas ocasiones lo ha dispuesto la Procuraduría General de la República. Se destaca en este sentido, la opinión jurídica OJ-103-2000 de 18 de setiembre de 2000, de la Procuraduría General de la República, la cual indicó que la facilitación de un espacio de parqueo institucional constituye una decisión discrecional de la Administración que confiere en forma precaria permisos para utilizar instalaciones públicas, todo a condición de que no se afecten intereses públicos:

"Teniendo presente que "El derecho administrativo será aplicable a las relaciones de servicio entre la Administración y sus servidores públicos" (artículo 112.1 de la citada Ley General), la decisión administrativa de permitir, facilitar y hasta asignar con regulaciones un espacio físico al personal de la Asamblea –y de la Administración Pública en general-, para estacionar sus vehículos particulares, representa un permiso de uso de un bien público, patrimonio del Estado.

Entonces, debe establecerse si la facilitación de espacios para estacionamiento constituye o no una prestación salarial y si el uso del correspondiente espacio significa un derecho adquirido.

El Capítulo IV del Título II del Código de Trabajo denominado "Del salario y de las medidas que lo protegen", en el artículo 164 autoriza el pago de la remuneración en dinero y en especie. Por su parte el numeral 166 dispone el contenido del denominado salario en especie, como aquella prestación que reciba el trabajador o su familia en alimentos, habitación, vestidos y demás artículos destinados a su consumo personal inmediato. Expresamente indica esa norma que "no se computarán como salario en especie los suministros de carácter indudablemente gratuito que otorgue el patrono al trabajador, los cuales no podrán ser deducidos del salario en dinero ni tomados en cuenta para la fijación del salario mismo".

Esa naturaleza de gratuidad y destino del salario en especie también la han determinado en esa forma los tribunales de trabajo, entre los que podemos citar la sentencia No.911 de 13:00 horas del 17 de octubre de 1991, pronunciada por la Sección Segunda del Tribunal Superior de Trabajo de San José, y las resoluciones de la Sala Segunda No.213-85; 211-86; 114-88; 101-89; 47-92; 46-93 y más reciente la 366 de 15:00 horas del 10 de noviembre de 1994 y la 386-94 de 8:45 horas del 25 de noviembre de 1994.

Además de lo anterior, esa Sala Segunda de la Corte en su resolución No.84-99 de las 10:40 horas del 16 de abril de 1999, expresó que: "cuando se trata de entes de derecho público, los mismos deben regirse por el Principio de Legalidad (artículo 11 de la Ley General de la Administración Pública y artículo 11 de la Constitución Política) de forma tal que, únicamente se

consolidarán como salario en especie, aquellos que así estén previstos y regulados en el ordenamiento Jurídico Positivo."

Ello significa que una prestación que otorgue la administración pública a sus servidores o funcionarios no constituye salario en especie si es facilitada en forma gratuita, para el disfrute inmediato y directo de la persona y sus familiares, y que no exista en el ordenamiento jurídico institucional la correspondiente calificación salarial en especie. En ese sentido se pronunció esta Procuraduría en el dictamen C-121-92 de 4 de agosto de 1992.

Pero además de lo anterior, tanto los tribunales jurisdiccionales, como esta Procuraduría, ya resolvieron sobre la naturaleza de la facilitación de parqueo o estacionamiento institucional a los servidores y funcionarios públicos. Precisamente la citada sentencia No.366-94 de 15:00 horas de 10 de noviembre de 1994 de la Sala Segunda, expresó:

"En el sub-lite nos encontramos ante un caso de una liberalidad otorgada por el patrono y no de un salario en especie, porque el beneficio disfrutado, no tiene carácter remunerativo y no se otorgó a cambio de una prestación. El Poder Judicial como entidad pública que es, tiene la obligación de tomar las medidas administrativas necesarias para proteger los bienes que estén bajo su custodia. Dentro de este contexto, el espacio de parqueo ubicado en el sótano del edificio del Poder Judicial, es un bien de éste último, cuya utilización depende fundamentalmente del servicio público que debe brindar. El hecho de que se permitiera a los actores utilizar ese espacio como parqueo, obedece claramente a una liberalidad o suministro gratuito y por ende no puede considerarse salario en especie. Por este motivo, cuando la adquisición de la nueva flotilla de vehículos requirió de mayor espacio para guardarlos, tornó ineludible eliminar la liberalidad otorgada a los reclamantes y la decisión de la Corte Plena de utilizar el parqueo hasta ahora concedido a los funcionarios públicos estuvo ajustada a derecho.-

VI.-

(...) debe quedar bien claro, que aun cuando el estacionamiento hubiera sido otorgado antes de 1975, cuando no existía reglamento donde se eliminaran expresamente derechos adquiridos sobre él, tampoco esto varía el razonamiento expuesto, porque lo importante es que en el caso de la Administración, lo que debe establecerse es la existencia de una norma expresa que otorgue el beneficio y mientras no se autorice el mismo, expresamente, no se pueden alegar derechos adquiridos. Debe recordarse que se trata de bienes públicos, destinados a cumplir una finalidad de la misma naturaleza. El planteamiento que se ha expuesto nos lleva a concluir que el presente reclamo, debe resolverse dentro del ámbito de la normativa específica del "servidor público" donde prevalece el interés de la misma naturaleza, y lo que debe determinarse es si el patrono, Estado, actuó abusivamente, en perjuicio de los reclamantes. La respuesta en este caso es negativa. En aras de proteger bienes públicos, cuya finalidad era cumplir en mejor forma los objetivos que la Constitución Política y la ley le encomiendan al Estado, y concretamente, al Poder Judicial, éste eliminó los parqueos concedidos, a los reclamantes. La actuación que es totalmente racional, y en aras de cumplir el servicio público que le es asignado adecuándolo a las necesidades sociales de la época. Sobre esta actuación no puede prevalecer el interés personal, no otorgado por ninguna ley, de los actores. Consecuente

con lo expuesto, los actores carecen de fundamento legal para su reclamo, y la sentencia recurrida debe revocarse.”

De lo anterior se obtiene, que el uso de espacio de estacionamiento a los funcionarios de la Autoridad Reguladora, es una facilidad conferida a estos y regulada bajo el Reglamento para la Administración y el Uso de los Espacios para Estacionamiento (RAUDE) en las Instalaciones que ocupa la ARESEP, fruto del ejercicio de un poder discrecional de la Administración, que confiere en forma unilateral y precaria un permiso para utilizar instalaciones públicas, en la medida y hasta tanto que esa autorización no afecte el uso racional de las mismas en orden a la satisfacción del interés público en juego.

2) Contenido:

El detalle de los cambios propuestos al RAUDE, se expondrá por cada uno de los artículos que se proponen modificar, sean: 8, 9, 10, 11, 15, 16 y Transitorios.

- En cuanto al artículo 8, sobre la prioridad de asignación, específicamente el inciso e), sobre asignación de estacionamiento por concurso, para que en su lugar sea por la modalidad de sorteo. Se propone la siguiente modificación, en la cual se destaca en color rojo los cambios propuestos y se tacha lo que se considera oportuno eliminar:*

“Artículo 8º-Prioridad de asignación. La asignación de espacios para estacionamiento, se realizará, conforme el siguiente orden de prioridad y disposiciones:

(...)

e) Para uso de sus funcionarios y asignados por ~~sorteo~~ ~~concurso~~: Se asignará los restantes espacios para los funcionarios ~~que obtengan un espacio en razón de un sorteo anual que realizará Servicios Generales. con mejor puntuación en el procedimiento de asignación por concurso.~~”

- En cuanto al artículo 9, se destacan en color rojo la propuesta a incorporar y lo tachado es lo que se propone eliminar:*

“Artículo 9º-Asignación por ~~concurso~~ ~~sorteo~~. La asignación de espacios por ~~concurso~~ ~~sorteo~~ se realizará conforme el siguiente procedimiento.

~~La Administración~~ ~~Servicios Generales~~ deberá iniciar el ~~proceso del~~ ~~concurso~~ ~~sorteo~~ en la primera semana del mes de diciembre de cada año y poner a disposición de los funcionarios el formulario respectivo de solicitud de espacio para estacionamiento. En el formulario se indicará: el nombre del funcionario, ~~la categoría del puesto, marca~~ y número de placa de los automóviles que pretende utilizar para ocupar el espacio de estacionamiento. Cada funcionario podrá optar por un espacio de estacionamiento, sin perjuicio que indique distintas placas de vehículos para el espacio asignado, ~~todos ellos de su uso particular y conducción, indistintamente si el vehículo está inscrito a su nombre.~~

Los funcionarios interesados en obtener un espacio de estacionamiento de la Autoridad Reguladora, deberán *presentar por escrito en Servicios Generales* ~~remitir por medio de correo electrónico~~ su solicitud *debidamente firmada* utilizando el formulario respectivo, ~~dirigido a la Jefatura del Departamento de Servicios Generales~~. El plazo para su *entrega envío* es de tres días hábiles desde el momento de la comunicación del concurso.

Una vez vencido el plazo *para la recepción de solicitudes*, ~~el Departamento de Servicios Generales~~ comunicará mediante correo electrónico a todos los funcionarios interesados la hora, fecha y lugar en que se llevará a cabo el sorteo anual para la asignación de los espacios de estacionamiento. *;* ~~realizará un estudio en el que se aplicará la fórmula definida en el artículo 10 de este reglamento. Por lo que se establecerá un orden de asignación de los espacios de estacionamiento, conforme el orden de puntuación hasta agotar los espacios disponibles.~~

Servicios Generales, llevará a cabo el sorteo, con los interesados que deseen asistir, para ello levantará un acta donde se describirá entre otros, los nombres completos de los funcionarios beneficiados con los espacios asignados, el número de espacio asignado y el estacionamiento respectivo. El mismo sorteo definirá una lista de espera de 25 funcionarios que, por razón de la limitación en la cantidad de espacios en los estacionamientos, deben esperar una oportunidad para contar con este beneficio; se ubicarán en orden de cómo sean favorecidos en el sorteo. ~~coordinará con la Dirección de Recursos Humanos para obtener la información necesaria, sobre la categoría, la antigüedad y la fecha de ingreso a la Autoridad Reguladora de cada funcionario solicitante.~~

Diez días hábiles posteriores al sorteo ~~El Departamento de Servicios Generales~~, emitirá una resolución, ~~a más tardar en la tercera semana del mes de enero de cada año~~, en la que se informará, la asignación efectuada de *todos* los espacios de estacionamiento, *incluyendo los beneficiados en la lista de espera*. La misma será notificada a todos los funcionarios por correo electrónico.”

En caso de ampliación en la cantidad de espacios en los estacionamientos por la circunstancia que sea, estos funcionarios pasarán a ocupar un espacio de estacionamiento hasta donde alcance la capacidad de ampliación y siempre respetando el mismo orden en que habían sido favorecidos en el sorteo, situación que notificará *Servicios Generales mediante resolución.*”

- Sobre el artículo 10, debido a que el contenido de este artículo es sobre los factores de calificación para la asignación por concurso y se está proponiendo modificar de concurso a modalidad de sorteo, lo procedente es suprimir el artículo por completo y en consecuencia la numeración del restante articulado debe modificarse.

- En cuanto al artículo 11, sobre el contenido de la resolución de asignación de espacios, se propone la siguiente modificación, en la cual se destaca en color rojo los cambios propuestos y se tacha lo que se considera oportuno eliminar.

“Artículo 11.-Contenido de la resolución de asignación de espacios.

La resolución del Departamento de Servicios Generales de asignación de espacios de estacionamiento deberá ser motivada y contener al menos los siguientes datos:

(...)

e) el nombre de los funcionarios, números de placas y el espacio del estacionamiento, que ocuparán en atención a la asignación por ~~concurso de~~ sorteo,

f) el listado de los 25 funcionarios que queda en lista de espera, en el orden de cómo fueron favorecidos. ~~ordenados de mayor a menor conforme su puntuación y con aplicación de criterios de desempate, si procede,~~

(...)

Dicha resolución debe ser notificada a los funcionarios por medio del correo electrónico.

La resolución podrá ser impugnada ante la Dirección General de Operaciones.”

También se requiere realizar los siguientes cambios, los cuales se han podido identificar que en la práctica requiere mejoras:

- Respecto al artículo 13, que faculta a Servicios Generales a disponer de espacios de estacionamiento por circunstancias especiales, ante el cambio del concurso por sorteo, resulta necesario definir de cuales espacios y en que estacionamientos podría disponer la Administración. Se propone el siguiente cambio con el propósito de dejar claramente definido este aspecto ante una situación de requerimiento que se presente en este sentido.

“Artículo 13.—Uso de los espacios del estacionamiento por circunstancias especiales.

Cuando la Autoridad Reguladora o un tercero autorizado por esta, requiera utilizar los espacios de estacionamiento por circunstancias especiales o de interés institucional, la Administración podrá suspender las facilidades de cualquiera de los estacionamientos por el tiempo que lo considere conveniente. Para tal efecto, el Departamento de Servicios Generales emitirá el respectivo comunicado, mediante correo electrónico a los que disfruten de esa facilidad, con al menos un día hábil de antelación, para que adopten las medidas del caso.

La suspensión de dicha facilidad les aplicará dependiendo de la cantidad de espacios requeridos y en orden adverso de cómo fueron favorecidos en el sorteo, es decir se dispondrá del último espacio asignado, luego el penúltimo y así sucesivamente. ~~a quienes, teniendo asignado un espacio para estacionamiento asignado, posean la calificación más baja. Estos funcionarios pasarían a la lista de espera, conforme su calificación.~~”

- En el artículo 15, sobre obligaciones de quienes se les asigne un espacio en el estacionamiento, se propone el siguiente cambio, con la espíritu de asegurar que la asignación de espacios de estacionamientos sean utilizados únicamente por el funcionario quien resultó favorecido con el sorteo, y de ésta forma evitar prestamos entre los funcionarios, o utilización de un tercero.

“Artículo 15.-Obligaciones de quienes se les asigne un espacio en el estacionamiento.

Son obligaciones de quienes se les asigne un espacio en el estacionamiento, las siguientes:

(...)

d) abstenerse de intercambiar, ceder, prestar o permitir el uso del espacio que tiene asignado, ~~a otra persona,~~ otro funcionario o persona ajena a la Institución, tengan o no el vehículo registrado a su nombre, (...).”

- En el artículo 16, sobre inspecciones y denuncias

“Artículo 16.-Inspecciones y denuncias.

El Departamento de Servicios Generales podrá constatar el cumplimiento de las obligaciones con respecto al uso del espacio de estacionamiento, a través de la atención de denuncias o de oficio, a través de inspecciones.

Las denuncias que se recibieren serán incorporadas, tramitadas y decididas en un expediente administrativo.

Servicios Generales enviará en primera instancia, por correo electrónico una prevención a los funcionarios cuando por motivo de una inspección de oficio o queja de algún funcionario afectado, se determine el incumplimiento de las obligaciones del reglamento a que están sujetos. Dicha prevención se hará con una advertencia de no volver a incurrir en dicha falta, caso contrario será objeto del inicio del procedimiento establecido para la revocatoria del beneficio del espacio de estacionamiento.

Las declaraciones de las partes, testigos y las inspecciones, deberán ser consignadas en un acta, conforme lo establecido en el artículo 270 de la Ley General de la Administración Pública. En lo posible el acta se levantará en presencia de la persona a quien afecta o en su defecto en presencia de dos testigos, quienes pueden ser parte del personal de la Autoridad Reguladora.

De comprobarse el incumplimiento de este reglamento se le revocará la facilidad conforme lo dispuesto en el artículo 19 de este reglamento.”

- En cuanto a los Transitorios, en razón de los cambios anteriormente propuestos, correspondería modificarlos en el siguiente sentido, en color rojo la propuesta:

“Transitorio I.- Se deroga los transitorios I y III del Reglamento para la administración y el uso de los espacios para estacionamiento en las instalaciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RAUDE), publicado en la Gaceta N° 64 del 1 de abril de 2014.

Transitorio II.- Se mantienen en todos sus extremos el transitorio II del Reglamento para la administración y el uso de los espacios para estacionamiento en las instalaciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RAUDE), publicados en la Gaceta N° 64 del 1 de abril de 2014, el cual señala: (...)”

3) Fin:

El objeto de los cambios es modificar la forma de asignación de los espacios de estacionamiento, a una modalidad en la que todos los funcionarios que soliciten un espacio de estacionamiento posean las mismas posibilidades de obtener el beneficio. Dicha modalidad es la de asignación por sorteo. Para ello, se propone que este Departamento realice un sorteo anual de los espacios de estacionamiento, para aquellos que lo soliciten.

Finalmente, en cuanto a que se indique si existe contenido presupuestario y viabilidad financiera para implementar los cambios que conllevaría la aprobación de la propuesta, es preciso indicar que ésta es viable desde el punto de vista de costos de operación, ya que el objetivo de regular la forma en que se asignaran los espacios de estacionamiento no supone ningún incremento del presupuesto. Es preciso indicar, que actualmente los espacios de estacionamiento están dados por condiciones del contrato de arrendamiento suscrito con IMPROSA SAFI.”

- III)** Con fundamento en los considerando precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: Ordenar a la Secretaría de Junta Directiva, a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y al Departamento de Gestión Documental, proceder de conformidad con la directriz denominada “Nueva instrucción sobre propuestas de normativa administrativa”, emitida mediante oficio N° 555-RG-2014.
- IV)** Que en sesión 71-2014, del 11 de diciembre de 2014, cuya acta fue ratificada el 15 de diciembre de 2014; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre base de los oficios de cita, acordó entre otras cosas, dictar el presente acuerdo.

**POR TANTO
LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

Con fundamento en la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley N° 7593 y sus reformas, y los oficios 778-DGO-2014 y 113-DSG-2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos dispone:

ACUERDO 19-71-2014

Ordenar a la Secretaría de Junta Directiva, a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y al Departamento de Gestión Documental, proceder de conformidad con la directriz denominada “Nueva instrucción sobre propuestas de normativa administrativa”, emitida mediante oficio N° 555-RG-2014.

ACUERDO FIRME.

A las diecisiete horas con cuarenta y cinco minutos, se retiran la señora Mayela Sequeira Castillo y el señor Carlos Chinchilla Bermúdez.

ARTÍCULO 13. Propuesta final del Reglamento para el Uso de los Recursos de Tecnologías de Información de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RUTI).

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, el señor Rodolfo Zamora Chaves, Director de la Dirección de Tecnologías de Información y Alexander Herrera, Jefe del Área de Tecnologías de Información de la Superintendencia de Telecomunicaciones.

La Junta Directiva conoce los oficios 1029-DGAJR-2014/290-DTI-2014/8698-SUTEL-DGO-2014 del 8 de diciembre de 2014, mediante los cuales la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, la Dirección de Tecnologías de Información y el Área de Tecnologías de Información de la SUTEL, remiten la propuesta final del “Reglamento para el Uso de los Recursos de Tecnologías de Información de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RUTI)”, expediente OT-13-2014.

La señora **Aracelly Marín González** presenta la valoración final del RUTI. Se refiere a los antecedentes de los reglamentos, la estructura del mismo, así como a los cambios realizados por la Superintendencia de Telecomunicaciones.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, la SUTEL, conforme a sus oficios 1029-DGAJR-2014/290-DTI-2014/8698-SUTEL-DGO-2014, la señora **Grettel López Castro** somete a votación la propuesta final del Reglamento para el Uso de los Recursos de Tecnologías de Información de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RUTI).

La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, de conformidad con los artículos 45 y 53 incisos e) y ñ) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593) y el artículo 361 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227), dispone por unanimidad y con carácter de firme:

CONSIDERANDO:

- I. Que la Ley 7593, en su artículo 45 dispone que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos está facultada para establecer su organización interna, a fin de cumplir sus funciones.

- II.** Que de conformidad con lo establecido en el artículo 53 incisos e) y ñ) de la Ley 7593, le corresponde a la Junta Directiva dictar las normas y políticas que regulen las condiciones laborales, las obligaciones y los derechos de los funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y de la Superintendencia de Telecomunicaciones.
- III.** Que la Contraloría General de la República, emitió la directriz llamada: “Normas técnicas para la gestión y el control de las Tecnologías de Información (N-2-2007-CO-DFOE)” la cual fue aprobada mediante la resolución del despacho de la Contraloría General de la República, R-CO-26-2007 del 7 de junio de 2007 y publicada en el diario oficial La Gaceta 119, del 21 de junio de 2007.
- IV.** Que la directriz N-2-2007-CO-DFOE, tiene por objetivo establecer los criterios básicos de control que deben observarse en la gestión de esas tecnologías y que tiene como propósito coadyuvar en su gestión, en virtud de que dichas tecnologías se han convertido en un instrumento esencial en la prestación de los servicios públicos, representando inversiones importantes en el presupuesto del Estado.
- V.** Que mediante el oficio 348-SJD-2013 del 28 de mayo de 2013, se comunicó el acuerdo 01-42-2013 de la sesión extraordinaria 42-2013, celebrada el 27 de mayo de 2013, por medio del cual se emitió el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF). Dicho reglamento fue publicado en el diario oficial en el Alcance 101 a La Gaceta 105 del 3 de junio de 2013.
- VI.** Que el RIOF en su artículo 25 incisos 1, 2, 7, 8 y 12, establece como funciones de la Dirección de Tecnologías de Información, entre otras, las siguientes:
1. Desarrollar e implementar un Plan Estratégico de Tecnologías de Información, alineado con el Plan estratégico institucional.
 2. Proponer e implementar políticas para el desarrollo tecnológico de la Institución.
 7. Asegurar el cumplimiento de las condiciones de seguridad física (infraestructura) y lógica (sistemas) de la plataforma tecnológica de la organización.
 8. Fiscalizar la correcta utilización de la infraestructura, datos y sistemas informáticos de Aresep.
 12. Desarrollar e implementar propuestas institucionales para el mejor aprovechamiento de los recursos tecnológicos existentes y para la aplicación de nuevas tecnologías que mejoren la gestión de Aresep.
- VII.** Que el RIOF en su artículo 50, establece como funciones del Área de Tecnologías de Información de la Sutel, entre otras, las siguientes:
1. Coordinar la elaboración del Plan Estratégico de tecnología de la Información y velar por el desarrollo e implementación respectiva.
 2. Centralizar los requerimientos de equipos informáticos y de telecomunicaciones de cada una de las unidades orgánicas; proponer y asesorar técnicamente su adquisición.

3. Elaborar el conjunto de estándares, normas y procedimientos en materia de tecnologías de información y comunicación para la adquisición, el uso y administración de los bienes y servicios informáticos, debiendo proponerla al Director General de Operaciones para su aprobación.
 4. Administrar, asignar, distribuir y mantener los equipos de procesamiento de datos.
 5. Administrar técnicamente el portal electrónico de la Sutel.
 6. Adicionalmente, todas aquellas otras funciones que le asigne el Consejo de la Sutel.
- VIII.** Que se requiere contar con un reglamento que establezca disposiciones de control, obligaciones y prohibiciones para los funcionarios sobre el uso de los recursos y servicios informáticos, especialmente sobre internet, correo electrónico, uso de contraseñas, software y equipos. Dicha normativa debe ser acorde a la directriz N-2-2007-CO-DFOE citada y a lo dispuesto en el RIOF.
- IX.** Que el 9 de enero de 2014, mediante el acuerdo 09-01-2014 del acta de la sesión ordinaria 01-2014, ratificada el 16 de enero de 2014, la Junta Directiva dispuso, entre otras cosas: “I. Solicitar a la Dirección de Tecnologías de Información que tramite la apertura de un expediente administrativo que contenga los documentos de la propuesta de RUSTI a efectos de que estuviera disponible para los interesados. II. Instruir al Secretario de Junta Directiva para que una vez que esté conformado el expediente, se comunicara dicho acuerdo al personal, tanto de la Aresep como de la Sutel. III. Someter a consulta de los funcionarios, por el plazo de 10 días hábiles contados a partir del día hábil siguiente a la comunicación de dicho acuerdo”. (Folios 62 al 65)
- X.** Que el 30 de enero de 2014, por medio del oficio 018-DTI-2014, la Dirección de Tecnologías de Información solicitó al Departamento de Gestión Documental, la apertura de un expediente OT, para incorporar todo lo relativo a la propuesta de reglamento. (Folio 01)
- XI.** Que el 3 de febrero de 2014, mediante correo electrónico, la Secretaría de Junta Directiva comunicó el acuerdo 09-01-2014 del acta de la sesión ordinaria 01-2014 a los funcionarios tanto de la Autoridad Reguladora como de la Sutel y se indicó que el plazo límite que tenían para presentar observaciones a la propuesta de reglamento en cuestión, era el 17 de febrero de 2014. (Folios 88 al 102)
- XII.** Que se recibieron observaciones de los funcionarios a través del correo electrónico. Se recibió observaciones de los funcionarios: Maryleana Méndez Jiménez, Ana Yancy Casanova Pereira, Allan Corrales Acuña, Marcela Vega Miranda, Francela García Romero, Edwin Espinoza Mekbel, Marta Leiva Vega y Carolina Mora Rodríguez. La revisión de dichas observaciones estuvo a cargo de la Dirección de Tecnologías de Información. (Folios 66 al 182)
- XIII.** Que el 16 de junio de 2014, por medio del oficio 130-DTI-2014, la Dirección de Tecnologías de Información, remitió a la Gerencia General una versión final del RUSTI, según el análisis de las observaciones realizadas. (Folios 129 al 140)

- XIV.** Que el 16 de junio de 2014, mediante el oficio 408-DGO-2014, la Gerencia General, remitió la propuesta de reglamento en cuestión, a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis. (Folio 182)
- XV.** Que el 4 de julio de 2014, mediante el oficio 498-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, realizó una revisión de la propuesta del RUSTI. (Folios 141 al 144)
- XVI.** Que el 21 de julio de 2014, por medio del oficio 467-DGO-2014, la Gerencia General, remitió una nueva propuesta de reglamento RUSTI, a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis. (Folio 238)
- XVII.** Que el 6 de agosto de 2014, mediante el oficio 589-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria recomendó a la Gerencia General someter a conocimiento de Junta Directiva la propuesta de reglamento en cuestión. (Folios 239 al 240)
- XVIII.** Que el 13 de agosto de 2014, por medio del oficio 556-DGO-2014, la Gerencia General, sometió a conocimiento de los miembros de Junta Directiva la propuesta de reglamento RUSTI. (Folio 242)
- XIX.** Que el 14 de agosto de 2014, mediante el oficio 503-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria el oficio 556-DGO-2014 para su análisis. (Folio 241)
- XX.** Que el 10 de setiembre de 2014, por medio del oficio 201-DTI-2014, la Dirección de Tecnologías de la Información emitió informe final sobre la propuesta de RUSTI. (Correrá agregado a los autos)
- XXI.** Que el 25 de setiembre de 2014, mediante del oficio 765-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, realizó análisis de la propuesta de reglamento en cuestión. (Folios 244 al 249)
- XXII.** Que el 13 de octubre de 2014, mediante el acuerdo 02-61-2014 tomado en la sesión extraordinaria número 61-2014, la Junta Directiva dispuso: “Posponer la discusión de la propuesta del Reglamento para el uso de servicios de Tecnologías de Información de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RUSTI), y solicitar a la Dirección de Tecnologías de Información que, a más tardar el 13 de noviembre de 2014, presente la propuesta ajustada del citado reglamento, la cual incorpore un capítulo específico para la Superintendencia de Telecomunicaciones.” (Correrá agregado a los autos)
- XXIII.** Que el 17 de noviembre de 2014, mediante el oficio 263-DTI-2014, la Dirección de Tecnologías de Información, remitió a la Secretaría de Junta Directiva una versión final sobre el Reglamento para el uso de tecnologías de información de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RUTI). (Correrá agregado a los autos)

- XXIV.** Que el 17 de noviembre de 2014, mediante el oficio 804-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el oficio 263-DTI-2014 para su análisis. (Correrá agregado a los autos)
- XXV.** Que el 02 de diciembre de 2014, mediante oficio 1011-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria realizó análisis del oficio 263-DTI-2014. (Correrá agregado a los autos)
- XXVI.** Que el 08 de diciembre de 2014, mediante los oficio N° 1029-DGAJR-2014, 290-DTI-2014 y 8698-SUTEL-DGO-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, la Dirección de Tecnologías de Información de la Aresep y la Unidad de Tecnologías de Información de la Sutel, remitieron a la Junta Directiva una propuesta final sobre el Reglamento para el uso de tecnologías de información de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RUTI). (Correrá agregado a los autos)

POR TANTO
LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
RESUELVE:

ACUERDO 20-71-2014

- I.** Aprobar el Reglamento para el uso de los recursos de tecnologías de información de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado, (RUTI), tal y como se transcribe a continuación:

REGLAMENTO PARA EL USO DE LOS RECURSOS DE TECNOLOGÍAS DE
INFORMACIÓN DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS
PÚBLICOS Y SU ÓRGANO DESCONCENTRADO. (RUTI)
CAPÍTULO I
DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Objeto

Este reglamento regula el uso de los recursos tecnológicos provistos por la Autoridad Reguladora y su órgano desconcentrado, la Superintendencia de Telecomunicaciones (Sutel) a sus funcionarios, a fin de que sean utilizados de forma correcta y eficiente.

Para efectos de este reglamento cuando se refiere al cargo, puesto o condición de una persona, se entenderá sin distinción o discriminación de género.

Artículo 2.- Ámbito de aplicación

El presente reglamento es de observancia general y obligatoria para los funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado, la Superintendencia de Telecomunicaciones (Sutel), sean estos funcionarios por cargos fijos, interinos, por servicios especiales o contratados bajo cualquier modalidad y que utilicen algún tipo de recurso tecnológico de la Institución. Ello con independencia de que actúe dentro o fuera de su horario de prestación de servicios, dentro o fuera de la Institución, o dentro o fuera del país.

Las prohibiciones, obligaciones y funciones estipuladas en el presente reglamento son complementarias a lo establecido en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF), y el Reglamento Autónomo de las Relaciones de Servicio entre la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, su órgano desconcentrado y sus funcionarios (RAS), y cualquier otra normativa aplicable a la Institución.

Artículo 3.- Definiciones

Para efectos de este reglamento, se define lo siguiente:

- 1) Accesorios: Utensilios auxiliares que se utilizan para realizar un cierto trabajo o que permiten un funcionamiento complementario de una computadora.
- 2) Antivirus: Programas cuyo objetivo es detectar y eliminar virus informáticos.
- 3) Autenticar: Acto de establecimiento o confirmación de algo (o alguien) como auténtico, es decir que reclama “hecho por”. La autenticación de un objeto puede significar la confirmación de su procedencia, mientras que la autenticación de una persona consiste en verificar su identidad.
- 4) Autoridad Reguladora o Institución: Se refiere a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos incluido su órgano desconcentrado, la Superintendencia de Telecomunicaciones –(Sutel)
- 5) Buzón de correo electrónico: Depósito que sirve para almacenar correos electrónicos.
- 6) Chat: Término utilizado para referirse al servicio de mensajería instantánea o en tiempo real.
- 7) Computadora: es un sistema electrónico rápido y exacto que manipula símbolos o datos que están diseñados para aceptar datos de entrada, procesarlos y producir salidas (resultados) bajo la dirección de un programa de instrucciones almacenado en su memoria.
- 8) Comunicaciones electrónicas: Servicio tecnológico para el trasiego de información, brindado a través de la infraestructura de comunicaciones.
- 9) Confidencialidad: Garantía de que la información sea accesible sólo a aquellas personas autorizadas a tener acceso a ella.
- 10) Contraseña o password: Forma de autenticación que utiliza información secreta para controlar el acceso hacia algún recurso.
- 11) Correo electrónico: Servicio de red que permite a los usuarios enviar y recibir mensajes y archivos rápidamente (también denominados mensajes electrónicos o cartas electrónicas) mediante sistemas de comunicación electrónicos.
- 12) Dato: Representación simbólica (numérica, alfabética, algorítmica etc.), atributo o característica de una entidad.
- 13) Dispositivo: Componente de la computadora, es un aparato o mecanismo que desarrolla determinadas acciones. Su nombre está vinculado a que dicho artefacto está dispuesto para cumplir con su objetivo.
- 14) DMZ o red perimetral: Zona desmilitarizada (conocida también como DMZ, sigla en inglés de demilitarized zone) es una red local que se ubica entre la red institucional de una organización e Internet.
- 15) En línea: Se dice que algo está en línea, on-line u online (términos en idioma inglés) si está conectado a una red o sistema mayor (que es, implícitamente, la línea).

- 16) Funcionario: Persona física que de acuerdo con los trámites establecidos haya sido o llegare a ser nombrado por el Regulador General o por el Consejo de la Sutel según corresponda y preste sus servicios a la Institución o, por la Junta Directiva, en el caso del Auditor Interno y los miembros del Consejo de la Sutel o, por el Consejo de Gobierno, en el caso del Regulador General y el Regulador General Adjunto.
- 17) Hardware: Todas las partes tangibles de un sistema informático; sus componentes son: eléctricos, electrónicos, electromecánicos y mecánicos. Son cables, gabinetes o cajas, periféricos de todo tipo y cualquier otro elemento físico involucrado. Se entiende además de las computadoras de escritorio, computadoras personales, dispositivos móviles, impresoras, los dispositivos USB, datacards, y otros que por su naturaleza tengan esa condición.
- 18) Información confidencial: Toda aquella información declarada así por normativa vigente, o por el Jerarca Superior Administrativo, así como los proyectos de resolución, los informes para órganos consultivos y los dictámenes de estos antes de que hayan sido rendidos.
- 19) Infraestructura: Conjunto de dispositivos físicos, aplicaciones de software y servicios que requiere para operar toda la Institución. Se compone de elementos como hardware, software, bases de datos, telecomunicaciones, personas y procedimientos, todos configurados para recolectar, manipular, almacenar y procesar datos para ser convertidos en información.
- 20) Infraestructura de comunicaciones: Se refiere al hardware y software que permite la comunicación interna y externa.
- 21) Jefatura: Funcionario que ejerce autoridad jerárquica formal sobre otros funcionarios de la Institución, para dirigir y controlar las actividades técnicas y administrativas necesarias para alcanzar los objetivos de la unidad bajo su dirección.
- 22) Jerarca Superior Administrativo: Es el Regulador General para todos los funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, con las siguientes excepciones: a) En el caso del Auditor Interno, del subauditor y de los miembros del Consejo de la SUTEL, el Jerarca Superior Administrativo es la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y; b) En el caso de los funcionarios de la Sutel, el Jerarca Superior Administrativo es el Consejo de la SUTEL.
- 23) Internet: Red internacional que conecta miles de redes enlazadas y que utiliza el grupo de protocolos TCP/IP.
- 24) Licencia: Contrato entre el titular del derecho de autor (propietario) y el usuario del programa informático (usuario final), para utilizar éste, en una forma determinada y de conformidad con unas condiciones convenidas.
- 25) Recursos Humanos: es la Dirección de Recursos Humanos de la Autoridad Reguladora y la oficina equivalente de la Sutel.
- 26) Recurso tecnológico: Cualquier bien tangible e intangible es decir redes, computadoras, o equipo portátil, dispositivos móviles, servidores, sistemas, servicios de comunicación, aplicaciones, impresoras, entre otros, administrado por Tecnologías de Información.

- 27) Red institucional: Conjunto de equipos (computadoras o dispositivos) conectados por medio de cables, señales, ondas o cualquier otro método de transporte de datos, que comparten información (archivos), recursos (CD-ROM, impresoras, etc.) y servicios (acceso a internet, e-mail, chat, juegos). No se considera parte de la red institucional la red destinada para los visitantes.
- 28) Riesgo: Contingencia de un daño; en cualquier momento puede materializarse o no hacerlo nunca.
- 29) Servidor: Computadora que administra una red, brinda servicios o que mantiene grandes cantidades de datos importantes.
- 30) Sistema: Conjunto de elementos orientados al tratamiento y administración de datos e información, organizados y listos para su uso posterior, generados para cubrir una necesidad u objetivo.
- 31) Software: Conjunto de los programas de cómputo, procedimientos, reglas, documentación y datos asociados, que forman parte de las operaciones de un sistema de computación.
- 32) Software especializado: Se refiere a aquel software que no forma parte de la ofimática (procesador de texto, hoja electrónica, presentaciones), sino que representa una especialidad producto de las actividades propias de cada área, por ejemplo: SPSS, Argis, Eviews, etc.
- 33) Tecnologías de Información: Comprende la Dirección de Tecnologías de Información de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y el Departamento de Tecnologías de Información de la Superintendencia de Telecomunicaciones.
- 34) Terceros: Aquellas personas que no son funcionarios de la Autoridad Reguladora.
- 35) USB: Estándar industrial que define los cables, conectores y protocolos usados en un bus para conectar, comunicar y proveer de alimentación eléctrica entre computadoras y dispositivos electrónicos.
- 36) Usuario: Toda persona autorizada por la Autoridad Reguladora que requiera la utilización de algún recurso tecnológico.
- 37) Virus: Malware que tiene por objeto alterar el normal funcionamiento de la computadora, sin el permiso o el conocimiento del usuario.

CAPÍTULO II FUNCIONES DE LAS ÁREAS

Artículo 4.- Funciones de Tecnologías de Información

Son funciones de Tecnologías de Información, las siguientes:

- a) Modificar, limitar o eliminar cualquier uso de software, hardware, infraestructura de comunicaciones o de los recursos y servicios disponibles, como el correo electrónico e internet, no autorizados o que provoquen el detrimento del buen servicio, cuando sea contrario a las buenas prácticas, costumbres o la imagen Institucional, previa coordinación de la jefatura del funcionario que se trate.
- b) Verificar que el software Institucional cumpla con los requisitos legales y con lo estipulado en la correspondiente licencia, o en su defecto software libre.
- c) No revelar ni divulgar información relacionada con el nombre de usuario, dirección de correo electrónico o datos de los sistemas de los funcionarios de la Institución.

- d) Velar por el adecuado resguardo de los datos de su competencia, siendo los funcionarios los gestores de la información.
- e) Controlar del uso de los recursos y servicios informáticos, utilizando los mecanismos institucionales para controlar el acceso a éstos y su uso.
- f) Informar al Jerarca Superior Administrativo, sobre el incumplimiento de este reglamento.
- g) Brindar la colaboración técnica necesaria, cuando se investiguen posibles incumplimientos a este reglamento.

Artículo 5.- Suspensión del uso de los recursos tecnológicos

Es función del Superior Jerárquico Administrativo, previo conocimiento propio o informe por escrito de la jefatura, solicitar a Tecnologías de Información la suspensión en cualquier momento, del uso de los recursos tecnológicos de los funcionarios a su cargo de la Institución. Ello en caso de considerarlo conveniente para los intereses de la Institución o cuando la naturaleza de las funciones cambie y no requieran de estas herramientas.

Artículo 6.- Función de Recursos Humanos

Recursos Humanos notificará por los medios definidos para tal efecto, la salida, ingreso o traslado temporal o permanente, de cualquier funcionario de la Institución. Esto con el fin de que Tecnologías de Información inhabiliten, modifiquen o eliminen los privilegios de acceso a los recursos tecnológicos correspondientes.

CAPÍTULO III EL USO DE SOFTWARE

Artículo 7.- Uso de software

Todo software adquirido por la Institución bajo licencia, desarrollado por su personal, contratado con terceros, por donación u obtenido por algún otro medio, será usado en concordancia con lo que permiten las licencias, acuerdos, contratos, con la normativa vigente y este reglamento.

Artículo 8.- Asignación de contraseña

A cada funcionario que acceda a los recursos tecnológicos de la Autoridad Reguladora, se le asignará una identidad intransferible, compuesta por un nombre de usuario (username) y una contraseña temporal (password). Es función del funcionario colocar una contraseña secreta para el uso de acceso al equipo y sistemas.

Artículo 9.- Instalación

La instalación de software se llevará a cabo solamente por personal de Tecnologías de Información.

En aquellos casos, que se requiera de un tercero para realizar instalaciones de software, será necesario que el proceso se lleve a cabo con la autorización y supervisión de Tecnologías de Información.

Artículo 10.- Soporte técnico

Tecnologías de Información brindará el servicio de soporte técnico, únicamente a los recursos tecnológicos que hayan sido adquiridos o desarrollados para uso institucional bajo su coordinación.

Artículo 11.- Revisión antivirus

Tecnologías de Información es responsable de contar con una herramienta que permita detectar los virus que hayan sido infiltrados por correo electrónico, Internet, disco compacto o CD, dispositivo USB u otra fuente. Además de proceder a aplicar las medidas preventivas y correctivas para minimizar el riesgo de propagación en los equipos institucionales.

CAPÍTULO IV EL USO DE HARDWARE

Artículo 12.- Uso de hardware

Todo hardware adquirido por la Institución bajo licencia, por contrato con terceros, donación u obtenido por algún otro medio, será usado en concordancia con lo que permiten las licencias, acuerdos, contratos, normativa vigente y este reglamento.

Artículo 13.-Servidores

La configuración, instalación u operación de cualquier tipo de equipo en modo servidor, dentro de la red de la Institución, es responsabilidad de Tecnologías de Información.

Artículo 14.-Reparaciones o mantenimiento del hardware

En caso de requerirse reparaciones o mantenimiento, se debe coordinar con Tecnologías de Información, a fin de considerar los períodos de garantía que aplican así como las condiciones de la misma.

Artículo 15.- Desconexión

Aquellos equipos que representen un riesgo al funcionamiento de los recursos tecnológicos de la Autoridad Reguladora, serán desconectados por Tecnologías de Información sin previa comunicación al funcionario.

Artículo 16.- Conexión de equipo externo a red institucional

Únicamente en situaciones calificadas, con la autorización y coordinación de Tecnologías de Información, se permitirá conectar a la red institucional un equipo que no pertenezca a la Autoridad Reguladora.

Para estos casos Tecnologías de Información, deberá revisar previamente el equipo y dar el visto bueno que este cumple con los estándares (sistema operativo, antivirus, software instalado) de seguridad tecnológica.

Artículo 17.- Conexión de equipo externo a red para uso de visitantes

Para los equipos externos que se deseen conectar a la red inalámbrica de la Institución, se habilitará una red específica, desligada de la red institucional por medio de la DMZ, con las medidas de seguridad institucionales para su utilización.

Artículo 18.- Costo por la reparación o sustitución de los equipos

El costo por la reparación o sustitución de los equipos a raíz de los desperfectos causados a los mismos por falta de cuidado o intencionalmente, lo asumirá quien resultare responsable, siguiendo para ello el debido proceso.

CAPÍTULO V

EL USO DE LA INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES

Artículo 19.- Uso adecuado

Todas las comunicaciones electrónicas deben ser compatibles con las buenas costumbres, con la normativa vigente y este reglamento.

Artículo 20.- Acceso

Para acceder a la infraestructura de comunicaciones de la Institución, los funcionarios deben identificarse por los medios establecidos para tal efecto, dicha identificación será autenticada por Tecnologías de Información antes de permitir el uso de los recursos tecnológicos.

Los accesos con privilegios a los servidores se efectuarán por medio de un canal seguro dispuesto por Tecnologías de Información.

Artículo 21.- Limitación del uso de infraestructura de comunicaciones

El uso de los recursos a los que se tiene acceso mediante la infraestructura de comunicaciones, está limitado estrictamente para las actividades laborales propias de cada funcionario.

Cada funcionario es responsable de velar por el buen uso que hace de la infraestructura que permite el tráfico y el acceso a la información de la Institución.

Artículo 22.- Chats

Se permite el uso de la herramienta de mensajería instantánea o chat definida por la Institución para asuntos laborales.

CAPÍTULO VI

EL USO DEL CORREO ELECTRÓNICO E INTERNET

Artículo 23.- Uso individual

Ningún funcionario, más que el dueño de la cuenta, tendrá acceso al buzón de correos electrónicos, por ser estos confidenciales. La lectura o manipulación de correos electrónicos ajenos a la cuenta es una violación a la intimidad del mismo.

Artículo 24.- Acceso

A todo funcionario se le asignará una cuenta de correo electrónico para la realización de sus labores. Esta disposición solo es limitada por circunstancias de tipo técnico, económico o de inconveniencia de la Institución cuando se contravenga lo establecido en este reglamento. La solicitud del servicio de correo electrónico se realizará por los medios que Tecnologías de Información haya definido para tal efecto.

Artículo 25.- Cuentas genéricas para las áreas de la Institución

Será deber de la jefatura de cada área de la Institución, nombrar al menos una persona titular y un suplente, encargados de la administración de las cuentas genéricas asignadas, quienes asumirán la responsabilidad de la utilización de dichas cuentas de correo electrónico.

Artículo 26.- Cuentas para comisiones, asociaciones y otras

Será deber del coordinador o representante respectivo de las comisiones, asociaciones u otros, solicitar por los medios formales a Tecnologías de Información, la creación de la cuenta así como definir los permisos para cada miembro de la comisión, asociación o agrupación respectiva.

Artículo 27.- Información de la Asociación Solidarista

La Asociación Solidarista de la Autoridad Reguladora está autorizada para enviar por el correo electrónico asignado información para sus asociados, sobre las ventas u otras actividades que se realicen.

Artículo 28.- Mensajes a terceros

El envío de mensajes a terceros fuera de la Institución, se realizará con criterio selectivo por parte del funcionario, como parte del desarrollo de sus actividades laborales diarias.

Artículo 29.- Mensajes dirigidos a todos los funcionarios

El servicio de correo electrónico es una herramienta necesaria para el cumplimiento de los objetivos institucionales, por ello su uso debe estar limitado a asuntos estrictamente laborales y fines de la Institución.

Los mensajes que requieran ser enviados a todos los funcionarios de la Autoridad Reguladora serán canalizados a través de los funcionarios autorizados de cada dependencia.

Artículo 30.- Identificación de los correos masivos

En el cuerpo del mensaje masivo autorizado, se debe mencionar el nombre de quien solicitó su envío.

Artículo 31. – El uso de internet

El servicio de internet es una herramienta necesaria para el cumplimiento de los objetivos institucionales, por ello su uso debe estar limitado a asuntos estrictamente laborales y fines de la Institución.

CAPÍTULO VII

**LAS OBLIGACIONES Y PROHIBICIONES DE LOS FUNCIONARIOS EN EL
USO DE LOS RECURSOS TECNOLÓGICOS**

Artículo 32.- Obligaciones de los funcionarios

Son obligaciones de los funcionarios que utilizan los recursos tecnológicos, las siguientes:

- a) Utilizarlos para uso exclusivo del cumplimiento de sus labores.
- b) Custodiar diligentemente los recursos tecnológicos que la Institución ponga a su disposición, para evitar cualquier acceso indebido, daño físico, alteración, sustracción o utilización incorrecta.

- c) Informar a Tecnologías de Información, el uso inapropiado, abuso o acceso no autorizado a cualquier recurso tecnológico.
- d) Cuando por alguna razón deba abandonar su estación de trabajo se debe dejar la computadora bloqueada, de manera que ninguna otra persona pueda hacer uso de los recursos en su nombre.
- e) Mantener, respaldar y custodiar la información a su cargo, de su computadora y correo electrónico.
- f) Obedecer las indicaciones de Tecnologías de Información sobre aspectos a considerar en el uso de recursos tecnológicos.
- g) Informar de inmediato a Tecnologías de Información sobre la posible presencia de un virus en su equipo, con la finalidad de prevenir la propagación del mismo.
- h) Es responsabilidad de cada funcionario el resguardo y confidencialidad de la contraseña asignada. El funcionario es responsable de las acciones que se realicen con la identidad que le fue asignada.
- i) Es responsabilidad del funcionario realizar el respaldo de sus correos ubicados en las carpetas personales.

Artículo 33.- Prohibiciones para los funcionarios

Se prohíbe a los funcionarios el uso de los recursos tecnológicos para:

- a) Atender asuntos ajenos a su trabajo.
- b) Intimidar, distraer, insultar o acosar a otras personas o funcionarios.
- c) Revelar información confidencial.
- d) Distraer al resto de funcionarios de sus ocupaciones. Instalar software, por sí o por medio de otra persona, en los equipos de la Institución, si no se es parte del personal autorizado de Tecnologías de Información.
- e) Transmitir publicidad de cualquier tipo, ventas, o realizar proselitismo político, deportivo o religioso, e invitar a participar en actividades de entretenimiento ajenas a la institución.
- f) Copiar o difundir material protegido por derechos de autor o por licencias – tales como artículos o programas de computadora – de manera que infrinja las leyes que protegen la propiedad intelectual, los derechos de autor o los acuerdos de licenciamiento.
- g) Emitir, reenviar o difundir mensajes en cadena. El administrador del servicio poseerá los medios para rastrearlos, e identificar a los funcionarios que provocan, por este medio, la saturación del servicio.
- h) Suministrar la clave de acceso a otra persona, sea o no funcionario.
- i) Divulgar la dirección de cualquier correo electrónico institucional, para fines diferentes a los laborales, sin el consentimiento del propietario de la cuenta.
- h) Participar en redes sociales, juegos en línea, actividades de entretenimiento u ocio o cualquier otra actividad que no corresponda al desempeño de las funciones para lo cual el servicio es provisto.

**CAPÍTULO VIII
DISPOSICIONES FINALES****Artículo 34.- Sanciones aplicables**

El incumplimiento a lo establecido en este reglamento, será sancionado según la gravedad de lo acontecido en cada caso en particular y en atención al cargo que desempeñe el funcionario. En cualquier caso, deberá respetarse el debido proceso y aplicarse la normativa vigente.

Artículo 35.- Aplicación del régimen disciplinario

Las acciones disciplinarias que se deriven del incumplimiento a las disposiciones de este reglamento serán decididas por el Jerarca Superior Administrativo, a través de un procedimiento administrativo, con respeto al debido proceso y a la normativa aplicable.

El Jerarca Superior Administrativo además informará a las autoridades competentes, cuando exista sospecha fundada de que se ha cometido algún ilícito en el uso o manejo de recursos tecnológicos o de información de la Autoridad Reguladora.

Artículo 36.- Vigencia

Rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

II. Instruir al Secretario de Junta Directiva para que gestione su publicación en el diario oficial La Gaceta y divulgue el presente reglamento por medio de correo electrónico a los funcionarios tanto de la Autoridad Reguladora como de la Sutel.

ACUERDO FIRME.

Se retiran las señoras (es) Aracelly Marín González, Paola Ayala Gamboa, Rodolfo Zamora Chaves y Alexander Herrera.

ARTÍCULO 14. Asuntos Pospuestos.

La señora **Grettel López Castro** propone posponer para una próxima sesión, el conocimiento de los asuntos indicados en la agenda como puntos 5.9, 5.10, 5.11 y 5.12. Somete a votación el planteamiento y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 21-71-2014

Posponer, para una próxima sesión, el conocimiento de los puntos 5.9, 5.10, 5.11 y 5.12 de la agenda, los cuales a continuación se detallan:

- a) *Recurso de apelación por inadmisión interpuesto por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A., contra la resolución RIE-082-2013 del 20 de setiembre de 2013. Expediente OT-300-2013. Oficio 1001-DGAJR-2014 del 28 de noviembre de 2014.*
- b) *Recurso de apelación presentado por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A., contra la resolución de la Intendencia de Energía, RIE-044-2013 del 10 de abril de 2013. Expediente ET-227-2012. Oficio 1027-DGAJR-2014 del 8 de diciembre de 2014.*

c) *Recurso de apelación en subsidio y gestión de nulidad interpuesta por el Consejo de Transporte Público, contra la resolución RRG-326-2014 del 28 de agosto de 2014. Expediente ET-92-2014. Oficio 1026-DGAJR-2014 del 08 de diciembre de 2014.*

d) *Discusión del tema salarial.*

ARTÍCULO 15. Asuntos informativos.

Seguidamente se dan por recibidos los asuntos indicados en la agenda, como temas de carácter informativo:

1. Respuesta a la Asamblea Legislativa en torno al proyecto de “Ley de incentivos para el uso, financiamiento y adquisición de Sistemas de generación de fuentes de energía renovable”. Expediente 19.352. Oficio 165-RGA-2014 del 5 de diciembre de 2014.
2. Disconformidad con el funcionamiento de la Dirección General de Atención al Usuario, con respecto a la programación de audiencias en procesos de ajuste tarifario en materia de transporte, modalidad autobús. Carta de la señora María del Pilar Ospina del 1º de diciembre del 2014.
3. Solicitud de la fecha prevista para la conclusión y entrega del resultado de la auditoría que está realizando la ARESEP, para determinar el origen de los fondos aportados a SORESCO presentado por el diputado Antonio Alvarez Desanti. Expediente 18.856. Oficio ADD-PLN0115-2014 del 25 de noviembre de 2014.

A las dieciocho horas con quince minutos finaliza la sesión.

GRETTEL LÓPEZ CASTRO
Presidenta de la Junta Directiva

PABLO SAUMA FIATT
Miembro de la Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario de la Junta Directiva