

Título IV – Régimen Tarifario

En atención a la Consulta Pública No. 007-22 para “considerar la propuesta de modificación del Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y del Título V, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización”, presentamos oportunamente comentarios a la propuesta de modificación realizada por la ASEP al Título IV Régimen Tarifario del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC).

Para facilitar la comprensión del presente anexo, aclara que por cada artículo al cual ENSA aporta comentarios y/o recomendaciones, se ha estructurado de la misma forma: Comentarios y/o sustentación y tabla en la cual se presenta lo propuesto por la ASEP (columna izquierda) evidenciando los cambios realizados al artículo actual y la propuesta de ajuste ENSA (columna derecha) usando como base lo propuesto por la ASEP y evidenciando los cambios propuestos.

CONVENCIONES DE EVIDENCIA DE CAMBIOS

Propuesta ASEP de modificación al artículo	Propuesta ENSA de modificación al artículo
Normal = No cambia vs. RDC actual	Normal = Igual a propuesto ASEP
<u>Subrayado</u> = Adicionado por ASEP vs. RDC actual	<u>Subrayado</u> = Adicionado por ENSA a propuesta ASEP
Tachado = Eliminado por ASEP vs. RDC actual	Tachado = Eliminado por ENSA vs. propuesta ASEP

Artículo 22

A continuación, presentamos con su debida justificación, los cambios de ENSA a la propuesta del regulador.

Respecto de la propuesta presentada para la revisión y determinación de los costos reconocidos a partir de información real de la propia empresa, rechazamos de plano la propuesta de la ASEP, ya que de considerarse los costos reales de las empresas como base de proyección de los costos operativos a ser reconocidos en el IMP, incluida además dentro de la modificación propuesta en los artículos 22, 24 y 26 del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, afecta seguridad jurídica para la concesión vigente y para futuros periodos de concesión.

Lo anterior en virtud que dicha propuesta de la ASEP no respeta lo establecido en el artículo 101 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997. Este artículo establece lo siguiente:

“El ente regulador establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de

distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.” (el resaltado es nuestro)

Es decir, el criterio de eficiencia para determinar el VAD (o IMP) se debe hacer con base al desempeño de empresas similares, excluyendo implícitamente la posibilidad de que se considere la misma empresa, por el obvio sesgo que generaría la comparación consigo misma. Como antecedente similar referenciamos los recursos que interpusieron EDEMET, EDECHI y ENSA a la Resolución AN No. 12081-Elec. de 30 de enero de 2018 que contenía la propuesta inicial de ASEP para la determinación de las áreas representativas, empresas comparadoras y ecuaciones de eficiencia a ser utilizadas en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) en donde las empresas EDEMET, EDECHI y ENSA fueron incluidas como parte del grupo de empresas comparadoras similares para el periodo comprendido del 1° de julio de 2018 al 30 de junio de 2022.

Ante estos recursos, considerados validados por la ASEP, se decidió excluir a las propias empresas de Panamá de la muestra de empresas comparadoras consideradas en el cálculo de las ecuaciones de eficiencia y, por lo tanto, de la determinación del valor agregado de distribución de las empresas. En efecto, la ASEP en la resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018 expresa:

“Según lo anterior, la ASEP reconoce que no se pueden considerar los costos de la propia empresa para la determinación del valor agregado de distribución de la empresa en cuestión.”

Por lo tanto, y en consistencia con lo expresado arriba, usar posteriormente una comparación SOLO consigo misma desnaturaliza el modelo de empresas comparadoras dado que, en caso de aplicarse de manera equitativa, tendría que aplicarse tanto en los casos de desfase positivo, como de desfase negativo, equivaliendo esto a anular la utilidad de las comparadoras y limitarse exclusivamente al resultado real de sí misma en el cuatrenio anterior.

Adicionalmente al anterior planteamiento, ENSA considera que la propuesta de la ASEP genera un alto riesgo de “entrampamiento” para las empresas distribuidoras al establecer directamente limitaciones económicas con base en el comportamiento del cuatrenio anterior, a sabiendas que el entorno operativo, económico y tecnológico muy probablemente será diferente y por tanto inconveniente presumir que es posible anticipar una replicación de comportamiento financiero y produce un efecto contrario al desincentivar la eficiencia, contrario a lo que sucede actualmente.

La práctica vigente, con base en una referenciación con empresas de Estados Unidos, es una garantía que Panamá está usando referentes idóneos en la búsqueda de crear condiciones para tener y mantener un servicio de energía de primer mundo.

En virtud de lo anterior, solicitamos que la propuesta realizada por la ASEP se modifique de la siguiente manera:

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 22	Propuesta ENSA de modificación al 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 al contrato de concesión 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	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

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 22	Propuesta ENSA de modificación al artículo 22
<p>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><u>A partir de la determinación del IMP que se realizará para el período tarifario julio 2026 a junio 2030, la revisión incluirá la ejecución de los costos operativos (ADM, O&M, COM) efectivamente realizados en relación con los costos eficientes reconocidos en el período tarifario que concluye. Esta evaluación se realizará considerando las variables utilizadas en las ecuaciones de eficiencia con las que se calcularán indicadores unitarios de costos.</u></p> <p><u>Si en el análisis del periodo los indicadores unitarios calculados con los costos reales resultan inferiores a los costos unitarios eficientes reconocidos, en el siguiente período tarifario se considerarán los costos reales como base de proyección de los costos operativos, lo que permitirá distribuir entre la empresa y sus clientes los aumentos de productividad que está generando la empresa y de las que se benefició dentro del período tarifario que termina, para cumplir con el criterio de eficiencia económica establecido en el artículo 95 de la Ley.</u></p> <p><u>Si los indicadores unitarios calculados con los costos reales resultan superiores a los costos unitarios eficientes reconocidos, se considerará la proyección resultante de las ecuaciones de eficiencia.</u></p>	<p>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>A partir de la determinación del IMP que se realizará para el período tarifario julio 2026 a junio 2030, la revisión incluirá la ejecución de los costos operativos (ADM, O&M, COM) efectivamente realizados en relación con los costos eficientes reconocidos en el período tarifario que concluye. Esta evaluación se realizará considerando las variables utilizadas en las ecuaciones de eficiencia con las que se calcularán indicadores unitarios de costos.</p> <p>Si en el análisis del periodo los indicadores unitarios calculados con los costos reales resultan inferiores a los costos unitarios eficientes reconocidos, en el siguiente período tarifario se considerarán los costos reales como base de proyección de los costos operativos, lo que permitirá distribuir entre la empresa y sus clientes los aumentos de productividad que está generando la empresa y de las que se benefició dentro del período tarifario que termina, para cumplir con el criterio de eficiencia económica establecido en el artículo 95 de la Ley.</p> <p>Si los indicadores unitarios calculados con los costos reales resultan superiores a los costos unitarios eficientes reconocidos, se considerará la proyección resultante de las ecuaciones de eficiencia.</p>

Artículo 24. Ingreso Permitido por los Costos del Sistema de Distribución (IPSD)

A continuación, presentamos con su debida justificación los cambios de ENSA a la propuesta del regulador.

➤ Cálculo de variables ADMt y OMT

En concordancia con lo comentado en relación con el artículo 22, solicitamos se eliminen las menciones al empleo de costos reales para el cálculo de indicadores de costos.

➤ Definición de DEP%

Respecto a la definición de la variable DEP% se propone un cambio en la definición pasando de utilizar **vida útil (años)** a utilizar **tasa de depreciación (%)**. Esto dado que al realizar el cálculo como promedio ponderado de vida útil se obtiene una tasa equivalente que para reconocer el total de la depreciación debería, en primer lugar, cumplirse que la composición de la base capital se mantuviera invariable durante la vida útil máxima de los valores brutos que dieron pie al cálculo; y, en segundo lugar, que la tasa resultante sea fija durante el mismo periodo. Ambas

situaciones son lejanas a la realidad ya que cada año se registran retiros y adiciones a la base capital bruta que causan que la composición de esta se vea alterada y de igual forma el promedio ponderado es calculado cada periodo tarifario, dejando diferencias a favor o en contra que generan desviaciones en el reconocimiento de la depreciación real de los activos.

Proponemos utilizar una tasa que sea el resultado de realizar el cálculo utilizando un promedio ponderado de las tasas de depreciación (%). Esto tiene el efecto de reconocer un valor equivalente al costo de depreciación que la base registraría en los primeros 4 años, si mantuviera la misma composición, la cual es un mejor estimado. Ahora bien, como esta tasa sería aplicada a un plan de inversiones que no necesariamente tendrá igual composición que la base capital vigente utilizada para calcular la tasa, proponemos que una vez culminado el periodo tarifario y se tenga conocimiento de las inversiones efectivamente realizadas en tiempo y forma, como parte de la revisión tarifaria, se comparen adicionalmente los valores de depreciación reconocidos para las inversiones realizadas en la composición final en la que hubieran sido ejecutadas, pudiendo esta revisión generar diferencias positivas o negativas.

- Cambio de ubicación en el texto de definición de variable BCNDt

Solo corresponde a un cambio de ubicación de la definición de la variable para guardar orden con los términos en la forma del cual se desprende.

- Mantener precisión de variables explicativas Cit y Dit (diferentes puntos)

La propuesta de la ASEP elimina la precisión de las variables explicativas a ser utilizadas en las ecuaciones de eficiencia dejando en términos generales la utilización de “variables explicativas”, solamente.

Toda la experiencia recogida en las revisiones tarifarias anteriores muestra que el resultado de utilizar las variables explicativas: clientes, demanda y energía, es estadísticamente coherente y arroja a las empresas distribuidoras una señal del comportamiento de mercado saludable, por lo que han demostrado su utilidad para determinar los costos eficientes. Además, entendemos que se debe priorizar el empleo de las variables explicativas que han sido empleadas en las revisiones tarifarias llevadas a cabo hasta la fecha: clientes, demanda y energía.

Adicionalmente, consideramos que la presentación dentro del RDC, de manera explícita y anticipada, de las variables explicativas ha sido beneficioso por la transparencia que otorga a todos los actores dentro del sector de distribución.

- Reconocimiento de inversiones realizadas por terceros y reembolsados por la distribuidora

Sobre este particular, la ASEP propone que a partir de la revisión tarifaria 2026-2030, las inversiones realizadas por terceros que la empresa de distribución haya reembolsado bajo lo establecido en el Título VI del RDC serán reconocidas en la Base de Capital como realizadas a costo eficiente con las siguientes consideraciones:

- a) Si la inversión ha sido resultado de un proceso de concurrencia, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia;

- b) En caso contrario, se les aplicará el ajuste por eficiencia promedio que se haya aplicado a la empresa de distribución respectiva para valorar el reconocimiento de la inversión.

Con respecto a esta propuesta no estamos de acuerdo con la aplicación de un ajuste por eficiencia promedio, en función del aplicado en inversiones de otro tipo, dado que las inversiones realizadas por terceros se reconocen con base en los costos típicos que la empresa distribuidora obtiene de sus procesos de licitación de obras similares en donde se selecciona siempre la oferta que busque tener el mayor grado de eficiencia disponible en el mercado; y que al momento de recibir las inversiones realizadas por terceros se evalúan únicamente elementos técnicos de diseño y de construcción, no así eficiencias en tiempo o costos en los que la obra haya incurrido.

Por lo antes dicho, proponemos que en el caso de inversiones realizadas por terceros y que hayan sido reembolsadas por la distribuidora no exista aplicación de eficiencias adicionales al reconocimiento de la inversión, ya que el propio Título VI brinda las garantías para que la inversión sea realizada a costo eficiente. Es así como, en el artículo 5 del Título VI se establece que la Contribución Reembolsable **es el 90% del Costo Equivalente del Proyecto** construido por el promotor y que dicho Costo Equivalente del Proyecto se establecerá en base a un costo **típico eficiente**, tomando como referencia unidades constructivas típicas. Por lo tanto, estos casos deben excluirse de la aplicación del ajuste por eficiencia promedio dado que se estaría aplicando 2 veces el criterio de eficiencia o, en su defecto, no descontar el valor no reembolsado en los cálculos de depreciación y rentabilidad.

➤ Ajuste a definición IDt

El RDC define inicialmente a IDt como “las Inversiones Eficientes de Distribución provenientes de las Ecuaciones de Eficiencia” pero más adelante define estas mismas inversiones como:

$$IDt = (ADt - ADt-1) + ISUBTt + INVNOCOMpt + IRURALt$$

En este último caso la formulación expone una definición más amplia dado que incluye otros conceptos además de las inversiones que surgen de las ecuaciones de eficiencia. Consideramos que para evitar confusiones la definición de IDt haga referencia a las Inversiones eficientes provenientes de ecuaciones de eficiencia incluyendo otras inversiones como las especiales.

Con base en lo anterior, solicitamos que la propuesta realizada por la ASEP se modifique de la siguiente manera

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 24	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 24 (vs. propuesta ASEP)
<p>IPSD es el valor presente de los ingresos anuales IPSDt permitidos por los costos del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del período tarifario (t =1,...,4). El ingreso anual permitido para recuperar los costos del sistema de distribución se calculará según la siguiente fórmula:</p> $IPSDt = ADMt + OMT + \frac{BCDt * (DEP\%)}{RR} + DEP BCD_{0t} + (IDt) * (DEP\%) + (BCDnt) * (RR), t = 1, \dots, 4$ <p>Donde: ADMt es el valor eficiente de los costos totales de administración para el año t.</p>	<p>IPSD es el valor presente de los ingresos anuales IPSDt permitidos por los costos del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del período tarifario (t =1,...,4). El ingreso anual permitido para recuperar los costos del sistema de distribución se calculará según la siguiente fórmula:</p> $IPSDt = ADMt + OMT + DEP BCD_{0t} + (IDt) * (DEP\%) + (BCDnt) * (RR), t = 1, \dots, 4$ <p>Donde: ADMt es el valor eficiente de los costos totales de administración para el año t.</p>

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 24	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 24 (vs. propuesta ASEP)
<p>OMt es el valor eficiente de los costos totales de operación y mantenimiento para el año t.</p> <p>BCDt es el valor bruto de la Base de Capital de Distribución en el año (t)</p> <p><u>DEP BCD_{0t} es el valor de la depreciación de la Base de Capital de Distribución al año base 0, calculada a partir del detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital Neta, proyectada para el año t.</u></p> <p><u>IDt Son las Inversiones Eficientes de Distribución provenientes de las Ecuaciones de Eficiencia.</u></p> <p>BCNDt es el valor neto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).</p> <p>DEP% es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes del sistema de distribución, calculada con base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.</p> <p>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 103 de la Ley.</p> <p>a) Cálculo de ADMt</p> <ul style="list-style-type: none"> • ADMt = SUMj (ADMjt), siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario. • ADMjt son los costos de administración resultantes para el Área Representativa “j” en el año “t”, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas: <u>o los indicadores de costo calculados con los datos reales del periodo tarifario anterior según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.</u> <ul style="list-style-type: none"> a. Cjt: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Area Representativa (j), en el año (t) y/o b. Djt: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) <p>En el caso de que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de</p>	<p>OMt es el valor eficiente de los costos totales de operación y mantenimiento para el año t.</p> <p>DEP BCD_{0t} es el valor de la depreciación de la Base de Capital Bruta de Distribución al año base 0, calculada a partir del detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital Neta, proyectada para el año t.</p> <p>IDt Son las Inversiones Eficientes de Distribución provenientes de las Ecuaciones de Eficiencia e Inversiones adicionales como las Inversiones Especiales.</p> <p>BCNDt es el valor neto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).</p> <p>DEP% es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes del sistema de distribución, calculada con base al promedio ponderado de depreciación de los activos de la Base de Capital Bruta de Distribución al cierre del periodo anterior a partir de la vida útil tasa de depreciación de cada uno de los mismos, valor que, por ser un estimado para el periodo vigente, hará parte del proceso de revisión del reconocimiento de las inversiones efectivamente ejecutadas.</p> <p>BCNDt es el valor neto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).</p> <p>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 103 de la Ley.</p> <p>a) Cálculo de ADMt</p> <ul style="list-style-type: none"> • ADMt = SUMj (ADMjt), siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario. • ADMjt son los costos de administración resultantes para el Área Representativa “j” en el año “t”, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas: o los indicadores de costo calculados con los datos reales del periodo tarifario anterior según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22. <ul style="list-style-type: none"> a. Cjt: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Area Representativa (j), en el año (t) y/o b. Djt: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) <p>En el caso de que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de</p>

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 24	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 24 (vs. propuesta ASEP)
<p>integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.</p> <p>Factor = $ADMt (Empresa 1 + Empresa2) / ADMt(Empresa1) + ADMt(Empresa 2)$</p> <p>b) Cálculo de OMT</p> <ul style="list-style-type: none"> • OMT = $SUMj (OMjt)$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario. • OMjt son los costos de Operación y Mantenimiento de Distribución, calculados a través de las Ecuaciones de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas: <u>o los indicadores de costo calculados con los datos reales del periodo tarifario anterior según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.</u> <ol style="list-style-type: none"> a. Cjt: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o b. Djt: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) <p>c) Cálculo de BCDt</p> <p>$BCDt = BCDt-1 + IDt$ con $t = 1,2,3,4$</p> <p>$BCDt-1$ = Base de Capital de Distribución al inicio del año tarifario “t”. Para el primer año ($t = 1$), BCD_0 representa la Base de Capital de Distribución al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:</p> <ol style="list-style-type: none"> Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo periodo tarifario. Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica. Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de 	<p>gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.</p> <p>Factor = $ADMt (Empresa 1 + Empresa2) / ADMt(Empresa1) + ADMt(Empresa 2)$</p> <p>b) Cálculo de OMT</p> <ul style="list-style-type: none"> • OMT = $SUMj (OMjt)$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario. • OMjt son los costos de Operación y Mantenimiento de Distribución, calculados a través de las Ecuaciones de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas: <u>o los indicadores de costo calculados con los datos reales del periodo tarifario anterior según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.</u> <ol style="list-style-type: none"> <u>a. Cjt: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o</u> <u>b. Djt: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t)</u> <p>c) <u>Cálculo de DEP BCD_{0t}</u></p> <p><u>DEP BCD_{0t} = Es el valor de la depreciación de la Base de Capital Bruta de Distribución al año base 0 (BCD₀) y proyectada para cada año t, siendo (t) el año tarifario.</u></p> <p>$BCDt = BCDt-1 + IDt$ con $t = 1,2,3,4$</p> <p>$BCDt-1$ = Base de Capital de Distribución al inicio del año tarifario “t”. Para el primer año ($t = 1$), BCD_0 representa la Base de Capital Bruta de Distribución al inicio del período tarifario, de acuerdo <u>con</u> lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103<u>101</u> y Art. 97<u>95</u>). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:</p> <ol style="list-style-type: none"> Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo periodo tarifario. Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 24	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 24 (vs. propuesta ASEP)
<p>construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.</p> <p>iv. Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de diciembre del último año completo del periodo (t-2) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCDt-1 serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.</p> <p>v. Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos y verificará las justificaciones de su incorporación. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. A las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de concurrencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018. 	<p>iii. Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.</p> <p>iv. Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de diciembre del último año completo del periodo (t-2) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCDt-1 serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.</p> <p>v. Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos y verificará las justificaciones de su incorporación. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. A las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 24	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 24 (vs. propuesta ASEP)
<p>2. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre competencia descritos serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.</p> <p>3. <u>A partir de la revisión tarifaria 2026-2030, las inversiones realizadas por terceros que la empresa de distribución haya reembolsado bajo lo establecido en el Título VI del RDC se reconocerán en la Base de Capital como realizadas a costo eficiente considerando:</u></p> <p>a. <u>Si la inversión ha sido resultado de un proceso de competencia, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de competencia;</u></p> <p>b. <u>En caso contrario, se les aplicará el ajuste por eficiencia promedio que se haya aplicado a la empresa de distribución respectiva para valorar el reconocimiento de la inversión.</u></p> <p>La empresa debe presentar la información anual de las inversiones del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas. Deberá identificar las obras realizadas que califican bajo los puntos 1 y 3 anteriores.</p> <p>vi. Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.</p> <p>Los recibidos con posterioridad al 31 de diciembre de 2005 esa fecha no integrará la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.</p> <p>vii. Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.</p> <p>viii. Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones</p>	<p>misma, así como un resumen de los procesos de competencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018.</p> <p>2. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre competencia descritos serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.</p> <p>3. A partir de la revisión tarifaria 2026-2030, Las inversiones realizadas por terceros que la empresa de distribución haya reembolsado bajo lo establecido en el Título VI del RDC con base en licitaciones similares de la distribuidora, se reconocerán en la Base de Capital como realizadas a costo eficiente considerando:</p> <p>a. Si la inversión ha sido resultado de un proceso de competencia, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de competencia;</p> <p>b. En caso contrario, se les aplicará el ajuste por eficiencia promedio que se haya aplicado a la empresa de distribución respectiva para valorar el reconocimiento de la inversión.</p> <p>La empresa debe presentar la información anual de las inversiones del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas. Deberá identificar las obras realizadas que califican bajo los puntos 1 y 3 anteriores.</p> <p>vi. Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.</p> <p>Los recibidos con posterioridad al 31 de diciembre de 2005 esa fecha no integrará la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.</p>

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 24	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 24 (vs. propuesta ASEP)
<p>emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas. • La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente. • La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil. • La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada. <p>IDt: Inversión Eficiente de Distribución en el año (t) $IDt = (ADt - ADt-1) + ISUBTet + INVNOCOMPt + IRURALT$ con $t= 1, 2, 3, 4$</p> <ul style="list-style-type: none"> • $ADt = \sum_j (ADjt)$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario. • $ADjt$ es el valor de los Activos de Distribución del Área Representativa “j” durante el año “t”, determinado a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas. <ul style="list-style-type: none"> a. Cjt: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o b. Djt: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) <p>Djt se obtendrá a partir de la composición de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La participación en las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) • Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP. <p>En caso de no dispnerse de curas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica de la ASEP, se deberá tener en cuenta para el cálculo de Djt las condiciones de medición de la clase de clientes de la siguiente forma:</p>	<ul style="list-style-type: none"> vii. Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas. viii. Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente: <ul style="list-style-type: none"> • La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas. • La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente. • La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil. • La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada. <p>d) Cálculo de IDt</p> <p>IDt: Inversión Eficiente de Distribución en el año (t) $IDt = (ADt - ADt-1) + ISUBTet + INVNOCOMPt + IRURALT$ con $t= 1, 2, 3, 4$</p> <ul style="list-style-type: none"> • $ADt = \sum_j (ADjt)$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario. • $ADjt$ es el valor de los Activos de Distribución del Área Representativa “j” durante el año “t”, determinado a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas. <ul style="list-style-type: none"> a. Cjt: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o b. Djt: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) <p>$ADt-1$ y $ADj,t-1$, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas $Cj,t-1$ y/o $Dj,t-1$ previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.</p>

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 24	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 24 (vs. propuesta ASEP)
<p>Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el factor de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará un factor de simultaneidad de las cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea.</p> <p>Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos.</p> <p>ADt-1 y ADj,t-1, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y/o $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • ISUBTEt son las inversiones anuales en instalaciones subterráneas que se requieran para sustituir instalaciones aéreas existentes por razones técnicas y de mejoramiento urbano, cuyo plan de reemplazos sean aprobados por la ASEP en los corregimientos agrupados por área representativa. • INOCOMPt son aquellas inversiones que la ASEP determine sean requeridas y no se hayan considerado como parte de las inversiones que resultan de las empresas comparadoras. • IRURAlt son las inversiones propuestas por la empresa distribuidora en coordinación con la Oficina de Electrificación Rural (OER) para desarrollar en el año t del periodo tarifario en áreas de Electrificación Rural dentro de la zona de concesión. Estas inversiones deberán ser aprobadas por la ASEP. 	<ul style="list-style-type: none"> • ISUBTEt son las inversiones anuales en instalaciones subterráneas que se requieran para sustituir instalaciones aéreas existentes por razones técnicas y de mejoramiento urbano, cuyo plan de reemplazos sean aprobados por la ASEP en los corregimientos agrupados por área representativa. • INOCOMPt son aquellas inversiones que la ASEP determine sean requeridas y no se hayan considerado como parte de las inversiones que resultan de las empresas comparadoras. • IRURAlt son las inversiones propuestas por la empresa distribuidora en coordinación con la Oficina de Electrificación Rural (OER) para desarrollar en el año t del periodo tarifario en áreas de Electrificación Rural dentro de la zona de concesión. Estas inversiones deberán ser aprobadas por la ASEP.

Artículo 26. Ingreso Permitido por la actividad de Comercialización (IPCO)

A continuación, presentamos con su debida justificación los cambios de ENSA a la propuesta del regulador.

- Cálculo de variable COMt

En concordancia con lo comentado en relación con el artículo 22, solicitamos se eliminen las menciones al empleo de costos reales para el cálculo de indicadores de costos.

- Definición de DEP%

Respecto a la definición de la variable DEP% se propone un cambio en la definición pasando de utilizar **vida útil (años)** a utilizar **tasa de depreciación (%)**. Esto dado que al realizar el cálculo como promedio ponderado de vida útil se obtiene una tasa equivalente que para reconocer el total de la depreciación debería, en primer lugar, cumplirse que la composición de la base capital se mantuviera invariable durante la vida útil máxima de los valores brutos que dieron pie al cálculo; y, en segundo lugar, que la tasa resultante sea fija durante el mismo periodo. Ambas situaciones son lejanas a la realidad ya que cada año se registran retiros y adiciones a la base capital bruta que causan que la composición de esta se vea alterada y de igual forma el promedio ponderado es calculado cada periodo tarifario, dejando diferencias a favor o en contra que generan desviaciones en el reconocimiento de la depreciación real de los activos.

Proponemos utilizar una tasa que sea el resultado de realizar el cálculo utilizando un promedio ponderado de las tasas de depreciación (%). Esto tiene el efecto de reconocer un valor equivalente al costo de depreciación que la base registraría en los primeros 4 años, si mantuviera la misma composición, la cual es un mejor estimado. Ahora bien, como esta tasa sería aplicada a un plan de inversiones que no necesariamente tendrá igual composición que la base capital vigente utilizada para calcular la tasa, proponemos que una vez culminado el periodo tarifario y se tenga conocimiento de las inversiones efectivamente realizadas en tiempo y forma, como parte de la revisión tarifaria, se comparen adicionalmente los valores de depreciación reconocidos para las inversiones realizadas en la composición final en la que hubieran sido ejecutadas, pudiendo esta revisión generar diferencias positivas o negativas.

- Cambio ubicación BCNct

Solo corresponde a un cambio de ubicación de la definición de la variable para guardar orden con los términos en la forma del cual se desprende.

- Mantener precisión de variables explicativas Cit y Dit (diferentes puntos)

La propuesta de la ASEP elimina la precisión de las variables explicativas a ser utilizadas en las ecuaciones de eficiencia dejando en términos generales la utilización de “variables explicativas”, solamente.

Toda la experiencia recogida en las revisiones tarifarias anteriores muestra que el resultado de utilizar las variables explicativas: clientes, demanda y energía, es estadísticamente coherente y arroja a las empresas distribuidoras una señal del comportamiento de mercado saludable, por lo que han demostrado su utilidad para determinar los costos eficientes. Además, entendemos que se debe priorizar el empleo de las variables explicativas que han sido empleadas en las revisiones tarifarias llevadas a cabo hasta la fecha: clientes, demanda y energía.

Adicionalmente, consideramos que la presentación dentro del RDC, de manera explícita y anticipada, de las variables explicativas ha sido beneficioso por la transparencia que otorga a todos los actores dentro del sector de distribución.

- Reconocimiento de inversiones realizadas por terceros y reembolsados por la distribuidora

Sobre este particular, la ASEP propone que a partir de la revisión tarifaria 2026-2030, las inversiones realizadas por terceros que la empresa de distribución haya reembolsado bajo lo establecido en el Título VI del RDC serán reconocidas en la Base de Capital como realizadas a costo eficiente con las siguientes consideraciones:

- a) Si la inversión ha sido resultado de un proceso de concurrencia, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia;
- b) En caso contrario, se les aplicará el ajuste por eficiencia promedio que se haya aplicado a la empresa de distribución respectiva para valorar el reconocimiento de la inversión.

Con respecto a esta propuesta no estamos de acuerdo con la aplicación de un ajuste por eficiencia promedio, en función del aplicado en inversiones de otro tipo, dado que las inversiones realizadas por terceros se reconocen con base en los costos típicos que la empresa distribuidora obtiene de sus procesos de licitación de obras similares en donde se selecciona siempre la oferta que busque tener el mayor grado de eficiencia disponible en el mercado; y que al momento de recibir las inversiones realizadas por terceros se evalúan únicamente elementos técnicos de diseño y de construcción, no así eficiencias en tiempo o costos en los que la obra haya incurrido.

Por lo antes dicho, proponemos que en el caso de inversiones realizadas por terceros y que hayan sido reembolsadas por la distribuidora no exista aplicación de eficiencias adicionales al reconocimiento de la inversión, ya que el propio Título VI brinda las garantías para que la inversión sea realizada a costo eficiente. Es así como, en el artículo 5 del Título VI se establece que la Contribución Reembolsable **es el 90% del Costo Equivalente del Proyecto** construido por el promotor y que dicho Costo Equivalente del Proyecto se establecerá en base a un costo **típico eficiente**, tomando como referencia unidades constructivas típicas. Por lo tanto, estos casos deben excluirse de la aplicación del ajuste por eficiencia promedio dado que se estaría aplicando 2 veces el criterio de eficiencia o, en su defecto, no descontar el valor no reembolsado en los cálculos de depreciación y rentabilidad.

En virtud de lo anterior, solicitamos que la propuesta realizada por la ASEP se modifique de la siguiente manera:

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 26	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 26
<p>IPCO es el valor presente de los ingresos anuales IPCOt permitidos por la actividad de comercialización en cada año tarifario (t) del período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para recuperar los costos de la actividad de comercialización se calculará según la siguiente fórmula:</p> $IPCOt = COMt + \frac{BCCt * (DEP\%)}{1 + (DEP\%)} + \frac{DEP BCCOt + (ICt) * (DEP\%)}{1 + (DEP\%)} + (BCNct) * (RR), t = 1, \dots, 4$ <p>Donde: COMt es el valor eficiente de los costos de comercialización para el año t (incluye costos de medición, facturación, mercadeo, atención al cliente y otros). BCCt es el valor bruto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t)</p>	<p>IPCO es el valor presente de los ingresos anuales IPCOt permitidos por la actividad de comercialización en cada año tarifario (t) del período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para recuperar los costos de la actividad de comercialización se calculará según la siguiente fórmula:</p> $IPCOt = COMt + \frac{DEP BCCOt + (ICt) * (DEP\%)}{1 + (DEP\%)} + (BCNct) * (RR), t = 1, \dots, 4$ <p>Donde: COMt es el valor eficiente de los costos de comercialización para el año t (incluye costos de medición, facturación, mercadeo, atención al cliente y otros). <u>DEP BCCOt es el valor de la depreciación de la Base de Capital Bruta de Comercialización al año base 0, calculada a partir del detalle de las cuentas</u></p>

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 26	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 26
<p><u>DEP BCC0t es el valor de la depreciación de la Base de Capital de Comercialización al año base 0, calculada a partir del detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital Neta, proyectada para el año t.</u></p> <p><u>ICt Son las Inversiones Eficientes de Comercialización provenientes de las Ecuaciones de Eficiencia.</u></p> <p>BCNct es el valor neto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).</p> <p>DEP% es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes de comercialización, calculada con base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.</p> <p>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 103 de la Ley.</p> <p>a) Cálculo de COMt</p> <ul style="list-style-type: none"> • $COM_t = \sum_j (COM_{jt})$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario. • COM_{jt} son los costos de comercialización correspondientes al Área Representativa “j” en el año “t”. Se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas: <u>o los indicadores de costo calculados con los datos reales del periodo tarifario anterior según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.</u> <ol style="list-style-type: none"> a. Cjt: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o b. Djt: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) <p>En el caso de que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.</p>	<p><u>definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital Neta, proyectada para el año t.</u></p> <p><u>ICt Son las Inversiones Eficientes de Comercialización provenientes de las Ecuaciones de Eficiencia.</u></p> <p>BCNct es el valor neto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).</p> <p>DEP% es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes del sistema de distribución, calculada con base al promedio ponderado de depreciación de los activos <u>de la Base de Capital Bruta de Comercialización al cierre del periodo anterior</u> a partir de la vida útil <u>tasa de depreciación</u> de cada uno de los mismos, <u>valor que, por ser un estimado para el periodo vigente, hará parte del proceso de revisión del reconocimiento de las inversiones efectivamente ejecutadas.</u></p> <p><u>BCNct es el valor neto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).</u></p> <p>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 103 de la Ley.</p> <p>a) Cálculo de ADMt</p> <ul style="list-style-type: none"> • $ADM_t = \sum_j (ADM_{jt})$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario. • ADM_{jt} son los costos de administración resultantes para el Área Representativa “j” en el año “t”, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas: o los indicadores de costo calculados con los datos reales del periodo tarifario anterior según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22. <ol style="list-style-type: none"> a. <u>Cjt: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o</u> b. <u>Djt: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t)</u> <p>En el caso de que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el</p>

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 26	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 26
<p>Factor = $COMt (Empresa 1 + Empresa2) / COMt(Empresa1) + COMt(Empresa 2)$</p> <p>b) Cálculo de BCCT $BCCT = BCCT-1 + ICt$ con $t = 1,2,3,4$ BCCT-1 = Base de Capital de Comercialización al inicio del año tarifario “t”. Para el primer año ($t = 1$), BCC0 representa la Base de Capital de Comercialización al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo periodo tarifario. ii. Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica. iii. Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras. iv. Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de diciembre del último año completo del periodo ($t-2$) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCDt-1 serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en 	<p>gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia. Factor = $COMt (Empresa 1 + Empresa2) / COMt(Empresa1) + COMt(Empresa 2)$</p> <p>b) Cálculo de DEP BCC_{0t} DEP BCC_{0t} = Es el valor de la depreciación de la Base de Capital Bruta de Comercialización al año base 0 (BCC₀) y proyectada para cada año t, siendo (t) el año tarifario. $BCCT = BCCT-1 + ICt$ con $t = 1,2,3,4$ BCCT-1 = Base de Capital de Comercialización al inicio del año tarifario “t”. Para el primer año ($t = 1$), BCC₀ representa la Base de Capital Bruta de Comercialización al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo periodo tarifario. ii. Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica. iii. Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras. iv. Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de diciembre del último año completo del periodo ($t-2$) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCDt-1 serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 26	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 26
<p>proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.</p> <p>v. Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos y verificará las justificaciones de su incorporación. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. A las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de concurrencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018. 2. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre concurrencia descritos serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional. 3. <u>A partir de la revisión tarifaria 2026-2030, las inversiones realizadas por terceros que la empresa de distribución haya reembolsado bajo lo establecido en el Título VI del RDC se reconocerán en la Base de Capital como realizadas a costo eficiente.</u> <ol style="list-style-type: none"> a. <u>Si la inversión ha sido resultado de un proceso de concurrencia, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia;</u> b. <u>En caso contrario, se les aplicará el ajuste por eficiencia promedio que se haya aplicado a la empresa de distribución respectiva para valorar el reconocimiento de la inversión.</u> <p>La empresa debe presentar la información anual de las inversiones del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.</p> 	<p>tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.</p> <p>v. Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos y verificará las justificaciones de su incorporación. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. A las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de concurrencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018. 2. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre concurrencia descritos serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional. 3. A partir de la revisión tarifaria 2026-2030, Las inversiones realizadas por terceros que la empresa de distribución haya reembolsado bajo lo establecido en el Título VI del RDC con base en licitaciones similares de la distribuidora, se reconocerán en la Base de Capital como realizadas a costo eficiente. <ol style="list-style-type: none"> a. Si la inversión ha sido resultado de un proceso de concurrencia, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia;

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 26	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 26
<p>Deberá identificar las obras realizadas que califican bajo los puntos 1 y 3 anteriores.</p> <p>vi. Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia. Los recibidos con posterioridad al 31 de diciembre de 2005 esa fecha no integrará la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.</p> <p>vii. Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.</p> <p>viii. Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas. • La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente. • La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil. • La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada. <p>ICT: Inversión Eficiente de Comercialización en el año (t)</p>	<p>b. En caso contrario, se les aplicará el ajuste por eficiencia promedio que se haya aplicado a la empresa de distribución respectiva para valorar el reconocimiento de la inversión.</p> <p>La empresa debe presentar la información anual de las inversiones del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas. Deberá identificar las obras realizadas que califican bajo los puntos 1 y 3 anteriores.</p> <p>vi. Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia. Los recibidos con posterioridad al 31 de diciembre de 2005 esa fecha no integrará la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.</p> <p>vii. Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.</p> <p>viii. Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas. • La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 26	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 26
<p>$IC_t = (AC_t - AC_{t-1})$ con $t= 1, 2, 3, 4$</p> <ul style="list-style-type: none"> • $AC_t = \sum_j (AC_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario. • AC_{jt} es el valor de los Activos de Comercialización del Área Representativa “j” durante el año “t”, determinado a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas. <ul style="list-style-type: none"> a. Cjt: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o b. Djt: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) <p>Djt se obtendrá a partir de la composición de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La participación en las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) • Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP. <p>En caso de no dispnerse de curas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica de la ASEP, se deberá tener en cuenta para el cálculo de Djt las condiciones de medición de la clase de clientes de la siguiente forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el fator de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará un fator de simultaneidad de las cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea. • Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos. <p>ADt-1 y ADj,t-1, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y/o $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil. • La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada. <p>c) Cálculo de ICT</p> <p>ICT: Inversión Eficiente de Comercialización en el año (t)</p> <p>$IC_t = (Act - Act-1)$ con $t= 1, 2, 3, 4$</p> <ul style="list-style-type: none"> • $Act = \sum_j (AC_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario. • AC_{jt} es el valor de los Activos de Comercialización del Área Representativa “j” durante el año “t”, determinado a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas. <ul style="list-style-type: none"> a. Cjt: Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o b. Djt: Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) <p>ACt-1 y ACj,t-1, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y/o $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación</p>

Artículo 27

A continuación, presentamos enumeramos con su debida justificación los cambios de ENSA a la propuesta del regulador.

- Definición de DEP% β Error en formulación actual por “promedio vidas útiles”

Se homologa a la definición descrita en los artículos 24 y 26 del presente RDC.

- Retoma de ACTNALUMt

Se añade nuevamente la definición del término ACTNALUMt que sigue formando parte de la formula.

A partir de lo anterior, solicitamos que la propuesta realizada por la ASEP se modifique de la siguiente manera:

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 27	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 27
<p>ALUMPU es el valor presente de los ingresos anuales ALUMPUt permitidos por el servicio de alumbrado público en cada año tarifario (t) del período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para recuperar los costos permitidos por el servicio de alumbrado público se calculará según la siguiente fórmula:</p> $ALUMPUt = O\&MALUMt + \frac{ACTALUMt * (DEP\%)}{(IALUMPUBt) * (DEP\%) + (ACTNALUMt) * (RR)} + DEP ACTALUM0t$ <p>O&MALUMt = costos de operación y mantenimiento asociados al alumbrado público en cada año tarifario t, considerando el costo unitario promedio eficiente aprobado por la ASEP para el periodo tarifario y la cantidad de luminarias o puntos de iluminación, sin incluir los costos de la energía consumida por el servicio. ACTALUMt = valor de los activos fijos brutos en operación del alumbrado público en cada año DEP ACTALUM0t = es el valor de la depreciación de los activos fijos netos en operación del alumbrado público al año base 0, calculada a partir del detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de los activos fijos netos, proyectada para el año t. IALUMPUBt Son las Inversiones Eficientes de Alumbrado Público. ACTNALUMt = valor de los activos fijos netos en operación del alumbrado público en cada año tarifario t.</p>	<p>ALUMPU es el valor presente de los ingresos anuales ALUMPUt permitidos por el servicio de alumbrado público en cada año tarifario (t) del período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para recuperar los costos permitidos por el servicio de alumbrado público se calculará según la siguiente fórmula:</p> $ALUMPUt = O\&MALUMt + DEP ACTALUM0t + (IALUMPUBt) * (DEP\%) + (ACTNALUMt) * (RR)$ <p>O&MALUMt = costos de operación y mantenimiento asociados al alumbrado público en cada año tarifario t, considerando el costo unitario promedio eficiente aprobado por la ASEP para el periodo tarifario y la cantidad de luminarias o puntos de iluminación, sin incluir los costos de la energía consumida por el servicio. DEP ACTALUM0t = es el valor de la depreciación de los activos fijos netos brutos en operación del alumbrado público al año base 0, calculada a partir del detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de los activos fijos netos, proyectada para el año t. IALUMPUBt Son las Inversiones Eficientes de Alumbrado Público. DEP% = tasa de depreciación lineal en la vida útil de los activos del alumbrado público, calculada con base al promedio ponderado de depreciación a la depreciación promedio de los activos fijos brutos del Alumbrado público al cierre del periodo anterior a partir de la vida útil la tasa de depreciación de cada uno de los mismos, valor que, por ser un estimado para el periodo vigente, hará parte del</p>

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 27	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 27
<p>DEP% = tasa de depreciación lineal en la vida útil de los activos del alumbrado público, calculada con base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos.</p> <p>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 103 de la Ley.</p>	<p><u>proceso de revisión del reconocimiento de las inversiones efectivamente ejecutadas.</u></p> <p><u>ACTNALUMt = valor de los activos fijos netos en operación del alumbrado público en cada año tarifario t.</u></p> <p>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 103 de la Ley.</p>

Artículo 38

A continuación, presentamos enumeramos con su debida justificación los cambios de ENSA a la propuesta del regulador.

➤ **Habilitación de estudios**

Celebramos la inclusión de la opción “estudios” de cara a nuevos perfiles de carga que se generarían a partir de diversos temas de transición energética, casos para los cuales a la fecha no se tendría historial real de carga

A continuación, presentamos enumeramos con su debida justificación los cambios de ENSA a la propuesta del regulador.

➤ **Posponer hasta 2026, con potestad de anticipar (tarifa 3 bandas debe ser equivalente técnica y económicamente a tarifa BTS anterior)**

La propuesta de la ASEP habilita a la totalidad de los clientes categorizados en tarifas sin medición de demanda (actualmente BTS) a optar por tarifas con cargos por energía en horarios de punta y cargos por energía en dos o más bloques en horarios fuera de punta. Por razones técnicas y de requerimiento de tecnologías habilitantes para tal fin, nos permitimos sugerir a la ASEP tomar este periodo para preparar a las distribuidoras y gestionar estos requerimientos para así proponer para el siguiente periodo tarifas multi horarias.

Forzar lo anterior, resulta imposible de aplicar dichos criterios en el corto plazo por la cantidad limitada de medidores con esa capacidad, se requiere tiempo para programar dichos medidores, el cambio en el sistema de facturación requiere tiempo.

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 38	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 38
<p>Los criterios que se tendrán en cuenta para la aprobación de la estructura tarifaria son:</p> <ol style="list-style-type: none"> Que aseguren una adecuada transmisión de la señal de precios al consumo. Que induzcan un uso eficiente del servicio y del producto eléctrico. Que reflejen los costos reales del servicio. Que se apliquen solamente a clases de clientes cuyas características de costos estén bien definidas. Que sean únicas dentro de una misma zona de concesión. 	<p>Los criterios que se tendrán en cuenta para la aprobación de la estructura tarifaria son:</p> <ol style="list-style-type: none"> Que aseguren una adecuada transmisión de la señal de precios al consumo. Que induzcan un uso eficiente del servicio y del producto eléctrico. Que reflejen los costos reales del servicio. Que se apliquen solamente a clases de clientes cuyas características de costos estén bien definidas. Que sean únicas dentro de una misma zona de concesión.

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 38	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 38
<p>f) Que presenten como mínimo una discriminación por nivel de tensión según la siguiente definición:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Alta tensión: redes cuya tensión sea igual o superior a 115 kilovoltios (115 kV). ii. Media tensión: redes cuya tensión sea inferior a 115 kilovoltios y superior a 600 voltios (600 V). iii. Baja tensión: redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios. <p>g) Que se discriminen en función del tipo de medición, guardando la debida consistencia o acoplamiento entre tarifas, con la restricción de que la estructura tarifaria no contemple un cargo por demanda explícita para clientes con una demanda máxima menor o igual a 15 kW. Los clientes categorizados en tarifas sin medición de demanda no pagarán ningún cargo fijo excepto el de comercialización. <u>Estos clientes podrán optar por tarifas con cargos por energía en horarios de punta y cargos por energía en dos o más bloques en horarios fuera de punta.</u></p> <p>h) Que representen opciones tarifarias, dentro de las cuales el cliente pueda optar respetando las siguientes restricciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. La distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente ni ningún otro mecanismo para ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria. ii. La empresa distribuidora podrá ofrecer a los clientes la utilización de medidores prepagos, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá. Los consumos de estos clientes serán facturados con la tarifa aprobada (basada en energía-kWh). iii. Las distribuidoras pueden ofrecer y los clientes pueden optar por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. La ASEP evaluará las propuestas y si correspondiese las aprobará. <p>i) Que las clases tarifarias (clases de clientes) correspondan con las aprobadas en las resoluciones de la ASEP, que aprobarán los pliegos tarifarios vigentes entre julio de 2006 y junio del 2010, pudiendo la distribuidora proponer nuevas tarifas dentro de cada nivel de tensión, a partir de la identificación de clases de clientes distintivas en función del análisis de la caracterización de la carga <u>o estudios presentados y debidamente sustentados por la distribuidora.</u></p> <p>j) Que contengan subsidios cruzados sólo:</p>	<p>f) Que presenten como mínimo una discriminación por nivel de tensión según la siguiente definición:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Alta tensión: redes cuya tensión sea igual o superior a 115 kilovoltios (115 kV). ii. Media tensión: redes cuya tensión sea inferior a 115 kilovoltios y superior a 600 voltios (600 V). iii. Baja tensión: redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios. <p>g) Que se discriminen en función del tipo de medición, guardando la debida consistencia o acoplamiento entre tarifas, con la restricción de que la estructura tarifaria no contemple un cargo por demanda explícita para clientes con una demanda máxima menor o igual a 15 kW. Los clientes categorizados en tarifas sin medición de demanda no pagarán ningún cargo fijo excepto el de comercialización. A partir del periodo tarifario 2026-2030, o antes si las empresas distribuidoras habilitan las tecnologías necesarias, estos clientes podrán optar por tarifas con cargos por energía en horarios de punta y cargos por energía en dos o más bloques en horarios fuera de punta.</p> <p>h) Que representen opciones tarifarias, dentro de las cuales el cliente pueda optar respetando las siguientes restricciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. La distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente ni ningún otro mecanismo para ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria. ii. La empresa distribuidora podrá ofrecer a los clientes la utilización de medidores prepagos, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá. Los consumos de estos clientes serán facturados con la tarifa aprobada (basada en energía-kWh). iii. Las distribuidoras pueden ofrecer y los clientes pueden optar por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. La ASEP evaluará las propuestas y si correspondiese las aprobará. <p>i) Que las clases tarifarias (clases de clientes) correspondan con las aprobadas en las resoluciones de la ASEP, pudiendo la distribuidora proponer nuevas tarifas dentro de cada nivel de tensión, a partir de la identificación de clases de clientes distintivas en función del análisis de la caracterización de la carga o estudios presentados y debidamente sustentados por la distribuidora.</p> <p>j) Que contengan subsidios cruzados sólo:</p>

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 38	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 38
<p>i. Entre clientes de la misma clase como resultado de la uniformidad de la tarifa en la concesión; y</p> <p>ii. Por motivos sociales, para cubrir el consumo básico u otros que se hayan promulgado a través de leyes sobre la materia. La distribuidora debe diseñar y evidenciar el mecanismo que utilice para el tratamiento de los subsidios y para su evidencia en la factura a los clientes.</p> <p>k) Que dentro de las opciones tarifarias presenten alternativas de tarifas mixtas con demanda con precios diferenciados por periodos de punta y fuera de punta, adicionales a las tarifas horarias vigentes <u>horarios (de punta y dos o más periodos fuera de punta u otros que se puedan determinar).</u></p> <p>l) <u>Que dentro de las nuevas clases de tarifas se establezcan tarifas horarias con al menos dos bloques horarios fuera de punta, que procuren una mejora en el factor de carga de las empresas distribuidoras, y por ende un uso más eficiente de la energía, incentivando a los clientes que puedan desplazar su consumo de energía, incluido la recarga de vehículos eléctricos.</u></p>	<p>iii. Entre clientes de la misma clase como resultado de la uniformidad de la tarifa en la concesión; y</p> <p>iv. Por motivos sociales, para cubrir el consumo básico u otros que se hayan promulgado a través de leyes sobre la materia. La distribuidora debe diseñar y evidenciar el mecanismo que utilice para el tratamiento de los subsidios y para su evidencia en la factura a los clientes.</p> <p>k) Que <u>a partir del periodo tarifario 2026-2030, o antes si las empresas distribuidoras habilitan las tecnologías necesarias,</u> dentro de las opciones tarifarias presenten alternativas de tarifas mixtas con demanda con precios diferenciados por periodos horarios (de punta y dos o más periodos fuera de punta u otros que se puedan determinar).</p> <p>l) Que dentro de las nuevas clases de tarifas se establezcan tarifas horarias con al menos dos bloques horarios fuera de punta, que procuren una mejora en el factor de carga de las empresas distribuidoras, y por ende un uso más eficiente de la energía, incentivando a los clientes que puedan desplazar su consumo de energía, incluido la recarga de vehículos eléctricos.</p>

Artículo 39

➤ Habilitación de estudios

Celebramos la inclusión de esta opción de cara a nuevos perfiles de clientes que se generarían a partir de diversos temas de transición energética, casos para los cuales se requiere acudir a estudios de carga a partir de los cuales estimar una potencial curva de carga Panamá equivalente.

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 39	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 39
<p>La propuesta de nuevas clases de clientes debe basarse solamente en resultados de los análisis de la caracterización de carga <u>o estudios presentados y debidamente sustentados por la distribuidora.</u> Los parámetros que resulten del análisis de la caracterización de carga y representen modalidades de consumo no se ajustarán durante el período tarifario.</p>	<p>De acuerdo</p>

Artículo 59

A continuación, presentamos enumeramos con su debida justificación los cambios de ENSA a la propuesta del regulador.

- Posponer hasta 2026, con potestad de anticipar (tarifa 3 bandas debe ser equivalente técnica y económicamente a tarifa BTS anterior)

La propuesta de la ASEP habilita a la totalidad de los clientes categorizados en tarifas sin medición de demanda (actualmente BTS) a optar por tarifas con cargos por energía en horarios de punta y cargos por energía en dos o más bloques en horarios fuera de punta. Por razones técnicas y de requerimiento de tecnologías habilitantes para tal fin, nos permitimos sugerir a la ASEP tomar este periodo para preparar a las distribuidoras y gestionar estos requerimientos para así proponer para el siguiente periodo tarifas multi horarias.

Forzar lo anterior, resulta imposible de aplicar dichos criterios en el corto plazo por la cantidad limitada de medidores con esa capacidad, se requiere tiempo para programar dichos medidores, el cambio en el sistema de facturación requiere tiempo.

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 59	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 59
<p>Una vez determinados los componentes de costos de abastecimiento de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.</p> <p>En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda mayor a 15 kW en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima y de energía, <u>en bloques horarios</u> en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia.</p> <p>En el caso de las clases de clientes que tengan cargos por demanda, el componente de costos por potencia máxima de generación CPG sólo podrá ser energizado o incorporado parcialmente al cargo por energía por instrucciones de la ASEP. Para estas clases de clientes, el componente de costo por demanda en punta de transmisión CUCOST sólo podrá ser energizado por instrucciones de la ASEP.</p> <p>En el caso de los Grandes Clientes el componente de costos por potencia máxima de generación CPG será el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos.</p> <p>En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuyo equipamiento de medición permita sólo el registro de demanda máxima y una única medición de energía, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. La asignación de CUCOST y CPG al cargo de demanda máxima o al consumo de energía en el caso de las clases de cliente cuya medición no registre ningún tipo de demanda a partir del análisis de la curva de carga promedio de la clase. b. La distribución de CEGP, CEGFPh y CPST en el consumo de energía a partir de la estimación de las participaciones del consumo de energía en horas de punta y en los bloques fuera de punta que correspondan de cada cliente como promedio de los valores agregados de la clase de clientes a la que pertenece. 	<p>Una vez determinados los componentes de costos de abastecimiento de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.</p> <p>En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda mayor a 15 kW en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima y de energía, en bloques horarios en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia.</p> <p>En el caso de las clases de clientes que tengan cargos por demanda, el componente de costos por potencia máxima de generación CPG sólo podrá ser energizado o incorporado parcialmente al cargo por energía por instrucciones de la ASEP. Para estas clases de clientes, el componente de costo por demanda en punta de transmisión CUCOST sólo podrá ser energizado por instrucciones de la ASEP.</p> <p>En el caso de los Grandes Clientes el componente de costos por potencia máxima de generación CPG será el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos.</p> <p>En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuyo equipamiento de medición permita sólo el registro de demanda máxima y una única medición de energía, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. La asignación de CUCOST y CPG al cargo de demanda máxima o al consumo de energía en el caso de las clases de cliente cuya medición no registre ningún tipo de demanda a partir del análisis de la curva de carga promedio de la clase. b. La distribución de CEGP, CEGFPh y CPST en el consumo de energía a partir de la estimación de las participaciones del consumo de energía en horas de punta y en los bloques fuera de punta que correspondan de cada cliente como promedio de los valores agregados de la clase de clientes a la que pertenece.

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 59	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 59
<p>c. <u>En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuyo equipamiento de medición permita la medición de energía por bloques horarios, la distribución de CEGP, CEGFPh y CPST se realizará directamente.</u></p>	<p>c. A partir del periodo tarifario 2026-2030, o antes si las empresas distribuidoras habilitan las tecnologías necesarias, en el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuyo equipamiento de medición permita la medición de energía por bloques horarios, la distribución de CEGP, CEGFPh y CPST se realizará directamente.</p>

Artículo 66

Iniciamos por reconocer la positiva intención de formalizar que el sistema debe procurar que no se generen intrínsecamente subsidios cruzados entre clientes, sean estos de Generación Distribuida o de otro tipo. Coincidimos en que los subsidios cruzados, excepto cuando sean detallados tanto los beneficiarios como los aportantes, dificultan la transparencia y equidad en el proceso de asignación de costos propio de las tarifas reguladas.

- **Habilitación de aplicación del Cargo CDX en función de reconexión sin el aval del distribuidor**

De otro lado, solicitamos al regulador la inclusión del Cargo por Desconexión (CDX) que compensa los costos incurridos por las empresas distribuidoras cuando a un cliente se le ha suspendido el servicio, usualmente por falta de pago, y este ha procedido de hecho, realizando autónomamente un proceso de reconexión a la red de distribución en contravía de lo establecido. En estos casos, la compañía incurre en un trámite equivalente a una reconexión, diferenciándose únicamente en el resultado final: volver, nuevamente, al cliente a su debido estado de suspendido por no pago.

En virtud de lo anterior, solicitamos que la propuesta realizada por la ASEP se modifique de la siguiente manera:

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 66				Propuesta ENSA de modificación al Artículo 66			
Como mínimo, se deben discriminar los siguientes cargos tarifarios:				Como mínimo, se deben discriminar los siguientes cargos tarifarios:			
DEFINICIÓN	IDENTIFICACIÓN	COMPONENTES DE COSTOS A ASIGNAR	UNIDAD DE APLICACIÓN	DEFINICIÓN	IDENTIFICACIÓN	COMPONENTES DE COSTOS A ASIGNAR	UNIDAD DE APLICACIÓN
...				...			
Cargo por Conexión	CXi	CXC	Por conexión	Cargo por Conexión	CXi	CXC	Por conexión
Cargo por Reconexión	CRXi	CXRC	Por reconexión	Cargo por Reconexión	CRXi	CXRC	Por reconexión
...				Cargo por Desconexión	CDXi	CXRC	Por Desconexión
...				...			
Adicionalmente, para el caso de los clientes con equipos de Generación Distribuida, se aplicarán los criterios establecidos en el procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, el cual deberá evitar				Adicionalmente, para el caso de los clientes con equipos de Generación Distribuida, se aplicarán los criterios establecidos en el procedimiento para			

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 66	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 66
<u>que existan subsidios cruzados entre clientes con Generación Distribuida y el resto de los clientes.</u>	Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, el cual deberá evitar que existan subsidios cruzados entre clientes con Generación Distribuida y el resto de los clientes.

Artículo 74

- Discriminación de Tarifa aplicable en cumplimiento de los Criterios objetivos perseguidos

Como parte de la tendencia normal y consecuente con las necesidades de diversos frentes de la transición energética, se prevee que a futuro, de manera progresiva, se puedan ir incorporando tarifas para perfiles específicos de clientes (ejemplo autoconsumidor, movilidad eléctrica, entre otros), tarifas que estuviesen diseñadas para subgrupos específicos de clientes.

En ese caso, y considerando que la redacción vigente pudiese dar a entender como una total liberalidad por parte del cliente final de tomar cualquier tarifa previamente avalada por la ASEP siempre y cuando fuese el mismo nivel de tensión, recomendamos que se precise la posibilidad de existir tarifas para segmentos técnicos específicos, caso en el cual estarían disponible para todos los clientes que cumplan los criterios técnicos para los cuales fuese definida.

Con base en lo anterior, solicitamos que la propuesta realizada por la ASEP se modifique de la siguiente manera

Propuesta ASEP de modificación al Artículo 74	Propuesta ENSA de modificación al Artículo 74
Las empresas distribuidoras podrán ofrecer opciones tarifarias a sus clientes, con las limitaciones impuestas por el nivel de tensión y otras que puede proponer la distribuidora de ser aprobadas por la ASEP. La empresa distribuidora estará obligada a aceptar la opción que los clientes elijan. <u>Esta oferta considerará adicionalmente tarifas horarias que incentiven el uso eficiente de la energía, las cuales deberán proponerse con base en el análisis de las características de consumo de los usuarios que permitan identificar un bloque horario en punta y dos o más bloques horarios fuera de punta. El análisis debe considerar el consumo destinado a la recarga de vehículos eléctricos.</u>	Las empresas distribuidoras podrán ofrecer opciones tarifarias a sus clientes, con las limitaciones impuestas por el nivel de tensión y otras que puede proponer la distribuidora de ser aprobadas por la ASEP. La empresa distribuidora estará obligada a aceptar la opción que los clientes elijan siempre que cumpla los criterios de la tarifa específica . Esta oferta considerará adicionalmente tarifas horarias que incentiven el uso eficiente de la energía, las cuales deberán proponerse con base en el análisis de las características de consumo de los usuarios que permitan identificar un bloque horario en punta y dos o más bloques horarios fuera de punta. El análisis debe considerar el consumo destinado a la recarga de vehículos eléctricos.

(fin de comentarios)

Título V – Régimen de Suministro

En atención a la Consulta Pública No. 007-22 para “considerar la propuesta de modificación del Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y del Título V, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización”, presentamos oportunamente comentarios a la propuesta de modificación realizada por la ASEP al Título V Régimen de Suministro del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC).

Para facilitar la comprensión del presente anexo, aclara que por cada artículo al cual ENSA aporta comentarios y/o recomendaciones, se ha estructurado de la misma forma: Comentarios y/o sustentación y tabla en la cual se presenta lo propuesto por la ASEP (columna izquierda) evidenciando los cambios realizados al artículo actual y la propuesta de ajuste ENSA (columna derecha) usando como base lo propuesto por la ASEP y evidenciando los cambios propuestos.

CONVENCIONES DE EVIDENCIA DE CAMBIOS

Propuesta ASEP de modificación al artículo	Propuesta ENSA de modificación al artículo
Normal = No cambia vs. RDC actual	Normal = Igual a propuesto ASEP
<u>Subrayado</u> = Adicionado por ASEP vs. RDC actual	<u>Subrayado</u> = Adicionado por ENSA a propuesta ASEP
Tachado = Eliminado por ASEP vs. RDC actual	Tachado = Eliminado por ENSA vs. propuesta ASEP

Artículo 4

Identificamos que la ASEP, sustentado en solicitudes expresadas por MIVIOT, hace ajustes al artículo excluyendo la posibilidad actual de acceder a una conexión del suministro en casos donde la titularidad de la propiedad está en proceso, trámites que por su naturaleza y tiempos administrativos en la mayoría de los casos toman meses e incluso años. Es decir, ante situaciones de diversa índole que generan este tipo de procesos, sería imposible para quienes hacen uso temporal del inmueble hasta tanto se formalice y/o dirima la propiedad, puedan acceder a una conexión y por ende al servicio público de energía, aduciendo elementos del derecho de propiedad privada.

En nuestra opinión, abordar la intencionalidad de protección del derecho a la propiedad privada a partir de limitar el derecho al acceso al servicio público de energía es **inconveniente**, toda vez que son derechos de naturaleza independiente y no necesariamente se deben entender como uno subordinado a la existencia del otro (sobre todo por la multiplicidad de escenarios que se pudieran dar entre ellos). Somos conscientes que desde la Constitución el Estado está llamado a **garantizar la propiedad privada adquirida con arreglo a la Ley por personas jurídicas o naturales**, pero al mismo tiempo, el Estado está igualmente llamado a **reconocer y garantizar el derecho de toda persona a obtener bienes y servicios**, como es en este caso particular, el **acceso al servicio público de electricidad**.

La distribución y comercialización de energía, como todos sabemos, es un **servicio de naturaleza pública**, lo que implica detalles o definiciones que hacen referencia a una serie de actividades que satisfacen necesidades colectivas, las cuales generalmente son **ESENCIALES**, y por tanto deben ser ofrecidas en forma universal, obligatoria, continua y en condiciones de igualdad y calidad, a toda la comunidad o habitante.

Apegados a criterios de justicia, y reconociendo que el derecho de uno termina donde empieza el derecho del otro, creemos que frente a la grave situación social del país en la titulación de tierras por la proliferación de asentamientos, no debe prohibirse el acceso al suministro del servicio, cuando una persona puede evidenciar alguna prueba de tramitación de un título de propiedad aunque no esté en firme; mientras no exista una situación de conflicto que se le advierta a la empresa distribuidora al momento de atender las solicitudes de los clientes.

Específicamente en este punto, hacemos de su conocimiento que MIVIOT ha compartido con ENSA un programa vigente de regularización de invasiones en varias áreas, en donde el documento que nos presentan para solicitar que se le brinde suministro de energía es una certificación del trámite que emite el propio MIVIOT. Esta medida atiende a la necesidad que ante hemos descrito, de eliminar las conexiones ilegales y salvaguardar la vida de las personas. Es importante que esta Autoridad sea flexible y sensible ante esta realidad que no han podido solucionar a lo largo de muchos años, y que se agravó desde la Pandemia, para que no se le niegue el acceso al servicio público de electricidad que es tan importante para la vida de las familias y antes se respalden este tipo de esfuerzos por facilitar el acceso.

Lo anterior se extiende igualmente a situaciones y trámites de diferente índole, pero igualmente relacionados con la formalización de propiedad, como lo son gestiones de derechos posesorios, procesos de trasposos de bienes, procesos de prescripción adquisitiva, o igualmente de referencia, el muy recurrente escenario de un proceso de sucesión de bienes en su etapa incipiente, en el que los no aún declarados herederos (pero únicos e indudables beneficiarios) solicitan un suministro de energía. En casos como este, y frente a la realidad que hoy se observa en muchas áreas de nuestra concesión, en donde las mismas autoridades permiten el asentamiento de viviendas en terrenos baldíos, en muchos casos de propiedad del mismo Estado pero no se acelera los procesos de titulación de éstos, sentimos necesario que se viabilice el acceso al servicio eléctrico, en lugar de propiciar que quienes no encuentren opciones de accesibilidad se tomen las soluciones por sus propias manos y construyan conexiones ilegales hacia nuestra red con los efectos de seguridad, ineficiencia y deterioro de la calidad del servicio.

No obstante, reconocemos igualmente que habrá casos, donde a la postre se configure una situación de uso indebido de propiedad privada de un tercero, caso en el cual es evidente que, en cumplimiento de la responsabilidad del Estado, se procure igualmente proteger su derecho.

Es por esto que ENSA retoma su propuesta de que, para los casos donde el usuario no pueda sustentar la propiedad del inmueble con los formalismos detallados en el ítem i) del presente artículo, se habilite el acceso simplificado al servicio, bajo la modalidad prepago, con la intención de fomentar conexiones formales, técnicamente seguras y eventualmente sujetas a una terminación por motivos diferentes a los tradicionales del cliente final del servicio en caso de haberse configurado una vulneración al derecho a la propiedad privada.

Consecuentemente, si fuera el caso del riesgo al que se le teme y por el cual la propuesta ASEP pretende limitar los sustentos vigentes, el tercero (MIVIOT u otro) que pueda sustentar la propiedad del inmueble donde se hubiese accedido al servicio sin aportar sustento de propiedad (caso detallado en el ítem iii)), y buscando el reconocimiento total de sus derechos, pueda activar directamente ante la Empresa Distribuidora un procedimiento de cancelación

de instalaciones de servicio público de energía en un inmueble o lote de su propiedad, situación que reconocemos actualmente se le dificulta por las protecciones actuales otorgadas al cliente del servicio de energía.

Las leyes en general proporcionan herramientas y recursos para que, ante la presencia de un posible conflicto alrededor del derecho de propiedad privada, se pueda restablecer el orden. Nuestra propuesta apunta a mantener siempre en cabeza de quien funja como propietario vigente del inmueble su derecho a gestionar los servicios de su propiedad.

Téngase en cuenta además, cónsono con lo precisado en el ítem f. y expresado anteriormente en varias comunicaciones, que es falso o impreciso indicar que por el hecho de que un predio sea servido por algún servicio público, esta simple condición se traduce en un elemento de propiedad y dominio comprobado de la propiedad frente a un derecho real que este demostrado o pueda ser demostrable.

Por todo lo anterior, es que presentamos la siguiente propuesta, precisamente por estar convencidos que la solución que proponemos es noble, atiende a un bien mayor e interés público, y se puede condicionar a mecanismos de salida o suspensión del servicio que rápidamente pueden dar respuesta a reclamos o quejas cuando se tenga en duda, el uso autorizado o titularidad real sobre un bien inmueble.

En virtud de lo anterior, solicitamos que la propuesta realizada por la ASEP se modifique de la siguiente manera:

Propuesta ASEP de modificación al artículo 4	Propuesta ENSA de modificación al artículo 4
<p>Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica <u>en cualquiera de las zonas de concesión de las empresas distribuidoras</u> u otro concepto resultante de este reglamento 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. b. Firmar el correspondiente contrato de suministro, previa presentación de la siguiente documentación: <ul style="list-style-type: none"> i. Copia de la Escritura Pública o Certificación vigente (1 año), <u>que acredite la propiedad, tenencia o traspaso de un bien inmueble a nombre del cliente</u>, expedida por: el Registro Público, el Banco Hipotecario Nacional, el Ministerio de Vivienda (MIVIOT), 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, tenencia, traspaso o tramitación de la titularidad de un bien inmueble a nombre del cliente. ii. En caso de no ser el titular del bien inmueble, deberá presentar <u>adicionalmente al punto (i)</u>, copia simple de la cédula del tenedor 	<p>Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica en cualquiera de las zonas de concesión de las empresas distribuidoras u otro concepto resultante de este reglamento 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. b. Firmar el correspondiente contrato de suministro, previa presentación de la siguiente documentación: <ul style="list-style-type: none"> i. Copia de la Escritura Pública o Certificación vigente (1 año), que acredite la propiedad, tenencia, e traspaso o <u>tramitación de la titularidad</u> de un bien inmueble a nombre del cliente, expedida por: el Registro Público, el Banco Hipotecario Nacional, el Ministerio de Vivienda (MIVIOT), la Autoridad Nacional de Administración de Tierras (ANATI), los Municipios (propietarios de un terreno) <u>o similar emitido por Autoridad Competente.</u> 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.

Propuesta ASEP de modificación al artículo 4	Propuesta ENSA de modificación al artículo 4
<p>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 copia de la cédula del otorgante y del autorizado. • Para persona jurídica: Poder notariado y copia de cédula del poderdante (otorgante) y apoderado (autorizado). <p>v. 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 que el mismo corresponda a la misma propiedad (finca) sobre la cual se solicita el servicio. <p>vi. 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> <p>vii. 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 de Paz o en su defecto del corregidor del lugar, y certificación de consentimiento emitida por la dirigencia tradicional comunitaria (reconocida oficialmente) que corresponda.</p> <p>viii. En el caso de las comunidades rurales que se vean beneficiadas por proyectos de electrificación realizados por la OER en conjunto con</p>	<p>iii. <u>En el caso que no fuesen áreas declaradas inhabitables o protegidas y tratándose de un servicio en la modalidad prepago, se podrán exceptuar los requisitos i) y ii). Para estos casos, si un tercero acreditase la titularidad del bien donde estuviese ubicado el suministro, podrá solicitar directamente la cancelación del servicio que actualmente presta la empresa distribuidora en el bien de su propiedad.</u></p> <p>iv. 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>v. 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 copia de la cédula del otorgante y del autorizado. • Para persona jurídica: Poder notariado y copia de cédula del poderdante (otorgante) y apoderado (autorizado). <p>vi. 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 que el mismo corresponda a la misma propiedad (finca) sobre la cual se solicita el servicio. <p>vii. 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> <p>viii. 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 de Paz o en su defecto del corregidor del lugar, y certificación de consentimiento emitida</p>

Propuesta ASEP de modificación al artículo 4	Propuesta ENSA de modificación al artículo 4
<p>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 constar el desarrollo del proyecto de electrificación correspondiente.</p> <p>ix. 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. <u>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.</u></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. En edificaciones nuevas 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, <u>y su conexión con las instalaciones del cliente deben cumplir con las normas de seguridad para media tensión y baja tensión vigentes. En el caso de comunidades rurales, incluyendo las comarcas que se vean beneficiadas por proyectos de electrificación realizados por la OER en conjunto con las distribuidoras, el punto de interconexión debe estar instalado a una distancia máxima de 50 metros de la ubicación física del cliente.</u></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, <u>en sitio o por vía electrónica.</u> 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</p>	<p>por la dirigencia tradicional comunitaria (reconocida oficialmente) que corresponda.</p> <p>ix. 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 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>xi. 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</p>

Propuesta ASEP de modificación al artículo 4	Propuesta ENSA de modificación al artículo 4
pagos, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo V.15 de este Reglamento.	pagos, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo V.15 de este Reglamento.

Artículo 6

Reconocemos como muy positiva la formalización, en clientes muy específicos (ejemplo Metro de Panamá, Aeropuerto o alguna otra infraestructura crítica), de la necesidad de mantener múltiples conexiones con capacidad de transferencia de carga por motivos de confiabilidad, casos para los cuales hace todo el sentido lo planteado por la ASEP de un tratamiento unificado.

No obstante, al plantearlo de manera abierta, se pudiera entender a todo tipo de clientes, incluyendo masivos en baja tensión, evento en el cual se daría una motivación contraria a realizar interconexiones internas (que permitan la transferencia de carga) y se ponga en riesgo la seguridad del servicio.

Adicionalmente, y consistente con el derecho del usuario de

“Artículo 15. Obtener servicios superiores en calidad o cantidad, a los proporcionados a los usuarios en general, mediante el pago del costo adicional correspondiente, siempre que ello no cause una disminución en la calidad o cantidad del servicio suministrado a otros usuarios”

Los costos en que se incurra por este tipo de conexiones e infraestructura redundante, al tiempo del costo de oportunidad de la capacidad instalada reservada doble para el cliente, constituye servicios superiores y por tanto implican el pago adicional.

Con base en lo anterior, solicitamos que la propuesta realizada por la ASEP se modifique de la siguiente manera

Propuesta ASEP de modificación al artículo 6	Propuesta ENSA de modificación al artículo 6
La empresa distribuidora hará entrega del suministro en un (1) sólo punto o en más de un (1) punto de suministro, siempre que cumplan con las condiciones de seguridad y de acuerdo con las normas vigentes. En aquellos casos donde haya más de un (1) punto de suministro con su respectivo medidor; no se permitirá la transferencia de carga entre éstos cuando sean clientes distintos.	La empresa distribuidora hará entrega del suministro en un (1) sólo punto o en más de un (1) punto de suministro, siempre que cumplan con las condiciones de seguridad y de acuerdo con las normas vigentes. En aquellos casos donde haya más de un (1) punto de suministro con su respectivo medidor; solo se permitirá la transferencia de carga cuando se trate de conexiones de respaldo/confiabilidad del suministro de un mismo cliente, previamente aprobadas por la distribuidora.
<u>En el caso de un cliente con más un (1) punto de suministro con sus respectivos medidores y tenga la posibilidad de hacer transferencia de carga en el mismo predio o predios adyacentes, el cliente debe ser considerado para todos los efectos como un (1) solo cliente, por lo que la demanda máxima (kW) a considerar en la facturación por la empresa distribuidora debe ser la demanda máxima coincidente resultante de la medición de potencia (kW) en los distintos puntos de suministro en el período de facturación. Con respecto a la facturación de la energía (kWh) de este cliente, la misma corresponderá a la sumatoria de las</u>	En el caso de un cliente con más un (1) punto de suministro con sus respectivos medidores y tenga la posibilidad de hacer transferencia de carga en el mismo predio o predios adyacentes, en conformidad con lo detallado en el párrafo anterior , el cliente debe ser considerado para todos los efectos como un (1) solo cliente, por lo que la demanda máxima (kW) a considerar en la facturación por la empresa distribuidora debe ser la demanda máxima coincidente resultante de la medición de potencia (kW) en los distintos puntos de suministro en el período de

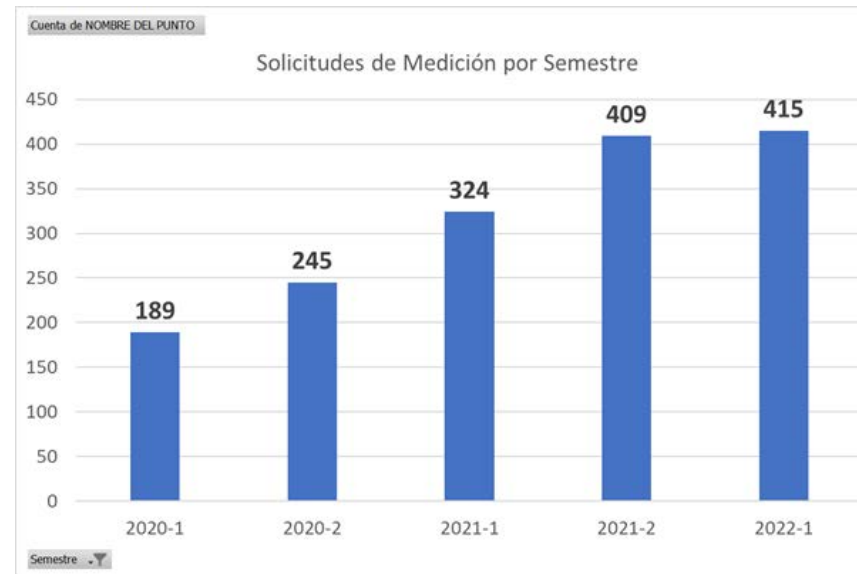
Propuesta ASEP de modificación al artículo 6	Propuesta ENSA de modificación al artículo 6
<p><u>energías medidas en los distintos puntos de suministro en el período de facturación.</u></p>	<p>facturación. Con respecto a la facturación de la energía (kWh) de este cliente, la misma corresponderá a la sumatoria de las energías medidas en los distintos puntos de suministro en el período de facturación.</p> <p><u>Para aplicar lo anterior, y que el cliente sea considerado como un solo cliente, deben darse los siguientes criterios:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Los puntos de suministro del cliente deben estar referenciados a circuitos de una misma subestación.</u> • <u>Los puntos de medición deben estar dentro del mismo nivel de voltaje.</u> <p><u>El cliente asumirá la inversión por la infraestructura nueva de interconexión redundante y, en caso de múltiples circuitos, un costo por la reserva de capacidad.</u></p>

Artículo 41

Aun cuando coincidimos con la ASEP que el uso de nuevas tecnologías, incluyendo la medición inteligente, requiere adaptación progresiva de la regulación a estas nuevas capacidades, no podemos desconocer que estos medidores inteligentes, como cualquier otro equipo, no están ajenos a eventuales fallas de operación, almacenamiento o telecomunicación involuntarias, que impidan en un momento dado contar con toda la información para el momento en que se realice el proceso de facturación periódica.

No permitir la estimación (o en su defecto el relleno de datos) es equivalente a considerar como infalible la comunicación. Recordemos que la experiencia que tenemos a la fecha con el Sistema de Medición Comercial (SMEC), en la cual hemos justamente establecido un procedimiento para atender aquellos casos donde no contamos con registros ya sea por fallas propias del equipo o por problemas de comunicación. Todo estos temas y el procedimiento a seguir están aprobados por la ASEP en la Metodología para la Administración del Sistema de Medición Comercial (MAM).

En el gráfico siguiente se muestra en el caso de ENSA que semestralmente el volumen de mediciones que requieren de un procedimiento alternativo para gestionar el equivalente a la facturación alcanza un número de entre 200 y 400, Es decir, que ENSA gestiona para clientes No Regulados un número significativamente alto de mediciones (a pedido del CND), donde la gran mayoría de los problemas detectados guarda relación con problemas de comunicación, Actualmente esta información es suministrada de manera manual desde el distribuidor hacia el CND para rellenar datos faltantes que no obtienen directamente del medidor, o bien de no tener el distribuidor el dato el CND pudiese optar **por estimar (rellenar)** los datos faltantes.



Con ello concluimos que es necesario contar con un procedimiento para estimar o rellenar en el caso de medidores inteligentes los datos cuando no se cuente con dicha información.

Por tanto, siempre se debe considerar un eventual escenario en el cual no se cuente con la totalidad de información de medición al momento de emitir la factura de cobro por el servicio, momento en el cual, para el caso de los medidores inteligentes, se podría incorporar una metodología de “llenado de huecos de medición” que es mucho más ajustada, pero continúa siendo con base en micro estimaciones cuyo nivel de aproximación será inversamente proporcional a la cantidad de mediciones consecutivas que deban estimarse.

Es decir, aún con medidores inteligentes, habrá escenarios (ejemplo, el daño del medidor supera una semana) en los cuales se requiere aplicar una metodología generalizada de estimación tal y como hoy se hace con los llamados “medidores convencionales”.

En adición al elemento anterior, y específico para los casos en los cuales las estimaciones sean producto de un medidor no accesible al cual, incluso incurrido en el plazo de los seis (6) meses se continúe sin acceso, se levanta la limitación de recuperación. Lo anterior, con la intención de no establecer una motivación adversa que promoviera este tipo de comportamientos de no permitir acceso al medidor.

Teniendo en cuenta lo anterior, solicitamos que la propuesta realizada por la ASEP se modifique de la siguiente manera:

Propuesta ASEP de modificación al artículo 41	Propuesta ENSA de modificación al artículo 41
<p><u>La empresa distribuidora no podrá realizar estimaciones en el caso de clientes con medición inteligente.</u></p> <p>En caso de que <u>los casos de los clientes con medición convencional</u>, si la empresa distribuidora ha 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 seis (6) 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 no podrá realizar estimaciones en el caso de clientes con medición inteligente.</p> <p>En los casos de los clientes con medición convencional, si la empresa distribuidora ha 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 seis (6) 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 siempre que tenga acceso a la toma de lectura del medidor.</p> <p>En los casos de medidores inteligentes en los que se detecten la pérdida de registros, la Empresa Distribuidora podrá estimar la data faltante basado en el promedio de las semanas anteriores o mediante el uso de herramientas tecnológicas disponibles. Si no se pueda aplicar el cálculo de registros faltantes indicado en el párrafo anterior (ya sea por problemas en la comunicación o la pérdida de información irreparable), la Empresa Distribuidora aplicará el procedimiento de Estimaciones y Ajustes aplicable a medidores convencionales.</p>

Artículo 57

Como complemento al ajuste de redacción y siendo este el artículo que formaliza la no eximencia de responsabilidades, consideramos pertinente retomar lo planteado por ENSA en comunicaciones previas referente a la formalización, incluyendo en lo referente a eximencia, de la responsabilidad que le aplicase a todos los Agentes en adición a la Empresa de Distribución.

Lo anterior, teniendo en cuenta que la empresa distribuidora en cumplimiento del RDC específicamente el artículo 56 es responsable de cara al cliente final, independiente del origen de la falla que hubiese generado el daño. No obstante, la ASEP debe igualmente brindar garantías que permitan, una vez se determine el Agente responsable de la falla origen, repetir respecto de el resarcimiento de daños de aparatos inspirado en los principios de economía procesal, celeridad, eficacia, simplificación de trámites, ausencia de formalismos, publicidad e imparcialidad, todo ello con pleno respeto al derecho de iniciativa y de defensa de las empresas de distribución y/o transmisión.

Sobre el particular destacamos que tenemos un incremento en el número de reclamaciones que están asociadas a eventos que se presentaron el Sistema Interconectado Nacional (SIN), llegando estas reclamaciones económicas a superar los 30 mil balboas en daños para un cliente. Estas compensaciones a los clientes, para citar algunos eventos previos ejecutados por ENSA, al no estar formalizado desde la regulación han debido manejarse como temas

excepcionales que a la postre han sido escalados al regulador. Ejemplo de ello son la Resolución AN No.1592 AU-PT-Elec de 16 de agosto 2021, Resolución AN No.3731 AU-PT-Elec de 17 de noviembre 2022, y Resolución AN No.2552 AU-PT-Elec de 23 de agosto 2022, por citar algunas, las cuales han implicado largos procesos administrativos aun cuando existen informes de eventos clarifican ex – ante el Agente responsable.

Nos permitimos hacer de su conocimiento que hemos contabilizado más de 39 eventos que han producido desconexión de nuestra carga por esquemas de protección o fluctuaciones ocurridas desde enero hasta el 15 de julio de este año y que han dado lugar a variaciones de voltaje de corta duración - algunas de ellas con desviaciones por encima del 10% con respecto a su voltaje de servicio habitual.

<u>Tipo de evento</u>	<u>Enero</u>	<u>Febrero</u>	<u>Marzo</u>	<u>Abril</u>	<u>Mayo</u>	<u>Junio</u>	<u>Julio</u>	<u>Total</u>
<u>Disparo en líneas de transmisión y/o generación</u>	<u>1</u>	<u>1</u>		<u>3</u>	<u>7</u>	<u>13</u>	<u>2</u>	<u>27</u>
<u>Desconexión de cargas por EDCxBF</u>	<u>2</u>		<u>4</u>	<u>3</u>		<u>1</u>		<u>10</u>
<u>Desconexión por SPEAR</u>				<u>1</u>	<u>1</u>			<u>2</u>
<u>Total</u>	<u>3</u>	<u>1</u>	<u>4</u>	<u>7</u>	<u>8</u>	<u>14</u>	<u>2</u>	<u>39</u>

En virtud de lo anterior, solicitamos que la propuesta realizada por la ASEP se modifique de la siguiente manera:

<u>Propuesta ASEP de modificación al artículo 57</u>	<u>Propuesta ENSA de modificación al artículo 57</u>
La reparación del daño causado mencionada en el <u>artículo</u> precedente no eximirá a la empresa distribuidora de la aplicación de las <u>penalizaciones</u> que le correspondan según lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico.	La reparación del daño causado mencionada en el artículo precedente no eximirá a la empresa distribuidora <u>ni a otros agentes</u> , de la aplicación de las penalizaciones que le correspondan según lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico <u>o por resolución motivada</u> . <u>La responsabilidad sobre el daño causado podrá estar fundamentada en la información provista en los Informe Técnico Oficiales y/o Informes de Eventos del CND, con el cual la ASEP deberá indicar el(los) Agente(s) responsable(s) que deban hacer frente al reclamo del cliente atendidos por la empresa distribuidora.</u> <u>En caso de que el responsable sea un agente diferente a la distribuidora presentará solicitud de compensación al respectivo agente, quien deberá hacer efectivo el pago en un plazo de treinta (30) días calendario, contados a partir de la fecha de presentación de la solicitud de compensación.</u>

Artículo 71

Ya como último comentario y en adición a la actualización que hace la ASEP del artículo por la entrada de nuevas opciones de interacción más cómodas para el usuario, creemos pertinente formalizar el manejo de los casos en los cuales, por motivos atribuibles al cliente, no es posible realizar la reubicación de medición por “medidor encerrado”.

En atención a instalaciones bajo políticas y regulaciones diferentes, o imposibilidad de predecir reformas que un propietario realice con posterioridad a su inmueble, el artículo 10 y el presente artículo 71 del presente Régimen de Suministro establecen claramente la obligatoriedad del cliente de mantener en todo momento la ubicación del Medidor libre de obstrucciones, cercas o cualquier otro elemento que impida al personal de la empresa distribuidora su acceso libre y directo, tanto para la toma de lectura como para la inspección y mantenimientos.

Si bien es cierto que también se indica que, en caso de encontrarse el medidor inaccesible, la adecuación para que la empresa distribuidora tenga acceso y se pueda realizar las lecturas, inspecciones y mantenimientos del medidor podrá ser realizada por el cliente o por la empresa distribuidora, es importante resaltar que al requerirse el beneplácito y coordinación con el cliente, en algunos casos se dificulta y prolonga dicha gestión, alcanzando en casos extremos a ser un acto deliberado por parte del cliente mismo.

La propuesta busca mitigar problemáticas que se presentan con clientes que mantienen sus medidores encerrados que la actual regulación no ha podido corregir, y que implica tener que recurrir a la estimación “medidores promediados”. En este caso recordamos el periodo durante la pandemia donde por restricciones de movilidad y a la actividad económica muchos comercios fueron cerrados, y ello significó un aumento el número de medidores encerrados. Bajo esta condición, se pudo contrastar la negativa del cliente por el costo que implica, o por la alta complejidad para movilizar los medidores a un punto accesibles para nuestros lectores. Ciertamente, aun cuando se podría utilizar medidores con toma de lectura remota, esta solución no aplica para todo tipo de cliente, y en estos casos se pudiese utilizar la infraestructura del distribuidor para colocar dicho medidor ante la negativa del cliente. Esto hoy la tecnología lo permite, con lo cual se podría habilitar lo anterior en la regulación a regir para el próximo periodo tarifario.

Tal cual se presenta la regulación vigente, en la que aun cuando la empresa distribuidora brinde todas las facilidades -más allá de lo exigido- para movilizar el medidor, les resulta conveniente a algunos clientes (incentivo perverso) no atender las solicitudes de la distribuidora y luego no hacer frente al pago por el consumo real y que sea ENSA quien quede responsable por dichos costos.

En conclusión, en aquellos casos donde el cliente no quiera reubicar su cuadro de medidor o que para la Empresa Distribuidora no sea factible aplicar el procedimiento vigente, debe existir la opción que la empresa pueda instalar, en su propia infraestructura y sin invadir la propiedad privada del cliente, un nuevo medidor accesible, que garantice la correcta lectura de los consumos de forma expedita.

Con base en lo anterior, solicitamos que la propuesta realizada por la ASEP se modifique de la siguiente manera

Propuesta ASEP de modificación al artículo	Propuesta ENSA de modificación al artículo
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	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

Propuesta ASEP de modificación al artículo	Propuesta ENSA de modificación al artículo
<p>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>En virtud de ello, en los casos en que existan obstrucciones de cercas o cualquier otro elemento que impidan las labores de las empresas distribuidoras como medición, inspección y mantenimiento de los medidores de energía eléctrica, la empresa distribuidora solicitará por escrito <u>en nota o a través de notificación en la factura o a través de correo electrónico registrado</u>, al cliente con medidor encerrado, la reubicación de su medidor y otorgará para ello un plazo no menor a sesenta (60) días calendarios, enviando dos notificaciones mensuales consecutivas al cliente en ese período <u>contado a partir de la fecha en que fue notificado por la Empresa Distribuidora.</u></p>	<p>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>En virtud de ello, en los casos en que existan obstrucciones de cercas o cualquier otro elemento que impidan las labores de las empresas distribuidoras como medición, inspección y mantenimiento de los medidores de energía eléctrica, la empresa distribuidora solicitará por escrito en nota o a través de notificación en la factura o a través de correo electrónico registrado, al cliente con medidor encerrado, la reubicación de su medidor y otorgará para ello un plazo no menor a sesenta (60) días calendarios contado a partir de la fecha en que fue notificado por la Empresa Distribuidora.</p> <p><u>En caso de no poder darse la reubicación por parte del cliente la Empresa Distribuidora podrá ejecutar la instalación de un nuevo medidor en la infraestructura de la empresa distribuidora y haciendo el traslado de los costos de la nueva conexión acorde con lo establecido en el este reglamento, sin eximir el posible proceso sancionador a que hubiera lugar.</u></p>

(fin de comentarios)