

Panamá, 19 de enero de 2026.

CONSULTA PÚBLICA 012-2025

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV, DENOMINADO RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, AL TÍTULO V, DENOMINADO RÉGIMEN DE SUMINISTRO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN Y AL TÍTULO VI, DENOMINADO “INSTALACIÓN Y FINANCIAMIENTO DE NUEVAS INFRAESTRUCTURAS CON CARGAS MAYORES DE 500 KW, TODOS DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A.

Señores
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
Edificio Office Park
Vía España y Fernández de Córdoba
Primer Piso
Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario

DIR-SJ-0032-26
19 de enero de 2026.

AUDIENCIA PÚBLICA 012-2025

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV, DENOMINADO RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, AL TÍTULO V, DENOMINADO RÉGIMEN DE SUMINISTRO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN Y AL TÍTULO VI, DENOMINADO “INSTALACIÓN Y FINANCIAMIENTO DE NUEVAS INFRAESTRUCTURAS CON CARGAS MAYORES DE 500 KW, TODOS DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Estimados señores:

Por este medio nosotros, la EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN METRO OESTE, S.A. (en adelante EDEMET) comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y comentarios a la **AUDIENCIA PÚBLICA 012-2025**, que dispone de la **Propuesta de Modificación al Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, al Título V, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización y al Título VI, Denominado “Instalación y Financiamiento de Nuevas Infraestructuras con Cargas Mayores de 500 kW, todos del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.**

En atención a la relevancia de las modificaciones incluidas en la Audiencia Pública 12-25 y al impacto que estas pueden generar en el marco regulatorio, operativo y tarifario de las empresas distribuidoras y clientes finales, presentamos nuestras observaciones y comentarios sobre la propuesta sometida a consulta. Estos se enfocan en los elementos metodológicos necesarios para asegurar una aplicación clara, coherente, transparente y justa de las disposiciones regulatorias.

Asimismo, se desarrollan y detallan criterios relevantes incorporados en la propuesta, con el propósito de que sean revisados minuciosamente y, de ser necesario, se consideren ajustes en su redacción.

A lo largo del documento se estarán presentando aquellos artículos sobre los cuales presentamos algún comentario u observación para cada uno de los títulos propuestos a modificaciones, continuando la misma secuencia como fue prevista por la ASEP:

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DENOMINADO “RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO
PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

COMENTARIOS GENERALES EDEMET-EDECHI:

En la exposición de motivos, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante, ASEP) indica que la propuesta de modificación del artículo 22 tiene el fin de adecuar su redacción a lo dispuesto en la Resolución AN No. 19972-Elec de 26 de febrero de 2025, incorporando el desarrollo de la metodología que permitirá evaluar la calidad del servicio y aplicar descuentos en los costos reconocidos en caso de incumplimiento y que dicha metodología será implementada por las empresas de distribución a partir del año 2030.

Al leerse con detalle la redacción propuesta del artículo 22, se identifican cambios que van más allá de este objetivo, generando variaciones en el período de evaluación y otros elementos que podrían implicar ajustes sustanciales en la aplicación del mecanismo sobre lo recientemente aprobado.

En ese sentido, tenemos a bien hacerles algunas observaciones:

- Incompatibilidad legal con la Ley 6 de 1997

Como se ha indicado anteriormente, la propuesta de la ASEP de evaluar los gastos operativos incurridos y aplicar descuentos por incumplimientos de calidad del servicio no encuentra sustento en el modelo tarifario establecido en la Ley 6 de 1997. En particular, los artículos 95 y 101 de dicha Ley definen que el Ingreso Máximo Permitido (IMP) debe determinarse bajo el supuesto de eficiencia, considerando costos eficientes, inversiones y un costo de capital adecuado, con el objetivo de garantizar la suficiencia financiera y el equilibrio económico financiero de la concesión.

La utilización de cualquier metodología distinta como el uso de los costos reales incurridos por la propia empresa distribuidora durante el período tarifario anterior como referencia para ajustar el IMP del período siguiente va en contra del principio de eficiencia consagrado en la Ley, sustituyendo el enfoque de benchmarking y empresa eficiente por un esquema de evaluación individual, no previsto en el marco legal vigente. Asimismo, la introducción de ajustes sobre el IMP afecta el carácter prospectivo del proceso tarifario definido por la Ley 6 de 1997 y altera el reparto de riesgos originalmente asignado entre el concesionario y los usuarios.

- La redacción propuesta para el artículo 22 sigue sin ser concreta

Con la aprobación de la modificación del artículo 22 en la Resolución AN-19972-Elec quedó establecido que la intención de incluir la metodología en el RDC era plasmar de forma clara y replicable la metodología y fórmula de evaluación “con el propósito de optimizar su claridad y precisión” (Ref. Res. AN-19992-Elec, considerando 11vo), debido a que tendrán impacto en la determinación del ajuste al Ingreso Máximo Permitido (IMP). Ahora que vemos la propuesta por parte de la ASEP nos resulta que aún la misma no es del todo concreta y quedan dudas o interpretaciones abiertas en su determinación que necesitan ser resueltas como parte de la metodología. En ese sentido, se necesita que la redacción de los párrafos contenidos en esta propuesta, hagan la referencia a los criterios y variables sobre los que se estará haciendo la comparativa de costos. Por ejemplo, al momento de definir los parámetros de la fórmula de descuento, el texto indica que el factor kD considerará “otros indicadores de calidad no incluidos en la fórmula y la ejecución de costos reconocidos”, sin especificar qué otros indicadores de calidad utilizarían, ni cómo se haría esa evaluación. Esto es sumamente importante y es un punto que necesita quedar claramente definido en la metodología para evitar dejar abierta a subjetividades.

De la misma forma, para la evaluación de la calidad comercial cuál será el criterio para determinar si se ha cumplido o no con la calidad requerida. Estos puntos mínimamente son importantes que, de considerarse esta propuesta, se incorporen en el artículo 22.

- La propuesta de la ASEP de emplear costos operativos reales modifica el modelo retributivo, y es contraria a lo establecido en la Ley 6 de 1997 y al marco regulatorio vigente.

Cuando se indica, considerará “la ejecución de los costos reconocidos” no se indica de dónde se obtendrán estos costos. La consideración de los costos reales como base de los costos eficientes a ser reconocidos, es inconsistente con el modelo retributivo establecido por la ley para la fijación del IMP, basado en costos eficientes operativos, pérdidas, inversiones y costo de capital reconocidos en base a empresas reales similares, no obstante,

en vista que la propuesta de la ASEP lo considera, para mantener el equilibrio la ejecución de costos debe hacerse considerando más allá los costos operativos (Administrativos, de Operación y Mantenimiento, y de Comercialización), sino también tener en cuenta los demás costos que forman parte de los ingresos incluidos en el IMP, como por ejemplo las pérdidas de energía. Si no se realiza una valoración de la totalidad de los costos, se podría cometer el grave error de considerar que hay un beneficio o excedente en favor de la empresa, cuando en realidad no existe por causa de que otros costos, como el costo de capital o el costo de pérdidas, por ejemplo, son significativamente mayores a los reconocidos. Este déficit de ingresos se vería agravado por la doble penalización por incumplimiento de servicio de calidad, ya que adicionalmente a las penalizaciones actualmente fijadas en el RDC, el IMP se vería reducido durante todo un periodo regulatorio.

- La redacción propuesta modifica la precisión del periodo de evaluación

La redacción propuesta modifica la precisión que contiene el artículo 22 aprobado en la Resolución AN-19992-Elec del 26 de febrero de 2025 al respecto de periodo considerado para la evaluación de la calidad que en el artículo vigente establece para el último año calendario del periodo tarifario y por el contrario en esta propuesta se está ampliando para considerar todo el periodo tarifario anterior. Esto quiere decir, que como la metodología inicia vigencia para el RTI 2030-2034, ese periodo tarifario anterior propuesto correspondería del 2026 al 2030 lo que eliminaría completamente un esquema progresivo o paulatino de incorporación de los resultados de calidad, introduciendo la aplicación de los efectos regulatorios desde el primer año de medición, es decir, el año vigente 2026. Esto implicaría no reconocer los ajustes operativos naturales propios de la transición hacia un nuevo esquema regulatorio, ni la naturaleza multianual de los planes de inversión y mantenimiento, cuyos beneficios solo se materializan al final del periodo tarifario cuando las nuevas instalaciones entran en operación. En consecuencia, incluso si la empresa mantiene un desempeño adecuado durante la mayor parte del periodo, un único año con condiciones adversas podría generar un impacto desproporcionado en el IMP, sin reflejar adecuadamente el esfuerzo operativo y la evolución prevista de las inversiones.

- La metodología propuesta por ASEP genera un doble castigo

La aplicación de descuentos sobre los costos reconocidos en el IMP por incumplimientos de calidad del servicio configura un supuesto de doble penalización, dado que dichas incumplimientos a los indicadores ya se encuentran reguladas mediante normas específicas dictadas al amparo de la propia Ley 6 de 1997. Este enfoque resulta contrario a los principios de razonabilidad, proporcionalidad y seguridad jurídica que deben regir la actuación de la Autoridad Reguladora.

La fórmula propuesta por la ASEP introduce una doble penalización al aplicar simultáneamente (i) un ajuste por incumplimiento del indicador SAIDI y (ii) un factor de amplificación asociado a la supuesta menor ejecución de los costos operativos. Si la ASEP argumenta que el incumplimiento del desempeño en calidad podría deberse a que la empresa no utiliza la totalidad de los gastos reconocidos, entonces ese efecto ya estaría plenamente recogido en la primera parte de la fórmula, donde el SAIDI real es comparado contra el límite admisible. Incorporar además un factor adicional que amplifique el descuento con base en la ejecución de costos implica castigar dos veces por la misma causa: primero, por el indicador de calidad; y después, por el nivel de gasto que se presume relacionado con ese desempeño. Ambos elementos parten del mismo supuesto —que la calidad es consecuencia directa de la ejecución de costos—, por lo que utilizarlos de manera acumulativa no solo es metodológicamente redundante, sino que incrementa artificialmente la penalidad y distorsiona el principio de proporcionalidad regulatoria. En esencia, la fórmula convierte una sola relación causal en dos mecanismos sancionatorios independientes, lo cual constituye un castigo doble sin justificación técnica ni regulatoria.

- La metodología propuesta por ASEP mantiene falta de definición técnica y riesgos de discrecionalidad regulatoria

Al revisar la formulación incluida en esta propuesta, se observa que la ASEP incorpora componentes cuya definición técnica y procedimiento de cálculo no están desarrollados, quedan sujetos a definiciones posteriores o a determinaciones discrecionales de la Autoridad, lo cual resulta inapropiado tratándose de una norma reglamentaria de carácter específica y alejándose de la esencia de plasmar una metodología clara y plenamente replicable.

En particular, la inclusión de parámetros —como el identificado en la fórmula como constante de amplificación (kD y kC)— carece de una fórmula de cálculo, criterios cuantitativos, rangos de aplicación o justificación estadística,

limitándose únicamente a una descripción conceptual que no permite su reproducción por parte de las distribuidoras.

Esta situación introduce un nivel no aceptable de subjetividad regulatoria, ya que la determinación del valor de dichos parámetros quedaría a discreción del regulador, sin mecanismos verificables ni trazables que permitan a las empresas validar o anticipar el impacto en el ajuste del Ingreso Máximo Permitido (IMP). Tal discrecionalidad vulnera principios esenciales del marco tarifario, como.

- **Transparencia**, al no permitir conocer de antemano la magnitud ni la lógica cuantitativa del ajuste;
- **Seguridad jurídica**, al incorporar parámetros sin sustento matemático que podrían variar sin correlación técnica;
- **Replicabilidad**, requisito indispensable para que las distribuidoras puedan confirmar los resultados que afectarán su reconocimiento de costos;
- **Previsibilidad**, necesaria para una adecuada planificación operativa, financiera y de inversiones.

De igual manera, la ASEP en la modificación del artículo 22, introduce sólo a nivel de redacción, la definición de lo que será un “límite de descuento de costos operativos”, que corresponderá con un porcentaje en función de los costos efectivamente incurridos y que será avisado junto con la determinación del IMP sin mayor detalle, sin dar cabida a que las empresas distribuidoras tengan la oportunidad de replicar su cálculo ni alcance.

En resumen, las modificaciones propuestas por la ASEP pueden generar un riesgo significativo para la suficiencia financiera de las empresas distribuidoras, al afectar directamente la determinación de sus tarifas y producir niveles de ingresos que pudieran ser insuficientes para sostener adecuadamente las actividades de distribución y comercialización. Este riesgo se agrava porque en cada periodo tarifario la ASEP realiza otros ajustes en la metodología regulatoria que también afectan el ingreso de los siguientes 4 años; por lo tanto, acumular y añadir nuevos castigos y factores de descuento profundiza aún más la disminución del ingreso reconocido poniendo en riesgo la continuidad y sostenibilidad de las operaciones.

II. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Donde dice	Propuesta ASEP	Comentario EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 22 La Autoridad revisará al final de cada periodo tarifario, el IMP aprobado con respecto a los ingresos reales percibidos por la empresa distribuidora, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. Para tales efectos deberá considerar que, de acuerdo con las variaciones en las ventas, en la cantidad y/o tipo de clientes y/o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente a lo reflejado por el Índice de Precios al Consumidor que emite la Contraloría General de la República, no constituye un grave error de cálculo y, por lo tanto, no causarán la posibilidad de realizar revisiones extraordinarias de tarifas por motivos de estas situaciones.</p> <p>La revisión tarifaria incluirá una evaluación de los costos operativos de la empresa distribuidora, comparando para el periodo tarifario anterior, los costos operativos efectivamente incurridos (Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización) con los costos reconocidos en ese mismo periodo. Esta evaluación se basará en las ecuaciones de eficiencia aprobadas para el periodo correspondiente y utilizando los valores reales de las variables.</p> <p>Adicionalmente, a partir del periodo de julio de 2030 a junio de 2034, se evaluará la calidad del servicio prestado en cada zona de concesión durante el último año calendario del periodo tarifario anterior, de existir incumplimiento en la calidad del servicio requerida, se aplicará un descuento en los costos operativos en el nuevo IMP.</p> <p>El monto del descuento se determinará en proporción al grado de incumplimiento y a las diferencias encontradas en la evaluación de los costos operativos. Los criterios específicos, así como la metodología a utilizar, será desarrollada y sometida a un proceso de consulta</p>	<p>Artículo 22 La Autoridad revisará al final de cada periodo tarifario, el IMP aprobado con respecto a los ingresos reales percibidos por la empresa distribuidora, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. Para tales efectos deberá considerar que, de acuerdo con las variaciones en las ventas, en la cantidad y/o tipo de clientes y/o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente a lo reflejado por el Índice de Precios al Consumidor que emite la Contraloría General de la República, no constituye un grave error de cálculo y, por lo tanto, no causarán la posibilidad de realizar revisiones extraordinarias de tarifas por motivos de estas situaciones.</p> <p>La revisión tarifaria incluirá una evaluación de los costos operativos de la empresa distribuidora, comparando para el periodo tarifario anterior, los costos operativos efectivamente incurridos (Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización) con los costos reconocidos en ese mismo periodo. Esta evaluación se basará en las ecuaciones de eficiencia aprobadas para el periodo correspondiente y utilizando los valores reales de las variables.</p> <p>Adicionalmente, a partir del periodo de julio de 2030 a junio de 2034, se evaluará la calidad del servicio prestado en cada zona de concesión durante el periodo tarifario anterior, de existir incumplimiento en la calidad del servicio requerida, se aplicará un descuento en los costos operativos en el nuevo IMP.</p> <p>El monto del descuento se determinará en proporción al grado de incumplimiento y a las diferencias encontradas en la evaluación de los costos operativos. Los criterios específicos, así como la metodología a utilizar, se presentan a continuación.</p>	<p>Reiteramos los comentarios precisados en la exposición de motivos al respecto del periodo de evaluación sobre que la evaluación de la calidad sería para el último año calendario del periodo tarifario y por el contrario se está ampliando la evaluación para todo el periodo tarifario anterior.</p> <p>SOLICITAMOS A LA ASEP mantener la redacción vigente del artículo 22 y en esa misma línea adecuar el resto del artículo bajo esa misma premisa.</p> <p>Debe decir: Artículo 22</p> <p>Adicionalmente, a partir del periodo de julio de 2030 a junio de 2034, se evaluará la calidad del servicio prestado en cada zona de concesión durante el <u>último año calendario del periodo tarifario anterior</u>, de existir incumplimiento en la calidad del servicio requerida, se aplicará un descuento en los costos operativos en el nuevo IMP. El monto del descuento se determinará en proporción al grado de incumplimiento y a las diferencias encontradas en la evaluación de los costos operativos. Los criterios específicos, así como la metodología a utilizar, se presentan a continuación.</p>

ciudadana, previo a su aprobación y correspondiente aplicación.		
---	--	--

“Se modifica el artículo 22 a fin de adecuar su redacción a lo dispuesto en la Resolución AN No. 19972-Elec de 26 de febrero de 2025, incorporando el desarrollo de la metodología que permitirá evaluar la calidad del servicio y aplicar descuentos en los costos reconocidos en caso de incumplimiento. Dicha metodología será implementada por las empresas de distribución a partir del año 2030”

El monto del descuento se determina para cada año del período tarifario que concluye en proporción al grado de incumplimiento de las normas de calidad en ese año. La ASEP establecerá un límite al descuento que se determinará en función de las diferencias encontradas en la evaluación de los costos operativos.

- a) Generalidades. El monto del descuento se determina para cada año del período tarifario que concluye en proporción al grado de incumplimiento de las normas de calidad en ese año. La ASEP establecerá un límite al descuento que se determinará en función de las diferencias encontradas en la evaluación de los costos operativos.
- b) Información. La información que se utiliza para el cálculo es la siguiente:
- Valores aprobados para los costos de operación y mantenimiento de distribución, alumbrado público y comercialización para cada año del período tarifario.
 - Cantidad de clientes reales del período tarifario detallado por área.
 - Indicadores de calidad de servicio técnico por área de acuerdo con lo establecido en el Título IX Normas de calidad del servicio técnico del RDC. Esta información corresponderá a la información revisada y aprobada por la ASEP que excluye los casos aprobados de caso fortuito o fuerza mayor, de acuerdo con el siguiente detalle:
 - Indicador global SAIDI
 - Indicadores de calidad de servicio comercial por área de acuerdo con lo establecido en el TÍTULO X Normas de Calidad del Servicio Comercial, CAPÍTULO X.4: Niveles Globales de Calidad Comercial. Esta información corresponderá a la información revisada y aprobada por la ASEP que excluye los casos aprobados de caso fortuito o fuerza mayor, de acuerdo con el siguiente detalle:
 - Clientes reconectados después de una interrupción
 - Reclamaciones por inconvenientes de tensión resueltos dentro del término de tres meses
 - Conexiones del medidor dentro del término de 20 días
 - Reconexiones dentro del término de 48 horas
 - Respuesta a las notas de los clientes
 - Estimaciones en la facturación
 - Porcentajes de facturas rectificadas
 - Porcentaje de reclamaciones resueltas en plazo (PRA)
- c) Metodología de cálculo. El cálculo de los descuentos se realizará considerando los costos de operación, mantenimiento y administrativos reconocidos en el IMP en dos partes, la primera referida a los conceptos directamente relacionados a la actividad de distribución dentro de los que se encuentran los costos de operación y mantenimiento (OM) y costos de administración (ADM) del sistema de distribución y los de operación y mantenimiento asociados al alumbrado público (O&M_{ALUM}) y la segunda correspondiente a los costos de Comercialización (COM).
- d) **Descuento de los costos de operación y mantenimiento relacionados con la actividad de distribución (O&MyA_{Dist}).** Para el descuento de los costos de operación y mantenimiento relacionados con la actividad de distribución se utiliza el indicador global de confiabilidad System Average Interruption Duration Index (SAIDI) que mide el tiempo total de interrupción promedio por usuario, los límites admisibles de este indicador están definidos en el Título IX del presente Reglamento.

Debido a que los límites admisibles se encuentran definidos por área representativa es necesario ponderarlos por la cantidad de clientes real de cada año del último período tarifario de cada área para obtener un único límite admisible ponderado (SAIDI admisible). Una vez establecido el SAIDI admisible, se considera la información real reportada por la empresa distribuidora y verificada por la ASEP con la que nuevamente se

ponderan los valores reales de SAIDI por áreas considerando la cantidad de clientes del último año del período tarifario, obteniendo un solo valor ponderado para el SAIDI real.

Para obtener el valor del SAIDI real se compara el valor real con el límite admisible, en caso de que el valor real se encuentre dentro del límite admisible se considera el valor del límite admisible para el cálculo del valor real del SAIDI. Se realiza esta consideración para que la desviación observada de este indicador no se vea afectada por los casos en los que se cumplió con el indicador en el área analizada.

Una vez calculados el SAIDI real ponderado y el SAIDI admisible ponderado se aplica la siguiente fórmula para determinar el descuento de los costos de operación y mantenimiento correspondientes a las actividades de distribución.

$$\text{Descuento O\&M}_{\text{Dist}} = \frac{\text{O\&M}_{\text{A}_{\text{Dist}}}}{8760} * (\text{SAIDI real pond} - \text{SAIDI admisible pond}) * k_D$$

Descuento O&M_{Dist}: Descuento de los costos de operativos relacionados con la actividad de distribución.

O&M_{A_{Dist}}: Costos de operación y mantenimiento de distribución, costos de administración y costos de operación y mantenimiento asociados al alumbrado público.

8760: Horas del año

SAIDI real pond: Promedio ponderado del SAIDI real por área que en los casos en los que el SAIDI de un área determinada cumpla con el límite admisible considera el límite establecido para que este indicador no afecte el resultado. La ponderación se realiza por el número de clientes reales del último año del período tarifario.

SAIDI admisible pond: Promedio Ponderado del SAIDI admisible por área. La ponderación se realiza por el número de clientes reales del último año del período tarifario.

k_D: Factor de amplificación del descuento que será determinado por la ASEP para cada período tarifario. Este factor se determinará considerando los efectos de otros indicadores de calidad que no están considerados en la fórmula y la ejecución de los costos de operación y mantenimiento reconocidos en el IMP.

e) Descuento de los costos de Comercialización (O&M_{Com}). Para el descuento de los costos de comercialización se utilizan los siguientes indicadores globales de calidad:

- Clientes reconectados después de una interrupción
- Reclamaciones por inconvenientes de tensión resueltos dentro del término de 3 meses
- Conexiones del medidor dentro del término de 20 días
- Reconexiones dentro del término de 48 horas
- Respuesta a las notas de los clientes
- Estimaciones en la facturación
- Porcentajes de facturas rectificadas
- Porcentaje de reclamaciones resueltas en plazo (PRA)

Inicialmente se considerará la información sobre la cantidad total de clientes relacionada con cada indicador, sobre este total se calculará la cantidad admisible de clientes con incumplimiento por cada indicador aplicando los porcentajes límite establecidos por cada indicador y cada área.

Posteriormente, se determinará la cantidad real de clientes con incumplimiento de los niveles de calidad establecidos por cada indicador y por cada área.

Luego se calculará la cantidad de Clientes Afectados por el Incumplimiento de los Niveles de Calidad (CAINC) como la diferencia entre la cantidad clientes y la cantidad real de clientes con incumplimiento. Esta diferencia se calculará únicamente en los casos en los que el valor real sea menor al límite admisible.

En los casos de los indicadores de Estimaciones en la Facturación y Porcentajes de Facturas Rectificadas, la diferencia se calculará restando de la cantidad real de clientes, la cantidad admisible. En los casos en los que la cantidad admisible sea mayor a la cantidad real el valor que se deberá incluir es igual a cero.

De esta manera no se considerarán diferencias con resultados negativos, en esos casos se considerará un valor de cero.

El cálculo se realizará aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{Descuento O\&M}_{\text{Com}} = \frac{\text{COM}}{\text{Clientes}} * \left(\sum_i \text{CAINC}_i \right) * k_C$$

Descuento O&M_{Com}: Descuento de los costos de O&M relacionados con la actividad de comercialización.

COM: Costos de Comercialización.

Clientes: Cantidad de clientes del último año del período tarifario.

CAINC_i: Diferencia del indicador i entre la cantidad límite admitida de clientes y la cantidad real de clientes con incumplimiento. Esta diferencia se calculará únicamente en los casos en los que el valor real sea menor al límite admisible, caso contrario el valor utilizado será cero. Esta previsión aplica a todos los indicadores

mencionados, excepto por, las Estimaciones en la Facturación y los Porcentajes de Facturas Rectificadas, indicadores para los cuales la diferencia se calculará restando de la cantidad real de clientes la cantidad admisible. En caso de que la diferencia resulte negativa se consignará valor cero.

Kc: Factor de amplificación del descuento que será determinado por la ASEP para cada período tarifario. Este factor se determinará considerando los efectos de la base sobre la que se calculan los indicadores de calidad comercial y el número total de clientes y la ejecución de los gastos operativos reconocidos en el IMP.

i: Indicador global de calidad comercial

f) **Aplicación de los descuentos.** El valor de los descuentos calculados se actualizará al periodo base del siguiente cálculo del IMP y las cifras actualizadas se descontarán del IMP que se reconocerá para el nuevo período tarifario.

g) **Límites de los descuentos de costos operativos.** La ASEP aprobará, para cada periodo tarifario, los límites aplicables a los descuentos de los costos operativos, considerando el mantenimiento del equilibrio económico-financiero de las empresas distribuidoras. Dichos límites se establecerán como parte integrante de la resolución que apruebe el IMP y se aplicarán en el cálculo de los descuentos de los costos operativos en el siguiente proceso tarifario. Los límites de definirán como porcentajes de descuento respecto del total de costos operativos y determinarán con base en: (i) la evaluación de los costos operativos efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras en comparación con los costos operativos reconocidos, y (ii) el análisis de los incentivos que dichos descuentos generan sobre la eficiencia en la gestión y la calidad del servicio técnico y comercial.

Comentarios EDEMET-EDECHI Artículo 22:

Dado que la propuesta de redacción del artículo 22 es amplia y abarca diversos aspectos que requieren observaciones puntuales, presentaremos nuestros comentarios para cada uno de los temas que pueden referirse en uno o varios puntos a lo largo de la metodología. Esto permitirá a la entidad reguladora identificar con claridad cada uno de los temas sobre los cuales centraremos nuestras observaciones y énfasis.

Considerar que están plasmados sobre la base de la propuesta actual puesta a Audiencia Pública sin ningún orden específico.

Alcance del periodo de evaluación de la calidad

Reiteramos los comentarios precisados en la exposición de motivos al respecto que la propuesta de la ASEP **amplía** el periodo de evaluación de la calidad del servicio a todo el periodo tarifario, cuando la **Resolución AN-19992-Elec** establece que la evaluación debe realizarse **solo para el último año calendario** del periodo tarifario.

SE SOLICITA A LA ASEP mantener la redacción vigente y ajustar todo el artículo 22 bajo ese mismo principio, tanto para la calidad técnica como para la comercial, manteniendo la consistencia normativa y evitando evaluaciones prolongadas que no corresponden al marco regulatorio aprobado.

Sobre el límite de descuento de costos operativos:

Incluir un parámetro que se define como '**límite**' tiene por naturaleza económica el propósito de buscar 'reducir' el efecto del descuento que se calcule, y es importante conocer su valor con lo cual y a lo largo de la metodología propuesta:

- No se explica **cómo** se calculará ese límite.
- No se define si será **porcentual, absoluto**, basado en **bandas** o en algoritmos comparativos.
- No se indica si el límite será **uniforme para todas las empresas**, o ajustado según características técnicas.

Este vacío metodológico genera riesgos importantes:

- **Subjetividad:** el regulador podría ajustar el límite sin un criterio reproducible.
- **Incertidumbre financiera:** la distribuidora no puede prever el impacto potencial en su reconocimiento de costos.
- **Falta de replicabilidad:** no es posible reproducir el cálculo del descuento sin conocer los parámetros del límite.

Además en algún punto de la metodología, se plantea que:

Límites de los descuentos de costos operativos. La ASEP aprobará, para cada periodo tarifario, los límites aplicables a los descuentos de los costos operativos, considerando el mantenimiento del equilibrio económico-financiero de las empresas distribuidoras. Dichos límites se establecerán como parte integrante de la resolución que apruebe el IMP y se aplicarán en el cálculo de los descuentos de los costos operativos en el siguiente proceso tarifario. Los límites se definirán como porcentajes de descuento respecto del total de costos operativos y determinarán con base en: (i) la evaluación de los costos operativos efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras en comparación con los costos operativos reconocidos, y (ii) el análisis de los incentivos que dichos descuentos generan sobre la eficiencia en la gestión y la calidad del servicio técnico y comercial.

En ese sentido, se nos generan algunas dudas que esperamos sean esclarecidas por la ASEP.

Si la aplicación de este límite de descuento inicia en el período 2030-2034, se entiende que su valor deberá quedar determinado en un IMP previo (2026-2030). Esto implicaría que en la Consulta Pública del IMP 2026-2030 la ASEP tendría que indicar su valor. Sin embargo, según el planteamiento actual, la ASEP propone determinar este límite con base en la evaluación de costos operativos incurridos vs. los aprobados.

Esto significa que, para fijar el límite antes de 2030, la ASEP tendría que utilizar los costos del periodo 2022-2026. De ser así, en la práctica ya estarían realizando la evaluación desde este momento, lo cual no sería coherente con lo establecido en la Resolución AN-19992-Elec ni con la intención de aplicar la metodología a partir del siguiente período tarifario 2030-2034.

En ese sentido, **SE SOLICITA A LA ASEP:**

- Definir explícitamente cómo y cuándo se calculará el límite.
- Incluir todos los costos incurridos: costos operativos, costos por pérdidas no reconocidas, no gestionables y costos de capital.
- Asegurar que el límite funcione como un tope moderador, no como un mecanismo discrecional que comprometa el equilibrio financiero.

Necesidad de definir metodologías reproducibles (replicabilidad)

Enfatizar de manera reiterada que la propuesta carece una metodología claras y replicable sobre algunos parámetros:

- No se explica cómo se transformarán cuatro descuentos anuales en un único descuento aplicable al IMP.
- El límite del descuento carece de fórmula, parámetros o criterios para su cálculo.
- No se define la metodología económica para actualizar los descuentos al período base (IPC, deflactor, tasa regulatoria, etc.).
- Los factores de amplificación kD y kC introducen un componente altamente discrecional.

Esta falta de precisión genera subjetividad regulatoria y dificulta la capacidad de las empresas para reproducir el cálculo y prever impactos financieros, por lo cual **SE SOLICITA A LA ASEP** dejar los planteamientos y fórmulas de cálculo claramente definidos de forma tal que sean replicables y se mantenga el principio de transparencia y seguridad jurídica.

Sobre la evaluación de los costos operativos

La ASEP indicar que el parámetro de descuento busca reflejar la evaluación de la ejecución de costos incurridos vs reconocidos, es importante indicar que ya con la comparativa de indicador SAIDI se está recogiendo la supuesta menor ejecución de costos operativos pues lo relaciona directamente como un efecto. En ese sentido, cualquier parámetro o herramienta adicional genera una doble penalización sobre esta misma consideración.

De forma paralela, se considera fundamental que la metodología establezca con precisión y de forma replicable la forma de cálculo del límite y de la evaluación de costos. Para que la comparación entre costos aprobados y costos incurridos sea justa y técnicamente válida, debe contemplarse el total de los costos eficientes reconocidos para el periodo tarifario, los cuales constituyen todos los recursos disponibles para la gestión de la empresa distribuidora.

En este análisis no solo deben incluirse los costos operativos, sino también los costos de capital y los costos asociados a las pérdidas eléctricas, ya que estos tienen un impacto directo en el IMP. Las pérdidas técnicas eficientes que efectivamente se producen en la red no coinciden con los valores considerados por el regulador al definir los porcentajes de referencia de las empresas comparadoras. Dichas pérdidas responden a las

características propias de la infraestructura y de la demanda, y han sido sustentadas mediante estudios presentados oportunamente.

Adicionalmente, la empresa enfrenta un nivel de pérdidas no gestionables cuyo efecto económico tampoco es reconocido plenamente. La combinación de estas brechas —entre pérdidas reales, eficientes y reconocidas— constituye ingresos no recuperados que afectan directamente la sostenibilidad financiera de la operación.

Por ello, para mantener el equilibrio económico-financiero del modelo tarifario y garantizar comparaciones efectivas entre los costos aprobados y los incurridos, es indispensable que la metodología reconozca explícitamente todos estos elementos dentro del cálculo del límite y de la evaluación regulatoria.

Esto debe quedar explícito en la metodología, adicional de formular el cálculo del límite de descuento.

En ese sentido, la propuesta de la ASEP debe reconocer que los costos aprobados deben compararse con los costos realmente incurridos, incluyendo:

- Costos de operación y mantenimiento, distribución, administración y comercialización
- Costos por pérdidas técnicas no reconocidas, Pérdidas no gestionables, y
- Costos de capital.

Excluir estos elementos distorsiona la evaluación financiera y puede afectar la sostenibilidad del IMP.

SE SOLICITA A LA ASEP que la metodología incluya explícitamente todos los costos efectivamente incurridos, alineándose con el principio de equilibrio económico-financiero para la evaluación de costos incurridos.

Inconsistencias en el uso de la cantidad de clientes

La metodología y el artículo 22 completo, considera incongruencia sobre la utilización de la cantidad de clientes que se utilizará para ponderar los indicadores.

Se observa que, dentro del artículo 22, existe una inconsistencia respecto al uso del número de clientes para el cálculo del SAIDI admisible. Por un lado, se indica que la ponderación debe realizarse utilizando la cantidad real de clientes **de cada año** del último periodo tarifario. Sin embargo, al definir los criterios de la fórmula para el cálculo del descuento *OyMDist*, se señala que el SAIDI admisible ponderado utiliza para ponderar, el número real de clientes **del último año** del periodo tarifario.

*Debido a que los límites admisibles se encuentran definidos por área representativa es necesario ponderarlos por la **cantidad de clientes real de cada año del último periodo tarifario** de cada área para obtener un único límite admisible ponderado (SAIDI admisible).

*Una vez establecido el SAIDI admisible, se considera la información real reportada por la empresa distribuidora y verificada por la ASEP con la que nuevamente se ponderan los valores reales de SAIDI por áreas considerando la cantidad de **clientes del último año del periodo tarifario**, obteniendo un solo valor ponderado para el SAIDI real.

*SAIDI real pond: Promedio ponderado del SAIDI real por área ... La ponderación se realiza por el **número de clientes reales del último año del periodo tarifario**.

*SAIDI admisible pond: Promedio Ponderado del SAIDI admisible por área. La ponderación se realiza por el **número de clientes reales del último año del periodo tarifario**.

Esta discrepancia dentro del mismo artículo podría generar interpretaciones erróneas, por lo que resulta necesario unificar ambos criterios para asegurar claridad y consistencia normativa.

Si los indicadores serán calculados ponderados para cada año tarifario las variables utilizadas deben corresponder a ese mismo año, esto principalmente porque la cantidad de clientes varía año a año y afecta directamente el peso relativo de los indicadores y ayuda a mantener la consistencia entre el indicador y la variable ponderadora puesto que los clientes de cada año van ligados con el nivel de los indicadores de cada año.

Usar solo el último año compromete el principio de representatividad estadística dado que la ponderación de un descuento multianual utilizando únicamente los clientes del último año No representa adecuadamente el peso real del indicador en cada año lo que traería riesgo de impactos tarifarios desproporcionados.

En ese sentido, si se mantiene que la evaluación de los indicadores debe realizarse considerando la totalidad del periodo tarifario anterior, la metodología debe utilizar el número real de clientes de **cada año tarifario**. Utilizar únicamente los clientes del último año del periodo tarifario introduce una inconsistencia en los cálculos y afecta la coherencia interna del indicador.

Por lo anterior, **SE SOLICITA A LA ASEP** unificar el criterio de manera que, para la ponderación de los indicadores SAIDI —tanto para los límites admisibles como para los valores reales— se emplee la proporción de clientes reales correspondientes a **cada año tarifario del último periodo tarifario**, y no únicamente los del

último año. Esto permitirá mantener la consistencia entre el indicador y la variable ponderadora, garantizando una evaluación técnica adecuada y alineada con la metodología establecida.

Exclusión de casos fortuitos y fuerza mayor

La propuesta indica que se utilizarán indicadores revisados y aprobados por la ASEP excluyendo CF/FM.

SE SOLICITA A LA ASEP confirmar expresamente este tratamiento y para cumplir con lo previsto,

- La ASEP debe resolver las solicitudes de CF/FM en forma oportuna.
- La información de indicadores ajustados por CF/FM que utilice la ASEP para sus análisis deben ser previamente comunicados y/o revisables con la misma información que manejan las empresas distribuidoras para garantizar transparencia y replicabilidad.

Incorporación de costos de Alumbrado Público como parte de los costos O&MyA Dist para el cálculo del descuento:

La ASEP establece que el cálculo del descuento relacionado a los costos de distribución considerará los costos de operación y mantenimiento (OM) y costos de administración (ADM) del sistema de distribución y los de operación y mantenimiento asociados al alumbrado público (O&MALUM)

En la determinación del IMP, los costos de O&MALUM no son determinados por empresas comparadoras ni forman parte del sistema evaluado por los indicadores de calidad del servicio de distribución con lo cual no existe correlación técnica entre un incumplimiento de calidad del servicio de distribución y los costos del alumbrado público y su inclusión como parte de la base de costos que forman parte del cálculo del descuento por no cumplimiento de indicadores, distorsiona el valor de descuento.

En ese sentido, **SE SOLICITA A LA ASEP** excluir los costos de O&MALUM de manera que no genere un efecto sancionatorio indebido pues se estaría incrementando artificialmente la base sobre la cual se calcula la penalización, adicional a que:

- No son evaluados mediante los indicadores de calidad del servicio técnico.
- No guardan relación causal con el incumplimiento del SAIDI.
- Inflan artificialmente la base de sanción.

Errores metodológicos en el tratamiento del SAIDI

Se identifican varios problemas clave:

a) Sustituir SAIDI real por SAIDI admisible cuando el real es menor:

Sustituir el SAIDI real por el “límite admisible” cuando el valor real es menor, distorsiona el valor ponderado e impacta injustamente a la distribuidora que ha realizado el esfuerzo operativo, financiero y en gestión de recursos para lograr llegar a mejores niveles de calidad. Esto, no es técnicamente aceptable y genera efectos graves e injustificados sobre la evaluación del desempeño de la distribuidora al sustituir un valor real por un valor artificial eliminando el mérito de cumplir el indicador. En resumen:

- Borra el mérito de mejorar la calidad,
- Penaliza injustamente el desempeño,
- Genera desincentivos a la eficiencia,
- Distorsiona la ponderación.

La ASEP justifica esta decisión para que la desviación observada de este indicador no se vea afectada por los casos en los que se cumplió con el indicador en el área analizada. Sin embargo, esta interpretación es metodológicamente equivocada. Los valores reales deben utilizarse precisamente porque reflejan el desempeño efectivo del sistema.

Cuando una distribuidora cumple el indicador, ese cumplimiento no debe ser neutralizado, ni mucho menos sustituido por un valor peor (el límite), lo correcto es que los indicadores cumplidos reduzcan la desviación global, no que sean anulados.

El método propuesto por la ASEP hace exactamente lo contrario: al reemplazar el valor real por el límite admisible, se borra el cumplimiento, incrementa indebidamente el resultado del cálculo y afecta injustamente el desempeño ponderado, adicional a que incentiva a que las áreas donde se ha logrado llegar al límite regulatorio no se destinen más acciones ni recursos para disminuirlos más allá del límite toda vez que ese esfuerzo no sería reconocido.

SE SOLICITA A LA ASEP eliminar de la metodología esta consideración “en caso de que el valor real se encuentre dentro del límite admisible se considera el valor del límite admisible para el cálculo del valor real del SAIDI” y reafirmar que se utilizará siempre el indicador real por área.

En ese sentido, para que la ‘fórmula’ del cálculo del Descuento O&M_Dist siempre sea igual o mayor que cero, lo único que deberá incluir en los criterios de la fórmula, es que:

Si (SAIDI real pond < SAIDI admisible pond) entonces (SAIDI real pond - SAIDI admisible pond) será = 0.

En su defecto igualmente la ASEP puede utilizar una redacción similar a que tiene considerada para el cálculo del Descuento de Comercialización: En caso de que la diferencia resulte negativa se consignará valor cero.

b) Falta de claridad sobre cómo se obtiene un único SAIDI ponderado

No se explica la transición entre valores anuales y un único valor consolidado.

SE SOLICITA A LA ASEP; explicar detalladamente cómo se obtiene un único valor ponderado para el SAIDI real si se habla en el resto del artículo 22 que se calculará un descuento para cada periodo tarifario. Esto es importante a fin de mantener la claridad en la metodología, la cual la hace replicable.

Actualización de los descuentos al período base

Se indica que los descuentos calculados se actualizarán al período base y se descontarán del nuevo IMP; sin embargo, no se especifica cómo se realizará esta actualización ni qué parámetros económicos se emplearán (IPC, deflactor específico, tasa regulatoria, etc.).

Aplicar estos descuentos directamente al IMP, sin metodología clara, genera riesgos y ajustes desproporcionados, afectar la estabilidad financiera y distorsionar la relación entre desempeño real y penalización.

Por ello, **SE SOLICITA A LA ASEP** se defina explícitamente el método de actualización

Sobre las fórmulas de descuento:

Sobre la fórmula propuesta **SE SOLICITA A LA ASEP** eliminar los denominados factores de amplificación “kD y kC” de las fórmulas pues corresponde a un parámetro subjetivo a criterio discrecional de la ASEP, y que por lo tanto genera una doble penalización puesto que para calcular el descuento de costos ya se comparó el cumplimiento de los indicadores de calidad técnicos y comerciales y eso está en la primera parte de la fórmula. Adicionalmente, si la ASEP quiere indicar que este parámetro busca reflejar la evaluación de la ejecución de costos incurridos vs reconocidos, ya con la comparativa de indicadores está recogiendo la supuesta menor ejecución de costos operativos pues relaciona directamente como un efecto.

En caso contrario, los mismos deben ser claramente replicables para lo cual se solicita a la ASEP incluir en la metodología su fórmula de valoración.

En conclusión la propuesta del Artículo 22 debe modificarse para evitar vacíos metodológicos, inconsistencias internas, discrecionalidad, y riesgos para la estabilidad financiera de la empresa.

Al margen de todo lo expresado, el principio rector que se solicita mantener es:

Evaluación del último año calendario, correcta utilización de los indicadores reales de las empresas, metodologías replicables, evitar incongruencias, reconocimiento integral de costos incurridos y eliminación de parámetros discrecionales.

Donde dice:	Propuesta ASEP:	COMENTARIO EDEMET-EDECHI
Artículo 33 De existir tales actividades que utilicen los activos de distribución y comercialización para fines diferentes a las actividades reguladas, se considerará como activos fijos del sistema de distribución una proporción de tales	Artículo 33 De existir tales actividades que utilicen los activos de distribución y comercialización para fines diferentes a las actividades reguladas, se considerará como activos fijos del sistema de distribución una proporción de tales	En caso de que sea necesario adecuar o incorporar nuevas cuentas contables con un nivel de apertura adicional al actualmente utilizado en los informes de contabilidad regulatoria, es importante

activos, equivalente a la relación que existe entre los ingresos que se prevea para las actividades reguladas asignadas en la Ley 6 de 1997 y los ingresos totales previstos en las actividades reguladas y no reguladas que utilicen los activos de distribución.	activos, equivalente a la relación que existe entre los ingresos que se prevea para las actividades reguladas asignadas en la Ley 6 de 1997 y los ingresos totales previstos en las actividades reguladas y no reguladas que utilicen los activos de distribución y comercialización de energía eléctrica. Aquellos ingresos por actividades no reguladas que no utilicen los activos de distribución y comercialización deberán ser debidamente informados al regulador mediante la contabilidad regulatoria, habilitando los auxiliares contables necesarios para asegurar la coherencia con los estados financieros y la debida segregación de los ingresos, permitiendo identificar lo correspondiente a las actividades reguladas y no reguladas.	considerar que estos ajustes requieren un proceso de parametrización y validación interna. En ese sentido, la ASEP debe contemplar que la implementación y el reporte asociado solo podrán realizarse dentro de los plazos compatibles con los ciclos y cierres fiscales siguiente a su aprobación. En este caso cierre fiscal 2026.
--	---	--

Donde dice:	Propuesta ASEP:	COMENTARIO EDEMET-EDECHI
Artículo 80 En los casos de cambios de tarifa que no coincidan con el ciclo de facturación, la factura será calculada con la aplicación de la tarifa que corresponda al mes calendario de facturación. Se exceptúan los casos en que el cambio de tarifa implique cambio de medición (ejemplo, de BTB a BTH) y que por consiguiente no se cuente con toda la información necesaria para la facturación, por lo que la empresa facturará de forma fraccionada con la tarifa que corresponda respectivamente. Para estos casos, la demanda se facturará en proporción a la cantidad de días de consumo en cada una de las tarifas.	Artículo 80 Cuando los cambios de tarifa no coincidan con el ciclo de facturación o no exista tecnología de medición que permita discriminar el consumo por cada porción de tiempo aplicable a las diferentes tarifas, la factura será calculada aplicando la tarifa correspondiente al mes calendario de facturación. Se exceptúan los casos en que el cambio de tarifa implique cambio de sistema de medición (por ejemplo, de BTB a BTH) y, por consiguiente, no se cuente con toda la información necesaria para la facturación. En estos casos, la empresa deberá facturar de forma fraccionada aplicando la tarifa que corresponda a cada periodo. Para estos casos, la demanda se facturará en proporción al número de días de consumo registrados bajo cada una de las tarifas.	El término “periodo” puede traer ambigüedades sobre su aplicación, con lo cual proponemos que se indique que corresponde con el mes calendario o la fracción del mes correspondiente al consumo registrado bajo cada tarifa. Adicionalmente, indicar a la ASEP que en los casos de los diferentes reportes que se presentan forma recurrente para reportar los cierres mensuales de facturación, este cliente se incorporará con la tarifa a la cual cambió en el mes sin importar los días proporcionales de cada tarifa.

Donde dice:	Propuesta ASEP:	COMENTARIO EDEMET-EDECHI
Artículo 86 En el caso de que un cliente abra una cuenta nueva se facturará la demanda máxima desde el inicio de la cuenta hasta la fecha de	Artículo 86 En el caso de que un cliente abra una cuenta nueva se facturará la demanda máxima desde el inicio de la cuenta hasta la fecha de	Estamos de acuerdo con esta modificación, no obstante, todos los cambios de este tipo requieren actualizaciones en el

facturación en proporción a los días transcurridos con respecto a los treinta (30) días y en caso del cierre de su cuenta o dé por terminado su contrato en un periodo intermedio de un mes, se facturará la demanda máxima en proporción a los días transcurridos desde la última facturación a la fecha de cierre de cuenta con respecto a los treinta (30) días mes.	facturación y en caso del cierre de su cuenta o dé por terminado su contrato en un periodo intermedio de un mes, se facturará la demanda máxima desde la última facturación a la fecha de cierre de cuenta.	sistema de facturación el cual lleva un proceso de gestión y prueba que debe ser considerado al momento de la aprobación de esta reglamentación y no puede suponer inmediatez.
--	---	--

Artículos nuevos

CAPITULO IV.7 : TARIFAS QUE SE APLICARÁN EN LAS ESTACIONES DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS DE PROPIEDAD DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

SECCIÓN IV.7.1 : LINEAMIENTOS GENERALES

Artículo 134 Las empresas distribuidoras podrán prestar el servicio de carga de vehículos eléctricos mediante estaciones de carga de su propiedad. Para este servicio aplicarán tarifas específicas, conforme a los criterios establecidos por la normativa vigente.

SECCIÓN IV.7.2 : INVERSIONES Y COSTOS PARA LA CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN ESTACIONES DE SERVICIO DE PROPIEDAD DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Artículo 135 Las inversiones que realicen las empresas distribuidoras para la prestación del servicio de carga de vehículos eléctricos deberán ser registradas y gestionadas de manera independiente del resto de los activos que integran la Base de Capital utilizada para el cálculo del IMP.

Artículo 136 Los costos de operación, mantenimiento y administración asociados al servicio de carga de vehículos eléctricos en estaciones de propiedad de las empresas distribuidoras deberán ser contabilizados separadamente de los demás costos de la empresa.

SECCIÓN IV.7.3 : TARIFAS PARA LA CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN ESTACIONES DE SERVICIO DE PROPIEDAD DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Artículo 137 Para el cálculo de las tarifas se considerará lo siguiente:

Para la fijación de las tarifas, primeramente, la empresa determinará un Ingreso Máximo Permitido específico para estaciones de carga (IMPEC).

El IMPEC será determinado utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{IMPEC}_{VCt} = \text{ADMEC}_{VCt} + \text{OMEC}_{VCt} + \text{DEP BCDEC0}_{VCt} + (\text{IEC}_{VCt} * \text{DEP}\%) + (\text{BCDNEC}_{VCt} * \text{RR}), t = 1, \dots, 4$$

Donde:

ADMEC_{VCt} es el valor eficiente de los costos de administración asociados a las estaciones de carga para el año t.

OMEC_{VCt} es el valor eficiente de los costos de operación y mantenimiento asociados a las estaciones de carga para el año t.

DEP BCDEC0_{VCt} es el valor de la depreciación de la Base de Capital de las estaciones de carga al año base 0, proyectada para el año t.

IEC_{VCt} Son las inversiones eficientes de las estaciones de carga.

$\text{DEP}\%$ es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes de las estaciones de carga determina con base en referencias contables, manuales de equipos y otros.

BCNDEC_{VCt} es el valor neto de la Base de Capital de las estaciones de carga en el año (t).

RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP de acuerdo con lo que establece el artículo 101 de la Ley 6 de 1997.

VC : Velocidad de carga que puede ser lenta, semi rápida y rápida.

Las inversiones, así como los costos de administración, operación y mantenimiento, serán propuestos por la empresa distribuidora y sometidos a un análisis de eficiencia que realizará la ASEP, para lo que podrá utilizar la información real de la empresa, referencias nacionales e internacionales y otras fuentes que considere pertinentes.

La empresa distribuidora presentará la proyección de la energía por bloque horario que será vendida en las estaciones de carga, la cual será verificada por la ASEP.

Se calculará un cargo unitario por uso de las estaciones de carga (CUEC) de vehículos eléctricos dividiendo el IMPEC entre la energía proyectada para el período tarifario, ambas variables expresadas en valor presente.

$$CUEC_{vc} = \frac{VP(IMPEC_{vc})}{VP(ENERGÍA VENDIDA EC_{vc})}$$

Las tarifas que aplicarán las empresas distribuidoras en las estaciones de carga su propiedad tendrán dos componentes:

- El costo de la energía y potencia, que será el mismo costo unitario que paga una estación de servicio de carga de vehículos eléctricos que no es de propiedad de las empresas distribuidoras. Estos costos unitarios corresponderán a las tarifas que las empresas distribuidoras incluyan en sus pliegos tarifarios para las estaciones de carga.
- El costo Unitario por el uso de las estaciones de carga para las distintas velocidades de carga: lenta, semi rápida y rápida.

Ambos componentes deberán referirse únicamente a la energía, cuya suma determinará la tarifa total para carga de vehículos eléctricos en estaciones de propiedad de las empresas distribuidoras. Estas tarifas podrán ser diferentes considerando la velocidad de carga (lenta, semi rápida y rápida) y considerar bloques horarios. El IMPEC se considera un ingreso máximo y las empresas distribuidoras podrán presentar para aprobación tarifas inferiores que las calculadas con este mecanismo para competir en el mercado de carga de vehículos eléctricos.

COMENTARIOS EDEMET-EDECHI:

Sobre Artículo 134:

Se debe aclarar la naturaleza del servicio, indicando si la prestación de carga por parte de las distribuidoras se considera una actividad regulada o comercial/competitiva. Asimismo, se necesita fortalecer el marco regulatorio definiendo una estructura tarifaria compuesta por cargo fijo y cargo variable, lo que permitirá al consumidor distinguir claramente entre el costo por disponibilidad del servicio y el consumo de energía, y a la vez otorgará certeza financiera a la empresa para continuar invirtiendo en infraestructura, considerando que los costos pueden variar según el tipo de estación y su uso.

Sobre Artículo 135:

Se debe establecer un procedimiento distinto al de la base de capital para el cálculo del IMP, mediante el cual se informe cómo se registrarán las inversiones realizadas por la empresa de distribución. Asimismo, se debe otorgar un plazo de adaptación para la implementación en los sistemas de la empresa. En consecuencia, estas modificaciones deberían aplicarse posterior a la revisión tarifaria 2026-2030, considerando que estamos por iniciar procesos de renovación de concesión.

Sobre Artículo 136:

La ASEP propone que los costos de operación, mantenimiento y administración asociados al servicio de carga de vehículos eléctricos sean contabilizados separadamente de los demás costos de la empresa, estableciendo un plazo prudente para que las empresas distribuidoras adapten sus sistemas contables y operativos. Esta medida debería aplicarse posterior a la revisión tarifaria 2026-2030 considerando que estamos por iniciar procesos de renovación de concesión, garantizando una transición ordenada y que la información financiera refleje de manera precisa los costos del servicio sin afectar la operación de la empresa.

Sobre Artículo 137:

Actualmente, la empresa distribuidora no dispone de información suficiente que permita evaluar adecuadamente la incorporación del IMPEC para estaciones de carga, ni la recuperación de inversiones, proyección de demanda. Esta situación genera incertidumbre sobre los supuestos utilizados para determinar tarifas y cargos.

Se considera necesario incorporar un apartado de definiciones para conceptos clave, tales como IMPEC, CUEC, energía proyectada, energía vendida, tipos de carga y bloques horarios. La inclusión de estas definiciones garantizaría consistencia en la interpretación de la normativa y facilitaría la aplicación práctica de los cálculos tarifarios, evitando ambigüedades en la estimación de ingresos y en la evaluación de eficiencia de los costos.

Asimismo, se sugiere incorporar un cargo fijo por disponibilidad del servicio, tal como se indica en el artículo 134, de manera que el consumidor pueda distinguir claramente entre el costo por disponibilidad del servicio y el consumo de energía.

Respecto a los costos eficientes, la propuesta indica que las inversiones y los costos de administración, operación y mantenimiento serán propuestos por la empresa distribuidora y sometidos a un análisis de eficiencia que realizará ASEP, utilizando información real, referencias nacionales e internacionales y otras fuentes pertinentes. No obstante, no se detalla la metodología específica que se aplicará para la determinación de dichos costos eficientes. Se considera conveniente que ASEP establezca criterios claros, comparables y transparentes, incluyendo referencias de mercado y de empresas similares, para brindar mayor certeza y seguridad jurídica al proceso.

Se indica que la empresa distribuidora presentará la proyección de energía por bloque horario que será vendida en las estaciones de carga, la cual será verificada por ASEP. Se debe considerar que el mercado de carga de vehículos eléctricos es incipiente y la demanda puede ser variable, se recomienda permitir revisiones anuales de la energía proyectada. Esto permitirá corregir desviaciones significativas entre la energía estimada y la energía efectivamente suministrada, evitando que las distribuidoras asuman completamente el riesgo de demanda, especialmente en la etapa inicial de desarrollo del mercado.

En cuanto a la estructura tarifaria, la propuesta de ASEP establece dos componentes: el costo de energía y potencia, que se equipara al costo unitario que paga una estación de carga no propiedad de la empresa distribuidora, y el costo unitario por el uso de las estaciones de carga, diferenciado según la velocidad de carga (lenta, semi rápida y rápida). Se observa que la propuesta se basa únicamente en la energía consumida (kWh), sin considerar que los costos asociados a la carga rápida pueden diferir significativamente de la carga lenta o semi rápida. Por ello, se recomienda evaluar la incorporación de componentes tarifarios adicionales que reflejen los distintos costos operativos por tipo de carga y bloques horarios.

Todas estas consideraciones deberían ser evaluadas y considerar su aplicación posterior a la revisión tarifaria 2026-2030, considerando que estamos por iniciar procesos de renovación de concesión.

I. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO V DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Propuesta ASEP:	Comentario EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 4 Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las siguientes:</p> <p>a) No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica en cualquiera de la zona de concesión de las empresas distribuidoras u otro concepto resultante de este reglamento. La deuda por parte del cliente anterior del sitio donde se va a prestar el servicio no será motivo para condicionar, suspender o cortar el suministro al nuevo cliente.</p>	<p>Las modificaciones y/o aclaraciones propuestas por EDEMET-EDECHI no alteran el objetivo ni el alcance del texto propuesto por ASEP, sino que buscan precisar, complementar y fortalecer su aplicación práctica, a partir de la experiencia operativa de la empresa distribuidora y de la necesidad de garantizar la seguridad jurídica, técnica y administrativa del proceso.</p>
<p>b) Firmar el correspondiente contrato de suministro, previa presentación de la siguiente documentación:</p> <p>(i) Copia de la Escritura Pública o Certificación vigente (1 año) expedida por el Registro Público, el Banco Hipotecario nacional, el Ministerio de Vivienda (MVIOT), la Autoridad Nacional de Administración de Tierras (ANATI), los Municipios (propietarios de un terreno) u otra entidad estatal (propietaria de un terreno) que acredite la propiedad o derecho posesorio de un bien inmueble a nombre del cliente.</p> <p>(ii) En caso de no ser el titular del bien inmueble, deberá presentar adicionalmente al punto (i), copia simple de la cédula del tenedor del bien inmueble, copia del Contrato de Arrendamiento suscrito con el propietario o tenedor del bien inmueble.</p> <p>(iii) Copia de la cédula de identidad personal vigente o pasaporte vigente (o carné de la Dirección de Migración y Naturalización) en el caso de extranjeros para persona natural. Copia del certificado de Registro Público de la Sociedad Anónima para la persona jurídica.</p> <p>(iv) En caso de que la persona natural o el representante legal de una sociedad no pueda asistir personalmente a firmar el contrato de suministro, se deberá aportar:</p> <ul style="list-style-type: none"> Para persona natural: Carta de autorización original con un plazo no mayor de 6 meses de vigencia con copia de la cédula del otorgante y del autorizado. 	<p>Proponemos incluir al final del acápite (i) la siguiente aclaración</p> <p>(i) Copia de la Escritura Pública o Certificación vigente (1 año), expedida por el Registro Público, el Banco Hipotecario Nacional, el Ministerio de Vivienda (MVIOT), la Autoridad Nacional de Administración de Tierras (ANATI), los Municipios (propietarios de un terreno) u otra entidad estatal (propietaria de un terreno) que acredite la propiedad o derecho posesorio de un bien inmueble a nombre del cliente, <i>emitida por la autoridad competente y que contenga los datos de la finca o del predio.</i></p>

	<ul style="list-style-type: none"> • Para persona jurídica: Poder notariado y copia de cédula del poderdante (otorgante) y apoderado (autorizado). 	
(v)	<p>En el caso de los inmuebles o instalaciones nuevas no ocupadas, además de los otros requisitos deberá el solicitante aportar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Copia del permiso de ocupación o certificado de ocupación para la instalación del suministro eléctrico emitido por el Municipio correspondiente. • En caso de que el permiso o certificado de ocupación esté a nombre de una persona distinta al solicitante, se deberá verificar en el Certificado de Registro Público (vigencia 1 año) que el mismo corresponda a la misma propiedad (finca) sobre la cual se solicita el servicio. 	
(vi)	<p>En el caso de las comunidades que estén ubicadas, en áreas declaradas legalmente como protegidas, y que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez de Paz o en su defecto del corregidor del lugar, y certificación de consentimiento emitida por la Dirección de Áreas Protegidas y Vida Silvestre del Ministerio de Ambiente.</p>	
(vii)	<p>En el caso de las comunidades comarcales, que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez Comunitario o Autoridad Tradicional de los Pueblos Indígenas o un Delegado Comunitario del lugar, y una certificación de consentimiento emitida por la dirigencia tradicional comunitaria (reconocida oficialmente) que corresponda.</p>	
(viii)	<p>En el caso de las comunidades rurales que se vean beneficiadas por proyectos de electrificación realizados por la OER en conjunto con las distribuidoras, y que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez de Paz o en su defecto del corregidor del lugar, y certificación escrita de la Oficina de Electrificación Rural donde se haga</p>	

<p>(ix) constar el desarrollo del proyecto de electrificación correspondiente.</p> <p>(x) En los casos de clientes tales como construcciones, exposiciones, ferias, circos, etc. que requieran un suministro de carácter temporal, deberán presentar el permiso de estructura temporal emitido por el municipio correspondiente.</p> <p>(x) En los casos de suministro para letreros, vallas, fuentes de poder, antenas, puntos de recarga eléctrica, luminarias de canchas deportivas públicas, etc. que no requieran un permiso de ocupación para el debido suministro, deberán presentar en lugar del permiso, una copia de certificación eléctrica por los bomberos, siempre y cuando se cumpla las normas de seguridad eléctrica vigentes.</p>	
<p>c) Presentar certificación de buen historial de pago o referencias de crédito recientes, es decir que no exceda un periodo de 5 años de la fecha en que se realiza la solicitud. En ausencia de éstas, el solicitante deberá pagar el depósito de garantía establecido en el presente reglamento.</p>	
<p>d) Pagar el derecho de conexión de acuerdo con el pliego tarifario vigente.</p> <p>e) El punto de interconexión (donde se encuentra el medidor), debe estar ubicado en un sitio accesible a la empresa de distribución de acuerdo con las normas de construcción, y su conexión con las instalaciones del cliente deben cumplir con las normas de seguridad para media tensión y baja tensión vigentes.</p> <p>f) El cliente será responsable sobre la propiedad en la que se instalará el suministro ante cualquier reclamo o conflicto de la propiedad entre terceros o particulares.</p> <p>g) Las solicitudes del servicio eléctrico podrán realizarse en las agencias autorizadas de la empresa distribuidora, en sitio o por vía electrónica. En el caso de que sea por medio electrónico toda la documentación podrá enviarse a través de este mismo medio, al igual que la certificación de los pagos, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo V.15 de este Reglamento.</p>	<p>Nuestra propuesta para el g)</p> <p>g) Las solicitudes del servicio eléctrico podrán realizarse en las agencias autorizadas de la empresa distribuidora, en sitio o por vía electrónica. En el caso de que sea por medio electrónico, toda la documentación podrá enviarse a través de este mismo medio, <i>incluyendo la suscripción del contrato de suministro mediante firma electrónica o firma digital, pudiendo la empresa distribuidora implementar mecanismos de autenticación adicionales que garanticen la identidad del solicitante</i>, al igual que la certificación de los pagos, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo V.15 de este Reglamento.</p> <p>Otro adicional: Solicitamos se incluye un nuevo literal a este artículo: "... la Distribuidora no será responsable por los documentos que presenten los clientes regulados para sustentar su solicitud de suministro y, cualquier</p>

	reclamo, será presentado ante el cliente o su representante o quien se determine emitió el documento pertinente y no contra el distribuidor...”. Esta solicitud respetuosa la hacemos sobre la base de que la distribuidora, está de acuerdo con los planteamientos del regulador y no debe haber limitaciones ni restricción para la suscripción de nuevos contratos de suministro, siempre y cuando, no haya riesgos para la distribuidora dimanantes de cuestionamientos de terceros por los documentos que justifiquen la tenencia, uso o propiedad de las fincas y/o predios al momento de solicitar el servicio.
--	---

Propuesta ASEP:	Comentarios EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 15: Condiciones para los clientes con servicios temporales: Para la instalación de facilidades de energía eléctrica, que requiera de una acometida que será utilizada por pocos días, desde una línea de distribución eléctrica aérea o subterránea existente, el cliente deberá pagar a la empresa distribuidora los costos asociados de acuerdo a la facilidad que solicita.</p> <p>En caso de que la necesidad del servicio temporal se extienda por más de noventa (90) días, el cliente deberá presentar informes de avance trimestrales en los cuales se incluya la fecha estimada de terminación del servicio temporal.</p> <p>La empresa distribuidora no podrá cobrar dos veces la misma instalación temporal, o sea, que si la instalación hecha para brindar el servicio temporal es adecuada para suministrar el servicio permanente, el cliente sólo pagará por la instalación temporal.</p> <p>En todos los casos de instalación de facilidades para un servicio temporal, la empresa distribuidora proporcionará al cliente una factura por dicha instalación, calculada de la siguiente manera: (1) El costo estimado de instalación de materiales y suministros requeridos para proporcionar el servicio temporal, más (2) el costo estimado de remover dichas facilidades, menos (3) el valor estimado de salvamento al final del periodo de servicio de las facilidades instaladas. El cliente deberá pagar dicho cargo previo a la instalación de las facilidades del servicio. El Pliego Tarifario deberá contener la forma de cálculo del monto a pagar.</p> <p>De acuerdo a la categoría tarifaria que corresponda, se facturará el consumo de energía y de corresponder el cargo por demanda se aplicará proporcionalmente a la cantidad de días en que se utilice el suministro, excepto lo relacionado al cargo fijo comercial que se facturará por mes completo.</p> <p>Concluido el periodo del suministro temporal, la empresa distribuidora deberá proceder a la desconexión de las instalaciones propias. El cliente con</p>	<p>La propuesta de ASEP define las obligaciones para los servicios temporales, pero no establece consecuencias por su incumplimiento, con lo cual necesario añadir la desconexión del servicio en caso de no presentar los informes, reforzando el carácter temporal del suministro y la claridad regulatoria.</p> <p>Propuesta EDEMET-EDECHI:</p> <p>Artículo 15: Condiciones para los clientes con servicios temporales: Para la instalación de facilidades de energía eléctrica, que requiera de una acometida que será utilizada por pocos días, desde una línea de distribución eléctrica aérea o subterránea existente, el cliente deberá pagar a la empresa distribuidora los costos asociados de acuerdo a la facilidad que solicita. En caso de que la necesidad del servicio temporal se extienda por más de noventa (90) días, el cliente deberá presentar informes de avance trimestrales en los cuales se incluya la fecha estimada de terminación del servicio temporal. En caso de no presentarse dichos informes dentro del plazo establecido, la empresa distribuidora procederá a la desconexión del servicio temporal.</p> <p>...</p>

servicio temporal podrá solicitar la extensión del plazo de vigencia del servicio con una anticipación no menor a cuarenta y ocho (48) horas de la fecha de vencimiento	
---	--

Propuesta ASEP:	Comentario EDEMET-EDECHI:
<p>Artículo 16 La cancelación del servicio se realizará cuando lo solicite el cliente, de forma verbal o por escrito, personalmente o por intermedio de una persona autorizada. Cuando el cliente o una persona autorizada realice la solicitud de cancelación en forma verbal, la empresa distribuidora deberá entregar al cliente una constancia escrita de la solicitud, en la que se consigne como mínimo, fecha, hora, número de registro y nombre de la persona que recibió la petición.</p> <p>La empresa distribuidora realizará la desconexión en un tiempo no mayor al que se exige para las instalaciones de acuerdo a la norma de calidad vigente, el cual deberá ser informado al cliente en la misma constancia de la solicitud. La empresa distribuidora debe realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio y facturar el consumo para el cierre de la cuenta.</p> <p>En el caso de que el cliente no sea el dueño de la vivienda o del local comercial, y este abandona o desaloja el mismo sin avisar a la empresa distribuidora o solicitar la cancelación del servicio, la empresa deberá aceptar la solicitud de cancelación del servicio de parte del propietario, siempre que sea presentada por escrito y se aporten copias de los documentos que acrediten la propiedad o tenencia del bien inmueble sobre el cual se solicita la cancelación del suministro:</p> <ol style="list-style-type: none"> Presente una Declaración Jurada notariada original, que indique de manera expresa que el cliente desalojó el bien inmueble o que fue lanzado o desalojado del bien inmueble. Presente certificación original y vigente (1 año) expedida por el Registro Público, por la Autoridad Nacional de Administración de Tierras o por aquellas instituciones que acrediten la propiedad y/o posesión de un bien inmueble. <p>Una vez aceptada la solicitud de cancelación del servicio por la causal de abandono o desalojo, la empresa distribuidora deberá procesar la solicitud y realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles, a fin de comprobar que en el bien inmueble no se registra consumo, acreditándose el abandono declarado por el propietario o tenedor del bien inmueble que solicitó la cancelación del servicio. En caso de haber consumo o de haber una persona habitando el bien inmueble no se procederá con la desconexión.</p> <p>La empresa distribuidora no será responsable por conflictos dimanantes de lo antes expuesto y cualquier reclamación deberá ser dirigida al propietario o tenedor correspondiente.</p>	<p>Se hace necesario hacer la salvedad que para cancelar el servicio, el cliente tiene obligatoriamente que cancelar el saldo pendiente en caso de tenerlo toda vez que esto evita que el clientes no tenga la necesidad de hacerlo posteriormente creando deudas incobrables.</p> <p>Adicionalmente, se debe ajustar el plazo fijo de cinco (5) días hábiles a lo establecido en la Norma de Calidad de Atención al Público. Esto permite mayor flexibilidad operativa, considerando la dispersión geográfica y zonas de difícil acceso, garantizando el debido proceso, la seguridad y evitando desconexiones indebidas.</p> <p>Propuesta EDEMET-EDECHI:</p> <p>Artículo 16 La cancelación del servicio se realizará cuando lo solicite el cliente, previa cancelación del saldo pendiente conforme a la última lectura, de forma verbal o por escrito, personalmente o por intermedio de una persona autorizada...</p> <p>...</p> <p>Una vez aceptada la solicitud de cancelación del servicio por la causal de abandono o desalojo, la empresa distribuidora deberá procesar la solicitud y realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio en los plazos establecidos en la norma de calidad de atención al Público Título XII, a fin de comprobar que en el bien inmueble no se registra consumo, acreditándose el abandono declarado por el propietario o tenedor del bien inmueble que solicitó la cancelación del servicio. En caso de haber consumo o de haber una persona habitando el bien inmueble no se procederá con la desconexión.</p> <p>....</p>

Si el cliente que ocupaba el bien inmueble dejara una cuenta pendiente, la misma solo es atribuible a él y no podrá trasladarse al propietario del inmueble ni al nuevo cliente que pase a hacer uso del mismo, tal y como se establece en el artículo 4 del Capítulo V.1 de este Reglamento. El propietario del bien inmueble deberá realizar tal solicitud en forma diligente, y la Empresa Distribuidora deberá proceder a la conexión del nuevo servicio, una vez firmado el nuevo contrato y, el cliente haya pagado el respectivo depósito.	
---	--

Propuesta ASEP:	Comentario EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 28 Se considera que un cliente estableció un buen historial de pago cuando no se excedió de la fecha de vencimiento en el pago de su factura más de tres (3) veces en un periodo de doce (12) meses consecutivos, y nunca en el mismo periodo se le suspendió el servicio por falta de pago.</p> <p>Cuando el cliente no cuenta con el depósito de garantía, la empresa distribuidora deberá llevar un registro de su historial de pago, para que le avise oportunamente en el caso de atraso en sus pagos.</p> <p>Cuando el cliente se haya excedido en la fecha de vencimiento en el pago de su factura, la empresa distribuidora deberá enviar una notificación, indicándole que; ha pagado con retraso y que por tanto podrá perder su condición de “cliente con buen historial de pago”.</p> <p>En el caso de que haya un tercer atraso por parte del cliente, en un periodo de doce meses, la empresa distribuidora deberá advertirle que, si vuelve a excederse de la fecha de vencimiento en el pago de su factura, perderá su condición de buen historial de pago y se le cobrará el depósito de garantía.</p> <p>A solicitud del cliente, la empresa distribuidora deberá expedir sin costo, una certificación y/o un paz y salvo al cliente que haya mantenido un buen historial de pago, para que le sirva como referencia de crédito para nuevas solicitudes de servicio eléctrico.</p>	<p>Nuestra propuesta busca establecer que el cliente no debe haber entrado en situación de corte por falta de pago, independientemente de que el servicio haya sido efectivamente suspendido. Este enfoque evalúa el historial de pago con base en la conducta real del cliente frente a sus obligaciones contractuales, y no en la materialización del corte, la cual puede verse afectada por factores ajenos al cliente.</p> <p>De esta manera, nuestra propuesta por busca mayor objetividad, equidad y coherencia regulatoria, al evitar interpretaciones discrecionales y asegurar que el beneficio de un buen historial de pago se otorgue únicamente a quienes mantienen un cumplimiento oportuno y sostenido de sus obligaciones de pago.</p> <p>Propuesta EDEMET-EDECHI:</p> <p>Artículo 28 Se considera que un cliente estableció un buen historial de pago cuando no se excedió de la fecha de vencimiento en el pago de su factura más de tres (3) veces en un periodo de doce (12) meses consecutivos, y nunca en el mismo periodo entró en situación de corte por falta de pago, aunque no se le haya cortado.”</p> <p>.....</p>

Propuesta ASEP:	Comentario EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 34 Cuando el cliente haga uso de la energía eléctrica mediante fraude debidamente comprobado conforme a la reglamentación de la ASEP, la empresa distribuidora podrá cobrar al cliente una estimación de la facturación, por todo el periodo comprobado. En el caso de que no se pueda comprobar el periodo de tiempo en el que el cliente adquirió la energía eléctrica en forma fraudulenta, la empresa distribuidora solo puede cobrar al cliente una estimación de la facturación sobre un periodo de hasta seis meses. En cualquiera de los dos casos, a la estimación del consumo dejado de cobrar se le aplicará la tarifa vigente en dicho periodo más un recargo de hasta el diez por ciento (10%) sobre la factura de estos consumos. Este</p>	<p>Se debe agregar que el no cumplimiento del acuerdo es susceptible a corte y eliminación del acuerdo que si en caso de ser necesario negociar nuevamente podría tener mayores restricciones.</p> <p>Adicionalmente, la propuesta de la ASEP regula el cobro de la energía dejada de facturar por fraude, pero no contempla expresamente a los clientes con Tarifa Prepago, lo que genera un vacío operativo. Nuestra propuesta incorpora un mecanismo claro de recuperación para clientes prepago, mediante descuentos en recargas futuras o convenios de pago.</p> <p>Esta inclusión no crea cargos adicionales ni nuevas penalidades, sino que garantiza la aplicación práctica,</p>

<p>recargo es para cubrir todos los gastos asociados al fraude. La empresa distribuidora no podrá cobrar ningún cargo adicional que no esté aprobado por la ASEP.</p> <p>Para el cobro de la energía dejada de facturar, las empresas de distribución podrán realizar convenios de pago con sus clientes.</p>	<p>equitativa y transparente de la norma a todas las modalidades de suministro, reforzando además la obligación de información previa al cliente y asegurando el cumplimiento del marco regulatorio vigente.</p> <p>Propuesta EDEMET-EDECHI:</p> <p>Artículo 34 Cuando el cliente haga uso de la energía eléctrica mediante fraude debidamente comprobado conforme a la reglamentación de la ASEP, la empresa distribuidora podrá cobrar al cliente una estimación de la facturación, por todo el periodo comprobado. En el caso de que no se pueda comprobar el periodo de tiempo en el que el cliente adquirió la energía eléctrica en forma fraudulenta, la empresa distribuidora solo puede cobrar al cliente una estimación de la facturación sobre un periodo de hasta seis meses.</p> <p>En cualquiera de los dos casos, a la estimación del consumo dejado de cobrar se le aplicará la tarifa vigente en dicho periodo más un recargo de hasta el diez por ciento (10%) sobre la factura de estos consumos. Este recargo es para cubrir todos los gastos asociados al fraude. La empresa distribuidora no podrá cobrar ningún cargo adicional que no esté aprobado por la ASEP.</p> <p>Para el cobro de la energía dejada de facturar, las empresas de distribución podrán realizar convenios de pago con sus clientes. El no cumplimiento del acuerdo, es causal de terminación del mismo y en caso de considerarlo pertinente, la distribuidora podrá negociar nuevamente otro acuerdo con términos que reconozcan el incumplimiento anterior.</p> <p><i>En el caso de los clientes con Tarifa prepago, el monto correspondiente a la energía dejada de facturar, incluyendo el recargo autorizado, podrá ser recuperado mediante descuentos automáticos aplicados a las recargas futuras, hasta la cancelación total de la deuda, o mediante convenios de pago acordados con el cliente. La empresa distribuidora deberá informar al cliente, de manera clara y previa, el monto adeudado, el mecanismo de recuperación y las condiciones aplicables, conforme a la reglamentación vigente de la ASEP.</i></p>
<p>Propuesta ASEP</p> <p>Artículo 40 Las facturas deberán contar como mínimo con la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Variables de consumo (energía/demanda – facturada y leída- en punta y/o fuera de punta según corresponda). (i) Para los Grandes Clientes también se debe presentar además del detalle de la demanda leída en su punto de entrega, la reserva de confiabilidad asignada y las pérdidas en potencia asignadas, para su clara identificación. 	<p>Comentario EDEMET-EDECHI</p>

<p>(ii) Para los clientes instalaciones de generación para autoconsumo también se debe presentar el detalle de energía inyectada y excedente acumulado.</p> <p>b) Valores de energía reactiva y factor de potencia asociado al consumo en el caso que corresponda.</p> <p>c) Intereses y monto final correspondiente.</p> <p>d) Teléfono de atención Comercial y de Emergencias.</p> <p>e) Lugares de pago.</p> <p>f) Datos de la ASEP, con un texto que indique la posibilidad de realizar denuncias ante la ASEP.</p> <p>g) Tarifa aplicada.</p> <p>h) Detalle del cálculo de facturación (cargo fijo, cargo variable, subsidios, ajustes, porción correspondiente a distribución, transmisión y generación).</p> <p>i) Tipo de lectura (real/estimada).</p> <p>j) Lectura anterior y actual del medidor.</p> <p>k) Período de lectura y cantidad de días facturados.</p> <p>l) Saldo adeudado a 30 días.</p> <p>m) Saldo adeudado a 60 días.</p> <p>n) Historial de consumo (kWh) y demanda leída (kW) mensual (datos) de los últimos 12 meses.</p> <p>o) Cargos por conexión y reconexión por motivos de suspensión del servicio.</p> <p>p) Reducciones Tarifarias.</p> <p>q) Estadísticas de interrupciones del servicio eléctrico para cada cliente de que fue objeto en el período de facturación anterior.</p> <p>r) Fecha y hora de la demanda máxima del período de facturación en los casos en que el medidor pueda suministrar esta información.</p> <p>s) Detalles del depósito de garantía.</p> <p>t) Fecha de vencimiento de la factura</p> <p>u) Historial de pago de los últimos tres meses (fecha y monto pagado).</p>	
--	--

Propuesta ASEP:	Comentario EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 41</p> <p>En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Sólo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por más de tres (3) meses, la empresa cuando realice la lectura en caso de que haya estimado de más deberá devolver la diferencia al cliente en la siguiente facturación y en caso de que haya estimado de menos no podrá recuperar la diferencia entre la lectura estimada y la real.</p> <p>La empresa distribuidora sólo podrá realizar estimaciones en el caso de clientes que cuenten con</p>	<p>Nuestra propuesta se basa en que la no recuperación de consumos estimados aplica únicamente cuando la falta de lectura sea atribuible a la empresa distribuidora, permitiendo la facturación del consumo real en casos de acceso impedido. Asimismo, ajusta el reporte de estimaciones a la ASEP a una periodicidad semestral, manteniendo la supervisión regulatoria, sin afectar al cliente.</p> <p>Propuesta EDEMET-EDECHI:</p> <p>Artículo 41 En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Sólo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por</p>

<p>medición inteligente en aquellos casos donde se demuestre que no se pudo obtener la medición por causas de caso fortuito o fuerza mayor.</p> <p>Las estimaciones realizadas y los ajustes, si corresponden, deberán ser informadas por la empresa a la ASEP de forma trimestral.</p>	<p>más de tres (3) meses, la empresa cuando realice la lectura en caso de que haya estimado de más deberá devolver la diferencia al cliente en la siguiente facturación y en caso de que haya estimado de menos no podrá recuperar la diferencia entre la lectura estimada y la real, <i>siempre que sea responsabilidad de la empresa distribuidora, en caso de comprobarse acceso impedido, por causas estructurales imputables al cliente y que superan las competencias y viabilidad técnica que puede gestionar la Distribuidora para eliminar la restricción de acceso, la empresa distribuidora podrá facturar lo que corresponde.</i></p> <p>La empresa distribuidora sólo podrá realizar estimaciones en el caso de clientes que cuenten con medición inteligente en aquellos casos donde se demuestre que no se pudo obtener la medición por causas de caso fortuito o fuerza mayor.</p> <p>Las estimaciones realizadas y los ajustes, si corresponden, deberán ser informadas por la empresa a la ASEP de forma <i>semestral.</i></p>
---	--

Propuesta ASEP	Comentario EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 43 La empresa distribuidora deberá realizar una investigación <i>cuando la lectura del medidor del cliente muestre un</i> consumo superior al 100% del consumo promedio de los últimos seis (6) meses, <i>exista o no reclamo por parte de éste, a fin de verificar la correcta medición y facturación del servicio.</i> Si como resultado de la investigación se determinan errores de medición o facturación, la empresa distribuidora deberá realizar los ajustes correspondientes en la factura del cliente, adoptando las acciones que correspondan e informar al cliente sobre los ajustes.</p> <p>Asimismo, la empresa distribuidora deberá remitir a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) un informe con periodicidad semestral, que contenga el número de las investigaciones realizadas en aplicación de este artículo, sus resultados y las acciones adoptadas de conformidad con la normativa aplicable.</p>	<p>La propuesta de la ASEP busca reforzar el control de la medición y facturación mediante la investigación de variaciones significativas de consumo. Sin embargo, su aplicación general no considera que los clientes nuevos no cuentan con un historial de consumo suficiente para establecer un promedio representativo de seis (6) meses. Nuestra propuesta mantiene el objetivo regulatorio de ASEP, incorporando una excepción técnica para clientes con menos de doce (12) meses de antigüedad, a fin de asegurar una aplicación razonable y eficiente del artículo, enfocando las investigaciones en casos técnicamente verificables. Asimismo, pedimos muy respetuosamente la eliminación del informe semestral dado que esto conlleva cambios sustanciales a nivel de los sistemas de la empresa.</p> <p>Propuesta EDEMET-EDECHI:</p> <p>Artículo 43 La empresa distribuidora deberá realizar una investigación cuando la lectura del medidor del cliente muestre un consumo superior al 100% del consumo promedio de los últimos seis (6) meses, exista o no reclamo por parte de éste, a fin de verificar la correcta medición y facturación del servicio.</p> <p>Si como resultado de la investigación se determinan errores de medición o facturación, la empresa distribuidora deberá realizar los ajustes correspondientes en la factura del cliente, adoptando las acciones que correspondan e informar al cliente sobre los ajustes.</p> <p><i>Quedan exceptuados de la aplicación de este artículo los clientes que cuentan con una antigüedad menor a doce (12) meses, contados a partir de la fecha de inicio del suministro, debido a que no disponen de un historial de consumo representativo que permita establecer un promedio confiable</i></p>

	<i>para efectos de comparación, de igual manera el medidor que cambia de propietario más de 2 veces al año.</i>
--	---

Propuesta ASEP	Comentario EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 57 La reparación del daño causado mencionada en el artículo precedente no eximirá a la empresa distribuidora de la aplicación de las penalizaciones que le correspondan según lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico.</p> <p>El Agente del Mercado, distinto de la empresa distribuidora, que sea responsable de los daños en instalaciones y/o artefactos propiedad del cliente o usuario, deberá hacerse cargo de los costos asumidos por la empresa distribuidora que estén asociados a la reparación y/o reposición correspondiente.</p> <p><i>Debiendo los responsables reembolsar a la empresa distribuidora los importes que correspondan en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles a partir de la determinación oficial de responsabilidades y la notificación correspondiente.</i></p>	<p>La propuesta de la ASEP define las responsabilidades y penalizaciones por daños, pero no regula el tratamiento de los reclamos ni los pagos mientras se determina la responsabilidad. Nuestros comentarios mantienen el régimen establecido e incorpora una precisión procedimental que permite suspender temporalmente la atención del reclamo, los pagos y los plazos regulatorios durante la investigación, evitando cargas financieras indebidas y garantizando el debido proceso, sin afectar los derechos del cliente.</p> <p><i>Propuesta EDEMET-EDECHI:</i></p> <p>Artículo 57 La reparación del daño causado mencionada en el artículo precedente no eximirá a la empresa distribuidora de la aplicación de las penalizaciones que le correspondan según lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico.</p> <p>El Agente del Mercado, distinto de la empresa distribuidora, que sea responsable de los daños en instalaciones y/o artefactos propiedad del cliente o usuario, deberá hacerse cargo de los costos asumidos por la empresa distribuidora que estén asociados a la reparación y/o reposición correspondiente.</p> <p>Debiendo los responsables reembolsar a la empresa distribuidora los importes que correspondan en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles a partir de la determinación oficial de responsabilidades y la notificación correspondiente.</p> <p><i>La empresa distribuidora podrá suspender temporalmente, previa notificación al regulador y al cliente, de la gestión del reclamo y/o del pago de las reclamaciones hasta que se completen las investigaciones pertinentes por parte de las autoridades competentes. La Resolución que dicte la Autoridad debe indicar claramente al y el Agente responsable del evento y su obligación de reembolsar a la distribuidora los montos reclamados por los clientes regulados.</i></p>
Propuesta ASEP	Comentario EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 60 La empresa distribuidora deberá mantener un registro de las plantas eléctricas de emergencia con capacidad mayor o igual a 15 kW que sean de</p>	<p>La propuesta de la ASEP regula el registro de plantas eléctricas de emergencia, pero no define la responsabilidad sobre el cumplimiento normativo de los cuadros eléctricos y</p>

<p>propiedad de los clientes de la empresa, con el fin de mantener una base de datos actualizada sobre la capacidad total de plantas de emergencia que sean propiedad de clientes.</p> <p>Es responsabilidad del cliente informar las plantas de emergencia con capacidad mayor o igual a 15 kW que son de su propiedad y la ubicación de la misma, así como de solicitar la instalación de un medidor para que la empresa distribuidora pueda mantener los registros actualizados.</p> <p>Este registro deberá identificar las plantas que tienen la medición de energía generada por la planta de emergencia antes del medidor del suministro al cliente y las que poseen la medición de energía generada por la planta de emergencia después del medidor del suministro al cliente.</p> <p>El esquema de medición se ilustra a continuación:</p> <div data-bbox="159 709 618 995"> <p>Figura A. Medición <i>antes</i> del Medidor de suministro</p> <p>Figura B. Medición <i>después</i> del Medidor de suministro</p> </div>	<p>equipos de medición. Nuestra propuesta mantiene el esquema original e incorpora una precisión que asigna claramente al cliente la responsabilidad de cumplir con las normas técnicas y reglamentarias, aportando claridad, seguridad y correcta aplicación operativa sin añadir nuevas cargas regulatorias.</p> <p>Propuesta EDEMET-EDECHI:</p> <p>Artículo 60 La empresa distribuidora deberá mantener un registro de las plantas eléctricas de emergencia con capacidad mayor o igual a 15 kW que sean de propiedad de los clientes de la empresa, con el fin de mantener una base de datos actualizada sobre la capacidad total de plantas de emergencia que sean propiedad de clientes.</p> <p>Es responsabilidad del cliente informar las plantas de emergencia con capacidad mayor o igual a 15 kW que son de su propiedad y la ubicación de la misma, así como de solicitar la instalación de un medidor para que la empresa distribuidora pueda mantener los registros actualizados.</p> <p>Adicionalmente es responsabilidad exclusiva del cliente que los cuadros eléctricos y equipos de medición asociados a las plantas eléctricas de emergencia cumplan con las normas técnicas y reglamentarias vigentes.</p> <p>Este registro deberá identificar las plantas que tienen la medición de energía generada por la planta de emergencia antes del medidor del suministro al cliente y las que poseen la medición de energía generada por la planta de emergencia después del medidor del suministro al cliente</p> <p>El esquema de medición...</p>
---	---

Propuesta ASEP	Comentario EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 62 Cuando la empresa distribuidora realice el registro de la planta de emergencia, e identifique que la medición de la energía generada es registrada en el medidor de suministro (ver figura A del artículo 60) de la empresa distribuidora, el cliente deberá suministrar información sobre el número de cuenta de las áreas comunes del edificio o del complejo comercial al que se acreditará el suministro de dicha planta de emergencia o la información pertinente para la devolución en efectivo, cheque, transferencia bancaria u otro medio de pago que permita demostrar la devolución.</p> <p>La información deberá ser suministrada en un documento que deberá ser firmado por el cliente, para lo que deberá estar acreditado para ello.</p>	<p>De acuerdo</p>

Propuesta ASEP	Comentario EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 63 La empresa distribuidora deberá instalar un medidor horario que registre la energía autoabastecida por la planta eléctrica de emergencia.</p> <p>Para tal fin, el cliente deberá suministrar información de las características técnicas de la planta eléctrica de emergencia.</p>	<p>La propuesta de la ASEP exige la instalación de un medidor horario y el suministro de información técnica por parte del cliente, pero no define el alcance de su responsabilidad. Nuestros comentarios mantienen esta obligación e incorpora una precisión que asigna al cliente la responsabilidad exclusiva de la información técnica y de las condiciones de instalación, aclarando responsabilidades y fortaleciendo la correcta aplicación técnica y operativa de la norma.</p>

	<p>Propuesta EDEMET-EDECHI:</p> <p>Artículo 63 La empresa distribuidora deberá instalar un medidor horario que registre la energía autoabastecida por la planta eléctrica de emergencia.</p> <p>Para tal fin, <i>será responsabilidad exclusiva del cliente</i> suministrar información de las características técnicas de la planta eléctrica de emergencia, <i>así como garantizar que las condiciones técnicas y de instalación permitan la correcta colocación y operación del sistema de medición, conforme a las normas técnicas y reglamentarias vigentes.</i></p>
--	---

Propuesta ASEP	Comentario EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 64 Al cliente propietario de la planta eléctrica de emergencia le corresponde solicitar y autorizar la instalación de la medición, así como cubrir el cargo de conexión del medidor aprobado en el pliego tarifario. Las empresas distribuidoras deberán instalar los medidores haciendo uso de las diferentes tecnologías de medición disponibles y no deberán requerir adecuaciones en las instalaciones del cliente a menos que dichas adecuaciones sean mínimas y estrictamente necesarias. Todos los costos asociados a la operación, mantenimiento y administración de las plantas de emergencia de los clientes serán responsabilidad de sus propietarios.</p>	De acuerdo

Propuesta ASEP	Comentario EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 71 CONDICIONES PREVIAS</p> <p>Conforme a la regulación vigente, es obligación del cliente mantener su aparato de medición, libre de todo impedimento que limite o pueda llegar a limitar a las empresas distribuidoras en la ejecución de labores asociadas a la prestación del servicio eléctrico como son la medición del consumo eléctrico, inspecciones y mantenimientos de la instalación del medidor y acometida.</p> <p>Si el medidor se encuentra encerrado o inaccesible, la empresa distribuidora notificará formalmente al cliente por escrito en nota o a través de notificación en la factura o a través de correo electrónico registrado o algún otro medio idóneo, otorgándole un plazo de sesenta (60) días hábiles, contados a partir de la fecha en que fue notificado por la Empresa Distribuidora para corregir la situación o autorizar la reubicación.</p> <p>Si el cliente no atiende la notificación, la empresa podrá instalar un medidor nuevo en el punto más cercano de acceso público, dejando constancia escrita, evidencia fotográfica y trasladando los costos incurridos al cliente en su factura por el servicio de electricidad. En caso de reincidencia o fraude debidamente comprobado, la empresa podrá instalar medidor prepago o medidor inteligente.</p>	<p>La propuesta de la ASEP busca regular una problemática que cada vez está en crecimiento y que dificulta o imposibilita en muchas ocasiones la gestión de la distribuidora con lo cual nos parece positivo no obstante hay algunos puntos que queremos enfatizar:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Un plazo de 60 días hábiles es excesivo si lo que buscamos es regularizar la gestión con lo cual proponemos bajar a 30 días después de la fecha de notificación y suficiente para que el cliente después de su notificación realice las adecuaciones. - Se debe dejar claramente establecido que el proceso de instalación del nuevo medidor indicado y por la normal desconexión y conexión, no será susceptible de ningún reclamo por parte de los clientes. - La opción de instalar un medidor inteligente no debe estar supeditada sólo los casos de reincidencia y/o fraude como lo indica actualmente la propuesta de la ASEP puesto que es una oportunidad que se tiene para modernizar la instalación con lo cual solicitamos ampliarlo a decisión de la distribuidora para colocarlo desde el primer instante para corregir la situación de inaccesibilidad. - Un reporte semestral de los clientes sobre los cuales se ha requerido esta opción, nos parece suficiente

<p>La empresa presentará mensualmente a la ASEP todas las instalaciones realizadas por este concepto, debidamente respaldadas por todos los documentos que acrediten las gestiones realizadas.</p>	<p>tomando con consideración el plazo para la notificación y hacerlo efectivo.</p> <p>Esta opción planteada se complica para casos donde la conexión del cliente es soterrada e incluso en los casos de condominios, edificios y/o complejos de apartamentos en donde tenemos acceso impedido, con lo cual la ASEP debe evaluar estos.</p> <p>Propuesta EDEMET-EDECHI: Artículo 71 CONDICIONES PREVIAS Conforme a la regulación vigente, es obligación del cliente mantener su aparato de medición, libre de todo impedimento que limite o pueda llegar a limitar a las empresas distribuidoras en la ejecución de labores asociadas a la prestación del servicio eléctrico como son la medición del consumo eléctrico, inspecciones y mantenimientos de la instalación del medidor y acometida.</p> <p>Si el medidor se encuentra encerrado o inaccesible, la empresa distribuidora notificará formalmente al cliente por escrito en nota o a través de notificación en la factura o a través de correo electrónico registrado o algún otro medio idóneo, otorgándole un plazo de treinta (30) días hábiles, contados a partir de la fecha en que fue notificado por la Empresa Distribuidora para corregir la situación o autorizar la reubicación.</p> <p>Si el cliente no atiende la notificación, la empresa podrá instalar un medidor nuevo en el punto más cercano de acceso público, dejando constancia escrita, evidencia fotográfica y trasladando los costos incurridos al cliente en su factura por el servicio de electricidad. <i>La empresa distribuidora tendrá la opción para estos casos de instalar medidor inteligente.</i> <i>El proceso de instalación del nuevo medidor no será susceptible de ningún reclamo por parte de los clientes ni del hecho ni resultados que la desconexión y/o conexión pueda generar.</i> En caso de reincidencia o fraude debidamente comprobado, la empresa podrá instalar medidor prepago o medidor inteligente.</p> <p>La empresa presentará semestralmente a la ASEP todas las instalaciones realizadas por este concepto, debidamente respaldadas por todos los documentos que acrediten las gestiones realizadas</p>
--	--

II. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO VI DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Propuesta ASEP	Comentarios EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 4. La línea de conexión y/o la red de distribución para el suministro de energía eléctrica a la infraestructura, pasará a ser propiedad de la empresa distribuidora, cumpliendo lo establecido en este reglamento.</p> <p>La inversión asociada a la misma será reconocida en las tarifas eléctricas conforme a las disposiciones del Régimen Tarifario vigente.</p>	<p>Coincidimos con incorporar la sujeción al reglamento como condición de traspaso, por coherencia con el régimen de calidad y seguridad de redes.</p>
Propuesta ASEP	Comentarios EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 5. Se considera como Contribución Reembolsable el 90% del Costo Equivalente del Proyecto construido por el Promotor para el desarrollo de la Línea de Conexión y/o de la Red de Distribución requerida para el suministro eléctrico a la infraestructura del Promotor. El 10 % restante del Costo Equivalente se considera como una contribución no reembolsable. Las condiciones del contrato reembolsable deberán establecerse de acuerdo con lo estipulado en este RDC. El Costo Equivalente del Proyecto (ya sea Línea de Conexión y/o Red de Distribución), se determinará con base en el costo típico eficiente de las redes que la empresa distribuidora construye regularmente para atender solicitudes de servicio de sus clientes, empleando para ello las unidades constructivas típicas. La empresa distribuidora publicará anualmente en su sitio de Internet los costos típicos por unidades constructivas usuales para los tipos de infraestructuras.</p>	<p>Nuestra propuesta busca incluir las adecuaciones necesarias en la red existente del distribuidor, lo que aporta mayor claridad sobre responsabilidades y asegura que la conexión se realice sin costos imprevistos para el promotor. Esta precisión refuerza la transparencia y protege a ambas partes.</p> <p>Propuesta EDEMET-EDECHI:</p> <p>Artículo 5 Se considera como Contribución Reembolsable el 90% del Costo Equivalente del Proyecto construido por el Promotor para el desarrollo de la Línea de Conexión y/o de la Red de Distribución requerida para el suministro eléctrico a la infraestructura del Promotor. El 10 % restante del Costo Equivalente se considera como una contribución no reembolsable. Las condiciones del contrato reembolsable deberán establecerse de acuerdo con lo estipulado en este RDC.</p> <p>El Costo Equivalente del Proyecto (ya sea Línea de Conexión y/o Red de Distribución), se determinará con base en el costo típico eficiente de las redes que la empresa distribuidora construye regularmente para atender solicitudes de servicio de sus clientes, empleando para ello las unidades constructivas típicas. La Línea de Conexión contemplará, además las adecuaciones directamente atribuibles al esquema y técnicamente necesarias en la red existente del distribuidor para viabilizar la conexión, dimensionadas conforme a las unidades constructivas típicas y estándares vigentes de la distribuidora.</p> <p>La empresa distribuidora publicará anualmente en su sitio de Internet los costos típicos por unidades constructivas usuales para los tipos de infraestructuras.</p>
Propuesta ASEP	Comentarios EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 9. En las infraestructuras donde está restringido el acceso al público en general y el promotor ha instalado un alumbrado de las vías o calles que no cumple con la Norma de Alumbrado Público para Calles y Avenidas de Uso Público y/o no cumple con la norma constructiva de la empresa distribuidora, los costos correrán totalmente por cuenta del promotor. En estos casos, el promotor y/o los residentes de dichas urbanizaciones deberán asumir los costos de</p>	<p>Ya existen otros artículos que indican que donde hay casos atípicos se hace el reembolso como el artículo 12, con lo cual no nos parece necesario esta inclusión que plantea la ASEP con lo cual solicitamos eliminarlo y mantener el artículo 9 tal como está sin alteración.</p> <p>En caso que la ASEP decida incluirlo, se hace necesario clarificar responsabilidades de costos, asegurando en los casos en la que las instalaciones tengan características</p>

<p>operación, mantenimiento y del consumo de energía eléctrica del sistema de iluminación de calles y avenidas, dado que este sistema de alumbrado tendría especificaciones diferentes a las normalizadas. Para esto deberán instalar un medidor separado para el sistema de alumbrado público.</p> <p>Así mismo, en los casos en los que las instalaciones tengan características especiales, los costos adicionales a los costos de las construcciones típicas que las empresas distribuidoras construyen para atender solicitudes de servicio de sus clientes y/o no cumple con la norma constructiva de la empresa distribuidora serán cubiertos por el promotor y/o los residentes de dichas urbanizaciones.</p>	<p>especiales, para mantenimiento, evitando futuros inconvenientes.</p> <p>Propuesta EDEMET-EDECHI:</p> <p>Artículo 9 En las infraestructuras donde está restringido el acceso al público en general y el promotor ha instalado un alumbrado de las vías o calles que no cumple con la Norma de Alumbrado Público para Calles y Avenidas de Uso Público y/o no cumple con la norma constructiva de la empresa distribuidora, los costos correrán totalmente por cuenta del promotor. En estos casos, el promotor y/o los residentes de dichas urbanizaciones deberán asumir los costos de operación, mantenimiento y del consumo de energía eléctrica del sistema de iluminación de calles y avenidas, dado que este sistema de alumbrado tendría especificaciones diferentes a las normalizadas. Para esto deberán instalar un medidor separado para el sistema de alumbrado público.</p> <p>Así mismo, <i>en los casos con acceso</i>, y en los que las instalaciones tengan características especiales, los costos adicionales a los costos de las construcciones típicas que las empresas distribuidoras construyen para atender solicitudes de servicio de sus clientes y/o no cumple con la norma constructiva de la empresa distribuidora serán cubiertos por el promotor y/o los residentes de dichas urbanizaciones.</p> <p><i>Además, el promotor deberá entregar un 25% en repuestos de los activos que serán adquiridos por la empresa para su operación y mantenimiento. Una vez se concluyan los repuestos, la empresa distribuidora colocará las luminarias de acuerdo a su normativa vigente sin reclamo alguno del residencial-</i></p> <p><i>Salvo que el promotor o los residentes suplan los materiales fuera de norma, la empresa de distribución dará mantenimiento y reemplazará las luminarias de acuerdo a su normativa vigente sin reclamo alguno del promotor o residencial.</i></p>
<p>Propuesta ASEP</p> <p>Artículo 11. El promotor y la empresa distribuidora acordarán la modalidad para la construcción de la Línea de Conexión y/o de la Red de Distribución de la infraestructura. Algunas de las modalidades posibles son las siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> La empresa distribuidora responde en forma individual a las solicitudes de los clientes, según lo previsto en el contrato de concesión y las leyes y reglamentaciones pertinentes. La empresa distribuidora construye la línea de conexión y/o la red de distribución en forma paralela a la construcción o de forma anticipada a la construcción de la infraestructura y solicita una contribución para financiar el proyecto. El Promotor construye la Línea de Conexión y/o la Red de Distribución de la infraestructura y la 	<p>Comentarios EDEMET-EDECHI</p> <p>Nuestra propuesta busca mayor detalle en la documentación y control de la construcción, lo que podría aumentar la transparencia y reducir riesgos de costos indebidos.</p>

<p>empresa distribuidora verifica que la construcción cumpla con los requisitos de conexión a las redes existentes, una vez cumplidos estos requisitos aprueba la conexión y, posteriormente, reembolsa al Promotor el 90% del Costo <u>establecido</u> en el contrato reembolsable.</p> <p>d) Para los casos en los que los lotes, urbanizaciones y otras infraestructuras tengan un índice de ocupación predial o de habitabilidad menor a cincuenta por ciento (50%) la construcción o el financiamiento de esta infraestructura deberá ser realizado por el promotor o los interesados y la devolución estará sujeta a lo establecido en el artículo 12 de este Título del RDC.</p>	<p>Propuesta EDEMET-EDECHI:</p> <p>...</p> <p>c) El Promotor construye la Línea de Conexión y/o la Red de Distribución de la infraestructura y la empresa distribuidora verifica que la construcción, <i>planos, materiales y factura de compra cumple con los requisitos para la viabilidad de conexión a las redes existentes</i>, una vez cumplidos estos requisitos aprueba la conexión y, posteriormente, reembolsa al Promotor el 90% del Costo <i>según lo</i> establecido en el contrato reembolsable.</p> <p>d) Para los casos en los que los lotes, urbanizaciones y otras infraestructuras tengan un índice de ocupación predial o de habitabilidad menor a cincuenta por ciento (50%) <i>de la construcción, el financiamiento de esta infraestructura no servida con contratos de suministro</i> deberá ser realizado por el promotor o los interesados y la devolución estará sujeta a lo establecido en el artículo 12 de este Título del RDC</p>
---	---

Propuesta ASEP	Comentarios EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 12. Los acuerdos a que lleguen el promotor y la empresa distribuidora, respecto a las modalidades de construcción y los reembolsos, deben formalizarse mediante un Contrato, el cual debe considerar los criterios de reembolsos siguientes:</p> <p>a) Cuando una infraestructura se construye con estándares distintos al típico de la red de distribución para esa área, se reembolsará la inversión al costo de las unidades constructivas típicas. El tipo de instalaciones, tanto para la línea de conexión como para la red de distribución, será la que corresponda según la red existente en la zona, a las necesidades propias previstas para la infraestructura y/o a la legislación que aplique. En caso de requerirse instalaciones con capacidades mayores o distintas a los estándares de construcción <i>o soterradas</i>, las diferencias de costos originadas por los mismos deberán ser cubiertas por el responsable del requerimiento, ya sea la empresa distribuidora o el promotor. No se le podrán incluir al Promotor exigencias que no sean las que se requieran para el proyecto a realizar.</p>	<p>Nuestra propuesta propone cambios más detallados y técnicos, diferenciando entre tipos de infraestructura, ajustando plazos de reembolso y agregando límites temporales, lo que puede brindar mayor precisión y control.</p> <p>Propuesta EDEMET-EDECHI:</p> <p>a) Cuando una infraestructura se construye con estándares distintos al típico de la red de distribución para esa área, se reembolsará la inversión al costo de las unidades constructivas típicas. El tipo de instalaciones, tanto para la línea de conexión como para la red de distribución, será la que corresponda según la red existente en la zona, a las necesidades propias previstas para la infraestructura y/o a la legislación que aplique. En caso de requerirse instalaciones con capacidades mayores o distintas a los estándares de construcción <i>aéreas, subterráneas o soterradas</i>, las diferencias de costos originadas por los mismos deberán ser cubiertas por el responsable del requerimiento, ya sea la empresa distribuidora o el promotor. No se le podrán incluir al Promotor exigencias que no sean las que se requieran para el proyecto a realizar, <i>salvo aquellas que sean necesarias para suplir las necesidades que afectan la red existente desde el punto de conexión del proyecto.</i></p>
<p>b) Cuando la empresa distribuidora solicita una contribución reembolsable para financiar el proyecto o cuando el Promotor sea el que realice el diseño y la construcción del proyecto (lotes servidos, urbanizaciones u otras infraestructuras) se deberá establecer en el Contrato la forma del reembolso con el siguiente esquema:</p>	<p>Comentario EDEMET-EDECHI: No debemos unificar los casos de infraestructura aérea con soterrada, tienen lineamientos diferentes. En ese caso proponemos:</p> <p>PROPUESTA EDEMET-EDECHI:</p> <p>...</p> <p>b) Cuando la empresa distribuidora solicita una contribución reembolsable para financiar el proyecto o cuando el</p>

<ul style="list-style-type: none"> • Cuatro (4) pagos anuales consecutivos correspondientes al 25% del costo establecido en el contrato reembolsable, a más tardar en el mes de febrero de cada año, a partir de que la obra haya concluido y se haya iniciado el proceso de energización del proyecto. • La aplicación de la devolución estará sujeta a que los lotes, urbanizaciones y otras infraestructuras tengan un índice de ocupación predial o habitabilidad mayor o igual a cincuenta por ciento (50%), en caso de que el porcentaje sea menor, la devolución se realizará a partir del momento en el que se alcance este porcentaje establecido. 	<p>Promotor sea el que realice el diseño y la construcción del proyecto (lotes servidos, urbanizaciones u otras infraestructuras) se deberá establecer en el Contrato la forma del reembolso con el siguiente esquema:</p> <p><i>(i) En el caso de infraestructura aérea:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Cuatro (4) pagos anuales consecutivos correspondientes al 25% del costo establecido en el contrato reembolsable, a más tardar en el mes de febrero de cada año, a partir de que la obra haya concluido y se haya iniciado el proceso de energización del proyecto. <p><i>ii) En el caso de infraestructura soterrada:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Seis (6) pagos anuales consecutivos correspondientes al 15% del Costo establecido en el contrato reembolsable, a más tardar en el mes de febrero de cada año, a partir de que la obra haya concluido y se haya iniciado el proceso de energización del proyecto. • Un séptimo pago anual correspondiente al 10% del Costo Equivalente del Proyecto. <p><i>iii) Método de devolución para ambos casos:</i></p> <p><i>Dentro de los plazos para el reembolso establecidos (4 años para aéreo o 7 años para subterráneo) el reembolso de cada año procederá si el índice de ocupación/habitabilidad es mayor o igual al 50%, verificado por la empresa distribuidora al cierre de diciembre del año anterior. Si dicho umbral no se alcanzara dentro de los plazos para el reembolso establecidos, desde la energización, el derecho a reembolso caducará, quedando sin derecho a reembolso alguno.</i></p>
<p>a) La empresa distribuidora deberá cumplir oportunamente con el reembolso establecido por este RDC. En caso de que la empresa distribuidora demore con el reembolso establecido, la misma deberá pagar intereses anuales sobre la suma pendiente a reembolsar hasta que cumpla con el mismo.</p> <p>Los intereses serán calculados con la tasa de interés anual promedio de los seis (6) meses anteriores sobre préstamos comerciales de empresas al por mayor en el país. La tasa para aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior que estén disponibles, sobre la base de la información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del primero (1°) de enero al treinta (30) de junio y del primero (1°) de julio al treinta y uno (31) de diciembre. Estos</p>	

intereses no podrán trasladarse al costo a reconocer en tarifas por las infraestructuras.	
b) Cualquier discrepancia o reclamación referente a los reembolsos, la ASEP actuará como dirimente.	
c) La empresa distribuidora deberá cumplir con los tiempos máximos de construcción de las líneas eléctricas en función de la magnitud de los proyectos, para aquellos proyectos donde la empresa distribuidora asumirá la responsabilidad de la construcción.	

Propuesta ASEP	Comentarios EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 17. Con la finalidad de agilizar los trámites de aprobación de planos por parte de la empresa distribuidora, el promotor deberá procurar:</p> <p>a) Conocer de antemano todos los trámites y regulaciones concernientes a la aprobación de los planos del proyecto.</p> <p>b) Firmar un Contrato de reembolso y condiciones para la construcción de la red de distribución para el suministro de energía eléctrica al proyecto, antes de iniciar la construcción de la infraestructura del proyecto.</p> <p>c) El dueño del proyecto deberá procurar estar presente en las negociaciones del Contrato de reembolso y condiciones para la construcción de la red de distribución para el suministro de energía eléctrica al proyecto.</p> <p>d) Disponer del Índice de ocupación predial o habitabilidad en lo posible certificado por una autoridad competente, caso contrario una declaración jurada realizada por el dueño del proyecto que será verificada por la empresa distribuidora.</p>	<p>La propuesta de la ASEP incorpora, como alternativa a la certificación del Índice de ocupación predial o habitabilidad por una autoridad competente, la presentación de una declaración jurada del dueño del proyecto, cuya verificación recaería en la empresa distribuidora. Esta disposición traslada al distribuidor una responsabilidad que no le es propia, al involucrarlo en la validación de información de carácter urbanístico y legal que corresponde a las autoridades competentes.</p> <p>Nuestra propuesta mantiene los objetivos de agilización de los trámites de aprobación de planos, pero elimina la figura de la declaración jurada verificable por la empresa distribuidora, estableciendo como requisito la disponibilidad del Índice de ocupación predial o habitabilidad certificado por la autoridad competente que con responsables de emitir este tipo de certificaciones. Con esto queremos delimitar claramente el ámbito de responsabilidad del distribuidor, evitando que asuma funciones de verificación que exceden su competencia técnica y regulatoria.</p> <p>Esta autoridad deberá indicar cuales son las autoridades competentes para la certificación del índice de ocupación predial o habitabilidad pues la distribuidora no es competente para ello.</p> <p>En ese caso, el punto d) propuesta por ASEP debe quedar de la siguiente redacción:</p> <p>a) <i>Disponer del Índice de ocupación predial o habitabilidad en lo posible certificado por una autoridad competente.</i></p>

Propuesta ASEP	Comentarios EDEMET-EDECHI
<p>Artículo 19. La empresa distribuidora deberá informar a la ASEP por escrito y en archivo de formato EXCEL, de periodicidad semestral en los meses de enero y julio de cada año, la siguiente información:</p> <p>a) Nombre y Localización de la infraestructura: nombre del proyecto, corregimiento, distrito, provincia. La información la debe presentar</p>	<p>La propuesta de la ASEP exige que la empresa distribuidora verifique el Índice de ocupación predial o habitabilidad informado por el promotor dentro del reporte semestral remitido a la Autoridad. Esta disposición traslada a la empresa distribuidora una función de validación de información urbanística y administrativa que corresponde exclusivamente a las autoridades competentes y al propio promotor del proyecto.</p>

<p>agrupando los proyectos que tienen la misma ubicación.</p> <p>b) Número y fecha del Contrato, nombre del promotor, tipo de Contrato (urbanizaciones, locales comerciales u otro tipo de infraestructura), monto contractual y valor reembolsado conforme a las unidades constructivas típicas.</p> <p>c) Identificar los proyectos, precisando si corresponden a infraestructura aérea o soterrada, así como el plazo del reembolso.</p> <p>d) Índice de ocupación predial o habitabilidad de los proyectos informada por el promotor y verificado por la empresa distribuidora.</p>	<p>Nuestra propuesta mantiene la obligación de remitir a la ASEP la información semestral en formato y plazos establecidos, pero elimina la responsabilidad del distribuidor de verificar el Índice de ocupación, limitando su rol a reportar la información tal como es informada por el promotor. Esta modificación permite una clara delimitación de responsabilidades, reduce riesgos legales y administrativos para la empresa distribuidora y evita interpretaciones que puedan atribuirle funciones ajenas a su ámbito técnico y regulatorio.</p> <p>En ese caso, el punto d) propuesta por ASEP debe quedar de la siguiente redacción:</p> <p><i>a) Índice de ocupación predial o habitabilidad de los proyectos informada por el promotor anualmente, durante el periodo de vigencia del contrato de reembolso.</i></p> <p>...</p>
<p>CINTHYA CAMARGO SAAVEDRA</p>	