

**Panamá, 23 de mayo de 2018.**

**AUDIENCIA PÚBLICA NO.007-18**

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL TÍTULO IV DENOMINADO "RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN", Y EL TÍTULO V, DENOMINADO "RÉGIMEN DE SUMINISTRO", AMBOS DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA CHIRIQUI, S.A. (EDECHI)**

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

DIR-SJ-123-18  
23 de mayo de 2018

**Ref. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL TÍTULO IV DENOMINADO "RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN", Y EL TÍTULO V, DENOMINADO "RÉGIMEN DE SUMINISTRO", AMBOS DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Estimados señores:**

Por este medio nosotros la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A.** (en adelante **EDECHI**) comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y comentarios a la **PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL TÍTULO IV DENOMINADO "RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN", Y EL TÍTULO V, DENOMINADO "RÉGIMEN DE SUMINISTRO", AMBOS DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

Respetuosamente por este medio declinamos nuestro derecho a participar como expositores en la Audiencia, ya que como fuera indicado en el formulario solo hemos de presentar comentarios, mismos que presentamos conforme lo dispone la Resolución AN N° 12342-Elec de 27 de abril de 2018, en debida forma y tiempo oportuno, por escrito, en los siguientes términos:

## **1. INTRODUCCIÓN**

Como una observación general, es necesario destacar que en varias de las modificaciones propuestas por la ASEP al Régimen Tarifario y al Régimen de Suministro se advierte una suerte de co-gerenciamiento de las decisiones de la empresa así como en la introducción de una abrumadora lista de procedimientos administrativos, todos, con el mismo fin.

Esta propuesta, dista de los objetivos de la regulación y la Ley 6 y es perniciosa para todas las partes: a) para los funcionarios de la ASEP, quienes se irán convirtiendo en co-responsables de los resultados de la gestión de las empresas (lo que implica también un riesgo compartido por los resultados de la operación) b) para la eficiencia de la gestión de las empresas, quienes deberán estar dando cuenta permanente de los planes y resultados de la gestión y, en algunos casos, llegando hasta la entrega de información ínfima en cuanto a los costos y calidad del servicio y c) finalmente para los clientes, quienes verán el aumento de las tarifas por el encarecimiento de los costos como consecuencia del exceso de procedimientos regulatorios que no apuntan al incentivo de la eficiencia y al control de la calidad.

Otro punto para señalar es que, con el objetivo de dar condiciones más favorables a ciertas categorías de clientes se termina perjudicando a los clientes regulados de menores consumos. Como sabemos, el IMP aprobado para una empresa distribuidora debe ser recuperado mediante el ingreso proporcional al costo que genera cada categoría de cliente. En la medida que se favorece a un grupo de clientes, se perjudica al resto. Como se señala más adelante, **se advierten “beneficios” para los Grandes Clientes y los Clientes de Autoconsumo que inexorablemente se traducen en mayores costos para los clientes de menor consumo, o sea, en general, los de menores recursos económicos.**

En este documento, además de incluir comentarios y propuestas a las modificaciones del Régimen Tarifario propuestas por ASEP, se han incorporado otros aspectos que forman parte del Régimen Tarifario que consideramos también deben ser modificados, por las implicaciones económicas que tienen sobre las empresas distribuidoras, sin ninguna justificación.

En ese sentido, se han incorporado los siguientes aspectos:

- a. Considerar como parte de los Costos Extraordinarios establecidos en el Artículo 106:
  - Sobrecostos ocasionados por sobre contratación de potencia valorada al precio medio real de la potencia contratada.
- b. Que la actualización tarifaria semestral actualice los costos de abastecimiento del semestre 'p', así como las variaciones entre los costos e ingresos reales de los semestres 'p-1' y 'p-2', o bien (ii) que los Costos por Variación de Combustible (CVC) que se calcula y aplica mensualmente, incluya no solo la variaciones registradas en las compras de los contratos términos, sino también en el resto de los costos de abastecimiento (generación, transmisión y pérdidas de transmisión), dejando para los ajustes semestrales cualquier remanente o ajuste posterior que se presente.
- c. Costos extraordinarios de transmisión que no están directamente vinculados al transporte de energía para el abastecimiento de los clientes finales, tales como: Costo por uso de redes, otros costos de transporte y Tasa de Regulación del Mercado Regional y Sobrecostos por generación obligada y generación desplazada de ETESA asignadas a las Empresas Distribuidoras en el Pliego Tarifario de Transmisión vigente desde 1 de julio de 2017 (Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUPSTeI) Estampilla Postal asignado a la Demanda (B./KW-Año).
- d. Ajustes del 100% de los Cargos de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público (sistema) tomando en cuenta el índice de precio al consumidor.
- e. Incorporación del Capital de Trabajo en el Ingreso Máximo Permitido (IMP) de las empresas distribuidoras.

## 2. COMENTARIOS ESPECIFICOS POR ARTÍCULOS:

2.1 Los artículos 17 y 18 disponen lo siguiente:

### Artículo 17

Las variables de *costos y pérdidas* se determinan a partir de *variables explicativas* a través de Ecuaciones de Eficiencia.

### Artículo 18

Las ecuaciones de eficiencia son estimadas a partir de una muestra representativa de empresas comparadoras, mediante funciones de la siguiente forma general para cada área representativa (j):

$$y_i = \alpha + \sum_{p=1}^P \beta_p \times x_p + \varepsilon_t$$

en la que:

- $y_i$  representa la variable explicativa de los modelos siendo  $i = AD, AC, ADM, OM, COM$ .
- $\alpha$  es la constante del modelo, estimada mediante regresión lineal.
- $x_p$  son  $p$  variables explicativas de los modelos (que pueden ser la cantidad de clientes, la energía vendida, la demanda máxima u otras variables relevantes para explicar  $y_i$ ).
- $\beta_p$  son  $p$  parámetros, estimados mediante regresión lineal que representa el efecto parcial de las variables explicativas consideradas en el modelo, para las elasticidades de la variable costo que se pretende determinar.
- $\varepsilon_t$  es el término de error aleatorio.

Cada variable de costo puede ser explicada por distintas variables explicativas, en función del comportamiento de los datos en la muestra de variables explicativas.

La ecuación anterior deberá ser expresada en logaritmos (log-log), en donde las variables explicativas y las variables a explicar estén expresadas en logaritmo natural.

Todos los costos deberán ser convenientemente estandarizados a una moneda común, previa a la determinación de las ecuaciones de eficiencia. Si esta moneda común no es el Balboa, los resultados finales de costos deberán ser convertidos a Balboas utilizando el mismo procedimiento. El procedimiento de estandarización debe, finalmente, adaptar los costos internacionales a la realidad de las empresas de Panamá.

### COMENTARIO (Artículos 17 y 18):

Para las empresas de distribución, esta modificación al Régimen Tarifario introduce una incertidumbre en cuanto a la planificación de mediano y largo plazo, ya que en cada Revisión Tarifaria la ASEP podría incluir o eliminar variables exógenas en la determinación de las ecuaciones de eficiencia y, consecuentemente, en la estimación del IMP.

Por el contrario, adicional a las variables explicativas utilizadas hasta ahora en la determinación de las ecuaciones de eficiencia, (número de clientes, la carga máxima y la energía vendida), sería necesario incluir nuevas variables explicativas que permitan lograr una representación matemática de las empresas de la FERC más acorde con la realidad del mercado eléctrico de Panamá; donde las redes muestran una mayor dispersión de clientes; donde la participación de zonas rurales tiene una participación importante en la determinación de las inversiones; donde las pérdidas eléctricas responden a situaciones diversas que no necesariamente existen en los EEUU.

Adicional a lo anterior, dejar sin una definición explícita las variables exógenas que serán utilizadas en la determinación del IMP sería perjudicial para la actividad de la distribución eléctrica, puesto que abriría en cada una de las Revisiones Tarifarias la discusión sobre la validez o no de las variables explicativas utilizadas.

Por otro lado, se podrían cometer errores metodológicos al incluir como variables explicativas el resultado de otra de las ecuaciones de eficiencia ya que podrían adolecer de multicolinealidad. La multicolinealidad es uno de los problemas básicos que se describen en los textos de Econometría. Por ejemplo, el profesor William H. Greene de la Universidad de New York la describe como el problema que surge cuando existe una alta correlación entre las variables explicativas de un modelo de regresión. En el extremo, si la correlación es perfecta (es decir que el coeficiente de correlación es igual a 1 o -1), la coexistencia de ambas variables impide calcular los coeficientes Beta de las ecuaciones.

Entre las consecuencias prácticas de este problema al estimar un modelo econométrico se destacan, en primer lugar, que los coeficientes estimados pueden tener el signo equivocado o alcanzar magnitudes implausibles, y, en segundo lugar, que los coeficientes estimados son muy sensibles a variaciones en la muestra de empresas que se utilice. Esto quiere decir que, aun cuando los coeficientes estimados (Beta) tengan valores razonables, cambios pequeños en la muestra de empresas podrían llevarlos a cambiar significativamente. Esto es muy peligroso en el contexto de una muestra como la de las empresas comparadoras, ya que el grupo de empresas puede verse sensiblemente afectado por los resultados del DEA (por ej. al incluir una nueva variable como input o output).

En resumen, las variables explicativas deberían ser fijadas en este reglamento, no dejar que cada periodo tarifario estén sujetas a modificación. Por lo menos, definirse número de clientes, la demanda y la energía, y además sería necesario incluir nuevas variables explicativas que permitan lograr una representación matemática de las empresas de la FERC más acorde con la realidad del mercado eléctrico de Panamá; donde las redes muestran una mayor dispersión de clientes; donde la participación de zonas rurales tiene una participación importante en la determinación de las inversiones; donde las pérdidas eléctricas responden a situaciones diversas que no necesariamente existen en los EEUU.

## 2.2. El artículo 24 y el 26 en su parte pertinente a los comentarios, disponen lo siguiente:

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

...

#### c) Cálculo de BCD<sub>t</sub>

$$BCD_t = BCD_{t-1} + ID_t \text{ con } t = 1,2,3,4$$

$BCD_{t-1}$  = 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:

...

### Artículo 26 Ingreso Permitido por los Costos de Comercialización (IPCO)

...

#### b) Cálculo de BCC<sub>t</sub>

$$BCC_t = BCC_{t-1} + IC_t, \quad \text{con } t = 1,2,3,4$$

$BCC_{t-1}$  = Base de Capital de Comercialización al inicio del año tarifario “t”. Para el primer año ( $t = 1$ ),  $BCC_0$  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:

...

(i) ...

“...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, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, se considerarán costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo, a aquellos que han sido producto de procesos de libre competencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico. Anualmente con la presentación de la información del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas, la empresa presentará un informe explicativo detallando todas las obras realizadas, así como un resumen de los procesos de licitaciones llevados a cabo y sus resultados. Este informe debe incluir una certificación de sus auditores externos de los procesos realizados.

Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre competencia descritos, serán verificadas con el procedimiento anterior, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.

A partir del año 2018, el 1 de julio de cada año presentarán un cronograma de las licitaciones previstas para el siguiente año calendario...”.

#### COMENTARIO de los Artículos 24 y 26:

##### Consideraciones Jurídicas:

Le Ley 6 de 3 de febrero de 1997, en su artículo 49, original, establecía un proceso de precalificación para la venta de las empresas de distribución. Los inversionistas interesados debían cumplir con los procedimientos establecidos en el *Memorandum de Procedimientos de Due Diligence y Precalificación para licitar para las compañías de distribución*, y **debían satisfacer criterios específicos operacionales y financieros a fin de calificarse y participación en el proceso de licitación internacional**. De hecho, para precalificarse era necesario que los inversionistas interesados se inscribieran ante el IFC.

La precalificación prevista para licitación pública Internacional No. COMVA- 001-08 PARA LA VENTA del cincuenta y un por ciento (51%) de las acciones de cada una de las Empresas de Distribución Eléctrica creadas con fundamento en Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, exigía que el inversionista interesado cumpliera con un estándar operativo y un *know how* de la industria en extremo riguroso y exigente y muestra de ello, fue la limitada lista de inversionistas participantes precalificados, entre los que estuvo UNION FENOSA ahora Gas Natural Fenosa.

El requisito de experiencia y conocimiento, **no era ni fue antojadizo ni contrario a los objetivos propuestos, sino que contaba con un potente fundamento técnico que sostenía todo el proceso de privatización** y así fue extraordinariamente expuesto por el Dr. Fernando Aramburú Porras, en día 30 de diciembre de 1996, en la sesión Ordinaria de la Asamblea Legislativa, en la que se discutió, en segundo debate, el Proyecto de Ley No.31, "Por la cual se dicta el marco regulatorio institucional para la prestación del servicio público de electricidad..." en los siguientes términos:

"...El esquema ha cambiado como el mundo ha cambiado; el esquema de integración vertical de generación de generación o sea la producción de energía: la transmisión o sea, la transmisión de alto voltaje y la distribución integral ha sido superado. Está demostrado que las tres funciones pueden ser separadas y mantener el mismo nivel de eficiente y aumentar el nivel de participación y de competencia. Eso es lo que plantea en primer lugar el Proyecto de Ley, separar las funciones, especializar las empresas, crear del IRHE evolucionar. El IRHE no va a desaparecer, va a evolucionar ... Estas empresas van a seguir cumpliendo las funciones que hoy en día cumple el IRHE de una manera más especializada y de una manera más cercana al consumidor. Cuando exista una empresa de distribución de provincias centrales con su estructura administrativa con su gerente, con su junta directiva en forma autónoma que pueda atender los proyectos y concentrarse en esa labor lo hará más eficientemente...

"...Una vez que estas empresas se crean y solamente en ese momento entonces es que se ofrece la participación del sector privado. ¿Y por qué se ofrece la participación del sector privado? No es un capricho, no es que el Estado en este momento piense que él no pueda llevar la función de empresario sino que tenemos que entender que los recursos financieros del estado no son ilimitados y las necesidades que el estado tiene que afrontar sí son en cierta forma limitadas. El IRHE necesita el sector eléctrico para mantenemos donde estamos sin mejora en el sistema sin una serie de otros adelantos que podríamos tener, mil quinientos millones dólares de inversión en los próximos diez años. El IRHE necesita o la empresa del IRHE necesita estabilidad, necesita un grupo de ejecutivos y un gerente que pueda tener por lo menos siete u ocho años en su función para poder desarrollar los planes de expansión; y para poder llevar a cabo los proyectos de electrificación rural y de generación porque estos proyectos no se consiguen en seis meses ni en un año, son proyectos que toman muchos años en ser concebidos; y cambio de administración perturban esos planes y es por eso que en los últimos diez años no se ha podido hacer nada; no solamente en el término de generación y ha venido a ser este gobierno con lo del impulso de la administración actual que estamos tratado de recuperar el tiempo perdido, con las dificultades que nos impone la limitación financiera del sector público y la burocracia que todos conocemos. Y afrontamos una crisis, Panamá tiene el doble de demanda de energía y la misma capacidad que hace diez años. Y hemos podido bandeamos gracias a los años húmedos que hemos tenido; esa es una realidad.

¿Por qué el sector privado? Por diferentes razones; primero, porque el estado no puede afrontar las necesidades financieras de todos los sectores como lo hizo en una época: porque el estado ha decidido estratégicamente salirse de los sectores donde la empresa privada pueda hacer un trabajo tan eficiente o mejor, siempre y cuando tenga una regulación, una fiscalización adecuada, como es el caso el sector eléctrico. Como se está ya haciendo en muchos países, no somos los primeros países que lo vamos a hacer, ya funciona en Chile ya funciona en Argentina, ya funciona en Perú, ya funciona Bolivia, pronto será en Ecuador y Colombia ya se paró; y todo Centroamérica está reformando y vamos a una apertura y los países que modernicen sus empresas primeros y las capitalicen y las expandan serán los que tendrán más que ganar en este nuevo esquema que nos plantea el reto del futuro. Y hemos pensado también, y el objetivo final es el consumidor, el usuario, eso es lo que nos anima; en ese orden, el usuario, en primer lugar; el trabajador y el estado también. El estado retira algunas inversiones que tuvo en este sector que va a poder destinar a otros sectores prioritarios en los cuales ustedes también tiene mucho interés como educación...los sectores comerciales en lo que se puede producir una competencia donde puede participar sector privado con la debida regulación y fiscalización del los entes que se está creando el estado está ofreciendo de la participación al sector privado...".(Cfr. Acta de la Sesión Ordinaria de la Asamblea Legislativa del día 30 de diciembre de 1996).

En este contexto, nos preocupa sensiblemente las modificaciones a los artículo 24 y 26 del régimen, **pues suponen (se hecho presumen) que, la participación de empresas relacionadas en los procesos de libre concurrencia o licitación que realice Gas Natural Fenosa, implica un costo(adicional) para el usuario que, debe ser penalizado por el regulador.** Obviamente hablamos de penalidad puesto que no se reconoce su costo real, sino el que la ASEP, estime eficiente”.

Y no hay nada más opuesto a la realidad y contrario a la Ley que esto, por dos razones básicas: Primero, **porque cualquier suposición o presunción que limite los derechos otorgados a una empresa de distribución** que haya participado en la licitación pública Internacional No. COMVA-001-08, como lo fue UNION FENOSA, ahora GAS NATURAL FENOSA, **debe estar previamente establecidos en el Pliego de Cargos, la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, el Contrato de Compra Venta de Acciones o el Contrato de concesión, y obviamente no lo está ( pues lo están incluyendo ahora en una Resolución de carácter administrativo)** y Segundo, la Legislación Panameña vigente y aplicable a GAS NATURAL FENOSA, desde la aprobación de la Ley 33 de 2010 (modificada por la Ley 52 de 2012), introdujo la figura de las partes relacionadas y los precios de transferencia y regula régimen de precios de transferencia a todos aquellos contribuyentes que tuviesen transacciones u operaciones con sus partes relacionadas que sean residentes fiscales de aquellos países o Estados contratantes con quien la República de Panamá tenga en plena vigencia un tratado o convenio para evitar la doble imposición internacional en renta o capital.

En consecuencia, todos aquellos contribuyentes tienen que presentar su Informe de Precios de Transferencia y mantener en sus archivos a entera disposición de la Autoridad Tributaria un Estudio de Precios de Transferencia que demuestre y compruebe fehacientemente, todas sus operaciones y transacciones con sus partes relacionadas.



Gas Natural Fenosa, es una empresa respetuosa de la institucionalidad y ha cumplido a cabalidad, con la presentación de sus Informes de Precios de Transferencia así como de la elaboración de su Estudio, en los que se demuestra, a cabalidad, no solo la transparencia de sus operaciones y transacciones con partes relacionadas, sino su cumplimiento con la normativa legal de la República de Panamá. **De hecho, es preciso reiterar, que hacer transacciones con partes relacionadas NO ESTA NI PUEDE ESTAR PENALIZADO por la República de Panamá si se cumplen con los requisitos establecidos en el Código Fiscal. Restringir este derecho violaría TODOS los Tratados o Convenios para Evitar la Doble Tributación Internacional celebrados por la República de Panamá.**

Así las cosas, no es dable a la ASEP, **mediante un Reglamento (de carácter inferior a la Ley y al Contrato de Compraventa de acciones y al Contrato de Concesión)** imponer a GAS NATURAL FENOSA un requisito que, por una parte, penaliza a GAS NATURAL FENOSA (sin contar con una facultad legal para ello) y que, por otra duplica, una obligación que ya por ley se cumple, conforme lo señala la Ley 33 de 2010 modificada por la Ley 52 de 2012.

Lo propuesto hace más engorroso un trámite que, en sí mismo, debería generar eficiencias y que debido a la experiencia del grupo a nivel mundial, incorpora y ha incorporado a nuestro mercado eléctrico, un *Know How* que beneficia a la República de Panamá. **Y no hablamos por hablar, hoy día, solo Gas natural Fenosa cuenta con Subestaciones blindadas en la República de Panamá y esto solo se logra con el aporte y la colaboración de un grupo a nivel Mundial.**

Panamá, por Ley, le ha otorgado la competencia para la revisión de las relaciones entre partes relacionadas a la Dirección General de Ingresos y no a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y de hecho, como fuera dicho, mantener contratos entre partes relacionadas, no es una violación de ninguna Ley, **por lo que penalizar un hecho, que no es una violación ni a las Leyes ni a los contratos, es una infracción legal en sí misma, tanto de Ley No. 6 de 1997 como del Contrato de Compra Venta de Acciones suscrito entre la República de Panamá y UNION FENOSA ahora GAS NATURAL FENOSA.**

El cambio propuesto supone que un proceso eficiente es aquel en el cual hay una licitación y no participan empresas del grupo. Esta suposición es contraria al principio de libertad de contratación y de autonomía de administración. Incluso supone que, en casos que no hay otro suministrador de bienes o servicios para casos específicos, no se considere eficiente y válida la contratación y por tanto la inversión no sea reconocida en libros. El principio de la ***libertad de empresa*** (artículo 298 de la Constitución) exige como un postulado esencial que el Estado y sus organismos de regulación al cumplir con sus funciones y potestades, ***no alteren, menoscaben la libertad empresarial, imponiendo barreras arbitrarias al comercio y otros topes o restricciones antijurídicas.***

Para finalizar, **debemos entrar en los detalles de las normas propuestas.** El Código Fiscal en su artículo 762 D indica **cómo se debe hacer un análisis de comparabilidad** para determinar la procedencia o no de las operaciones y con ello queremos indicar que una Ley como lo es la norma fiscal, ha determinado que cualquier análisis debe ser extremadamente TECNICO y sujeto a **reglas transparentes previamente conocidas por las partes afectadas.** Todo el que tenga relaciones con partes relacionadas conoce, con anticipación, cuales son las reglas mediante las que se analizarán dichas operaciones, siendo que **dichas comparaciones no se deja a libre albedrío de ningún funcionario.**

La norma que nos ocupa, otorga una amplísima capacidad discrecional al regulador para aplicar “comparaciones internacionales” sin que dichas directrices o guías están establecidas en ninguna parte de la Legislación vigente (y sin tener competencia para ello) y esto obviamente es, también, una abierta violación al régimen vigente en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Contrato de Compra Venta de Acciones suscrito con la República de Panamá.

#### CONSIDERACIONES OPERACIONES:

Todo análisis de comparabilidad de las operaciones con partes relacionadas supone un análisis de competencia y esto es así, ya que si los procesos de contratación de obras y servicios de libre competencia se realizan en forma competitiva, es lógico pensar que no es eficiente restringir la participación de empresas vinculadas al grupo, ya que si alguna de éstas tuviese una mejor oferta que las presentadas, sería perjudicial para los costos de la empresa y por ende para los clientes tener que optar por otra opción que no fue la más económica.

De hecho, la operación de una empresa de distribución, conlleva numerosos procesos asociados con elementos de carácter técnico, científico, tecnológico, financiero y económico. A guisa de ejemplo, EDEMET – EDECHI al ser parte de un grupo económico multinacional, se benefician de acuerdos corporativos que le permiten adquirir licencias a un coste considerablemente menor por economías de escala. Estos procesos (i) son realizados de manera centralizada para mayor eficiencia; (ii) implican acuerdos con empresas internacionales que no son parte del grupo, aunque la facturación se realice a través de una sociedad del grupo; y (iii) implican costes inferiores a los costos unitarios logrados en mercados locales por lo que decíamos anteriormente, economías de escala.

Es más, EDEMET – EDECHI tienen en operación software o paquetes comerciales cuyas marcas están vinculadas a determinadas casas distribuidoras. En estos casos, no es posible realizar licitaciones para incluir evoluciones o actualizaciones con otros proveedores que no sean los propios distribuidores. Lanzar licitaciones para participación de terceros significaría tener que aportar a esos terceros información de nuestro *Know-how*, sin considerar que ese saber cómo, conlleva tiempo de aprendizaje, que haría más costoso la operación.

El cambio propuesto obliga a que auditores externos certifiquen que se cumplen los puntos antes indicados, lo que supone un incremento innecesario de costos, pues además de exigir el cumplimiento de los puntos antes indicados crea procesos que menoscaban la cadena de valor de adquisición de bienes y servicios. Este costo será reconocido? Si no es así, porque las empresas tienen que hacerlo cuando, como ya fuera dicho, no se hace necesario ni es un requisito exigido por Ley?

Si se quiere buscar eficiencias, creemos que el camino no pasa por crear más ineficiencias y aumentar sin sentido los costos.

Y de la lectura de la norma, nos surgen muchas preguntas más:

- Debería haber un corte entre las inversiones que se carguen en dicho periodo tarifario, pero que vienen de licitaciones de periodos anteriores, por ejemplo hay obras que se están realizando en este momento, pero no se ha cargado aún como inversiones y materiales compras para obras especiales que no se han iniciado, pero ya están disponibles para la ejecución?
- ¿Qué tratamiento se le dará a las adjudicaciones en actos que por especificaciones técnicas (ejemplo. Cable Hendrix) y servicios que deben mantenerse con un proveedor puntual, ya sea por la marca o porque son los únicos representantes que pueden soportar dichos servicios. ¿Habrá alguna exclusión para estos casos puntuales?

- ¿Qué parámetros serán utilizados para las revisiones internacionales? Me parece que debe quedar claro en la reglamentación, por ejemplo que en el caso de materiales se debe considerar los costos aduanales, de almacenamiento, transporte y administración que se incurren localmente.
- El texto indica "proyectos" ¿cuál sería el alcance recogido en esta descripción? ¿Serían solo los proyectos que regulatoriamente se establecerán como obligatorios?

EDEMET – EDECHI son profesionales en la prestación del servicio público de distribución y están en el mercado eléctrico panameño pues precalificaron ante el Estado Panameño y el IFC como expertos de carácter internacional y en dicha calidad mantienen una genuina preocupación sobre el texto de los artículos 24 y 26, cuya modificación se propone. Y es en este contexto que solicitamos:

**Eliminar las modificaciones a los artículos 24 y 26 del Anexo A de la presente Audiencia Pública pues es contrario a la Constitución, Ley, el Contrato de Compra Venta de Acciones y el Contrato de Concesión y en su defecto incluir las siguientes:**

- Para compras de materiales o contrataciones de servicios realizados mediante procesos de libre competencia (con o sin la participación de empresas vinculadas) reconocer como costo eficiente la mejor oferta adjudicada. En este caso no es pertinente la verificación por comparación con otras alternativas locales o internacionales.**
- Para compras de materiales o contrataciones de servicios sin procesos de libre competencia: la ASEP debe emitir un procedimiento, común y transparente, donde se establezcan conforme lo señala la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, cuales sería los criterios para penalizar éstas inversiones.**

La comparación internacional de costos no es pertinente por cada país tiene sus particularidades de costos laborales, impuestos, etc. Una comparación internacional de costos puede servir para establecer órdenes de magnitud pero no para hacer una evaluación de costos eficientes que debe necesariamente tener un error estadístico muy bajo.

La exigencia de la certificación de auditores externos para los procesos de compras o contratación de servicios de libre competencia encarece y dificulta innecesariamente el proceso de contratación. Es suficiente con que la empresa demuestre que tiene un proceso transparente y de libre competencia y la registración de todas las ofertas recibidas.

Las exigencias regulatorias no deben alterar las buenas prácticas de la gestión, sino al contrario, incentivar su mejoría. Promover los procesos de contratación de libre competencia es una buena práctica, más aún en la actualidad en la que las nuevas tecnologías permiten hacerlas con celeridad. Sin embargo, la exigencia de certificación de auditores externos es una práctica no observada en ninguna empresa que trabaja eficientemente.

**Proponemos eliminar la exigencia de una certificación de auditores externos.**

La presentación de un cronograma de las licitaciones previstas es una exigencia de cumplimiento imposible. Las empresas realizan miles de compras y contrataciones, por lo que la práctica habitual en todas las empresas del mundo es realizar presupuestos anuales por partidas de gastos y proyectos de inversión específicos, los cuales a su vez se materializan mediante contrataciones de varios rubros y con procesos de compra diferentes. Es decir, ninguna empresa desarrolla cronogramas de licitaciones con una antelación de un año, como lo plantea la reforma propuesta por la ASEP.

Además, surge la pregunta: ¿para qué desea la ASEP tener un cronograma de licitaciones, si lo único relevante es verificar el resultado de las licitaciones? ¿Qué haría con ese cronograma si fuera posible generarlo en forma confiable?

### **Proponemos eliminar el cronograma de licitaciones previstas.**

#### **COMENTARIO (Artículos 57, 59, 66, 83 y 106)**

**Artículo 57** Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia máxima en punta de generación CPG refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para el período tarifario. Se calcula con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas y se aplica a la demanda contratada total que incluye la asignación del servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Con este costo para el primer semestre del nuevo período tarifario se hará la asignación de los cargos.
- b) El componente de costos por energía de generación CEG debe reflejar el costo de generación promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes, descontando la parte del costo que se asigne al componente de potencia.
  - (i) Los costos a considerar son los siguientes:
    - (i.1) Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo, deduciendo del costo total la parte de costo asignada al componente por potencia.

....

**Artículo 59** Una vez determinados los componentes de costos de abastecimiento de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.

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 punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia.

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 no podrá ser energizado.

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.

...

**Artículo 66.** Como mínimo se deben discriminar los siguientes cargos tarifarios:

...

Parágrafo transitorio: A los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias que cuenten con plantas instaladas a la fecha de entrada en vigencia de la modificación al Reglamento o que se instalen en los siguientes tres (3) meses de la entrada en vigencia, se les otorgará un periodo tarifario, en el que se les seguirá facturando con la metodología anterior y a partir del próximo periodo tarifario julio 2022 a junio 2026 se les aplicará la metodología establecida en este Régimen Tarifario. La ASEP evaluará la aplicación del cargo por potencia en Generación en la medida en que la evolución del mercado así lo requiera.

**Artículo 83** Facturación de Demanda:

...

c) A los Grandes Clientes:

- i. Para el cargo por potencia de generación la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.

A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas de punta. La demanda máxima a facturar será la leída más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia.

...

**Artículo 106**

...

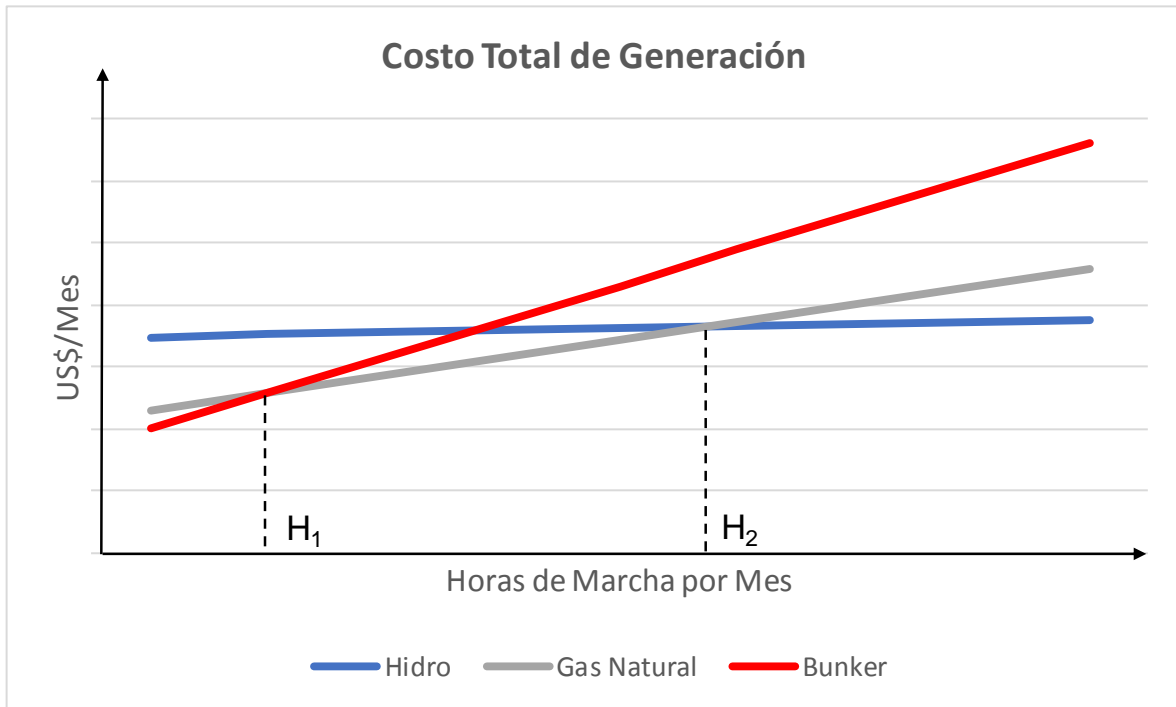
- (1.1) Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo descontando la parte del costo asignada al componente por potencia. Para determinar este costo se considera lo siguiente: Los costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Se incluyen los costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico. Los costos por reserva de largo plazo corresponden a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP.

---

### **COMENTARIOS (Artículos 57, 59, 66 y 83 y 106)**

En la actualidad, según los Artículos 1.2 y 1.11 de los "Criterios y Procedimientos para la Venta de Energía y Potencia a los Grandes Clientes" emitidos por la Autoridad de los Servicio Públicos (ASEP), los Grandes Clientes que ejerzan la opción de participar en el Mercado Mayorista de electricidad (MME) deberán comprar la potencia medida (demanda leída) a la empresa distribuidora, salvo que se conecten directamente al Sistema de Transmisión.

Esta disposición para los Grandes Clientes de comprar la potencia a las empresas distribuidoras y la energía en el MME produce un grave perjuicio para los Clientes Regulados y el funcionamiento del MME. Veamos para este análisis cómo se comporta el costo total de generación según distintas tecnologías.



En el gráfico anterior, en el eje de las ordenadas se representa el costo total de generación, costo de potencia más de energía, según las horas de marcha por mes. Cada recta muestra el costo total mensual para tres tipos de tecnologías: generación hidro, gas natural y bunker. Como ya es sabido, el costo fijo de potencia o capacidad, ordenada al origen en el gráfico anterior, es mayor para las hidros, intermedio para las de gas natural y el menor para el bunker. A la inversa, el costo variable de generación, pendiente de las rectas del gráfico, es menor para las hidros, intermedio para las de gas natural y mayor para el bunker. El gráfico muestra que hasta  $H_1$  horas de marcha por mes o por año, la tecnología más eficiente es el bunker. Entre  $H_1$  y  $H_2$  horas lo más eficiente es el gas natural y más de  $H_2$  horas de marcha lo más eficiente es la generación hidro.

Debido a que las curvas de carga del sistema no son planas, lo óptimo para minimizar el costo total de generación es combinar las distintas tecnologías: en las horas de base generar con centrales hidráulicas, sumar las centrales ciclo combinado a gas natural para satisfacer la demanda intermedia y complementar la demanda de punta con las centrales con combustibles líquidos. Esto significa que no hay una tecnología que por sí sola sea la más eficiente. Por ello, en todos los países, por más abundancia que haya de un recurso particular, la oferta de generación se compone de una mezcla de varias tecnologías.

Este movimiento progresivo de los Grandes Clientes al MME, producirá un grave perjuicio para los Clientes Regulados, ya que los hará afrontar costos de abastecimiento mucho más elevados. Eso ocurrirá ya que disminuirá la proporción de la generación hidro o con fuentes renovables para satisfacer su demanda, con el consiguiente mayor costo que enfrentarán los Clientes Regulados por tener que abastecerse con mayor proporción de las tecnologías con costo variable de generación más caros.

Por esta diversidad de oferta de tecnologías, si los Grandes Clientes deben comprar en el MME sólo la energía, lo harán con centrales hidráulicas o de recursos renovables (solar o eólicas) que presentan bajos costos de generación variable, es decir las que pueden ofrecer un precio de energía bajo.

El componente de costo de generación por capacidad asociado a la demanda máxima de potencia debe resultar del costo total por compra de potencia que la empresa distribuidora paga por sus contratos y por los retiros del Mercado Ocasional.

La asignación de un costo fijo como es la compra de capacidad a un término variable induce un riesgo que las distribuidoras no puede manejar (la variación de la demanda es un factor ajeno al control de las distribuidoras), así la variabilización de costos induce efectos de segunda vuelta no deseados como son subvenciones cruzadas entre distintas categorías de consumidores, o socialización de costos evitados en el autoconsumo entre consumidores que no disponen del mismo.

La práctica regulatoria ortodoxa exige que la asignación y naturaleza de los costos se impute a los distintos consumidores en función de su contribución a los mismos. Así la imputación de costos de capacidad se debería preferentemente hacer en función de la contribución de cada consumidor a la punta del sistema o potencia contratada por cada grupo tarifario.

Este esquema de determinación de los costos por demanda podría conllevar a un desmejoramiento del factor de carga de los clientes en la medida que el costo de la potencia de referencia no refleje los costos reales de generación. Es necesario señalar que los Contratos de Suministro tienen un costo de la potencia que, en promedio, podría superar los veinte dólares por kW-mes en los próximos semestres. El precio juega un papel fundamental como señal de conservación de este recurso. Ello queda plasmado en el Artículo 154 de la Ley 6, que establece que “El instrumento principal que se utiliza para promover el uso racional de la energía será la señal de precios. Para este propósito, el Ente Regulador ejercerá la vigilancia del caso, a fin de que todas las tarifas respondan, en la medida de lo posible, a los costos de prestación del servicio.”. En tal sentido, una componente de costo de potencia máxima CPG que se aleje en exceso de los costos reales podría apartarse de los objetivos planteados en este artículo de la Ley 6. Las inversiones en la infraestructura de generación, transmisión y distribución están estrechamente ligadas a la demanda máxima del sistema; y es precisamente el factor de carga un factor, que en conjunto con la relación entre los cargos tarifarios de energía y potencia, los que procuran reducir y controlar los picos de demanda en los clientes finales.

Bajo el esquema propuesto para determinar el componente de costo por potencia máxima de generación CPG, los Grandes Clientes continuarán recibiendo un subsidio de los Clientes Regulados. En el caso de los Clientes Regulados, si la facturación por el concepto de potencia es inferior al de los costos de suministro, la diferencia se ajusta a través de los cargos por energía que se les factura a estos mismos clientes, tratando de cumplir el criterio de *passthrough* que deben tener los costos de abastecimiento. Dado que a los Grandes Clientes no se les factura los cargos por energía, de presentarse cualquier variación entre la potencia facturada y los costos reales de potencia, la Metodología propuesta no prevé realizar ningún ajuste, como en el caso de Clientes Regulados a través de los cargos por energía. Consecuentemente, las diferencias que se presenten entre los costos reales y la facturación de potencia de los Grandes Clientes son traspasadas directamente a los cargos de abastecimientos de los Clientes Regulados.

Si el cargo por potencia a los Grandes Clientes que es inferior a los costos de potencia de los Contratos de Suministro, más todos aquellos costos relacionados con la potencia, la diferencia no facturada a estos Grandes Clientes formaría parte de la tarifa aplicada a los Clientes Regulados.

Al tener que comprar la distribuidora la potencia de los Grandes Clientes, sin tener una energía comprada asociada a la misma, ni energía facturada, resulta un Costo Permitido de Generación en valores que perjudican a las empresas distribuidoras, aumentando el costo de las Pérdidas de Energía No Reconocidas, en detrimento de sus ingresos.

**Por todo lo anterior, proponemos:**

- 1) **Que los Grandes Clientes que opten por abastecerse directamente del MME actúen como agentes del mercado, comprando la totalidad de su potencia y energía, así como el resto de los componentes de abastecimiento (transmisión y pérdidas de transmisión).**
- 2) **En el caso de no ser adoptada la propuesta anterior, recomendamos que:**
  - a. **La componente de potencia que se establezca responda a los costos de la prestación del servicio eléctrico.**
  - b. **Los costos de compra de potencia correspondientes a los Grandes Clientes formen parte de los costos extraordinarios que se mencionan en el Artículo 106.**

**Artículo 106** Cargos tarifarios de generación:

***a) Cargo por Potencia de Generación***

El cargo tarifario por potencia de generación no se actualizará dentro del periodo tarifario, solamente se revisará en cada nuevo periodo tarifario de acuerdo a lo que establezca la ASEP. Esto es tanto el cargo por potencia de los Grandes Clientes que participan en el mercado eléctrico, como el cargo por potencia del resto de los clientes.



## Artículo 59

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 no podrá ser energizado.

### COMENTARIO:

Al no actualizarse el cargo por potencia, los ajustes que semestralmente se realizan a los Cargos Base y a los Cargos Correc, no son suficientes para que se cumpla con el *pass-through* de los costos de generación, quedando una porción sin ser recuperada en el semestre 'p', y – principalmente - en el semestre 'p-2'.

No sería razonable que este cargo por potencia quede fijo por un período de cuatro años. Lo más razonable y adecuado sería que se actualice semestralmente como todos los componentes del costo de abastecimiento.

**Por lo tanto, proponemos que: , (i) que el cargo por potencia se indexe de la misma forma que el resto de los costos de generación. (ii) los montos faltantes por el no-ajuste del Cargo por Potencia (Base y Correc), sean incorporados en el “Valor TOTAL permitido a recuperar en la tarifa para cubrir los costos de generación”, y en “Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento”, de acuerdo a la metodología de actualización; o bien**

**Artículo 66.** Como mínimo se deben discriminar los siguientes cargos tarifarios:

...

### COMENTARIO:

Somos partidarios de la evolución que tenga el mercado eléctrico con el desarrollo de las nuevas tecnologías limpias y renovables, que cada día son más accesibles a los consumidores, dándoles la posibilidad de elegir la opción energética que más le sea conveniente. Esta es la dirección con la que se viene moviendo las corrientes internacionales y Panamá no puede estar ajeno a ello. No obstante, este desarrollo debe llevarse a cabo de manera ordenada y sin perjudicar a los clientes que no instalan generación para autoconsumo, ni tampoco perjudicando a los agentes del mercado que continúan sirviendo y garantizando la energía y potencia a todos los clientes, incluyendo a los de autoconsumo.

Varias de las disposiciones contenidas en la propuesta generan un subsidio o socialización de costos de los clientes sin autoconsumo, hacia los Clientes con Autoconsumo.

En relación a esta nueva figura del autoconsumo y a la vista de experiencias internacionales:

- El autoconsumo no evita ni inversiones en red ni en generación de soporte.
- La red se ha construido para atender las demandas de potencia independientemente del consumo de energía, por lo que el costo de la red no desaparece aunque no se consuma.
- La autoproducción puede dar lugar a congestiones locales de las redes por los vertidos simultáneos de las instalaciones y por tanto complejidad en la gestión, incremento de pérdidas y necesidad de refuerzos locales de inversión en las redes.

- El autoconsumo debe basarse en la capacidad de competir en la actividad de generación. El desarrollo del autoconsumo solar debe basarse en la capacidad de competir frente a otras tecnologías en el ámbito exclusivo de generación, es decir cuando el coste de generar sea más competitivo frente al precio marginal de mercado fijado por otras tecnologías (carbón, hidráulica, ciclos combinados, eólica, etc.)
- Un desarrollo forzado que se base en favorecer artificialmente del autoconsumo, mediante la exención del pago de los costos de red y de política energética por la energía autoconsumida penalizaría a la mayoría de los consumidores que no pueden optar al autoconsumo por razón de su alto costo o por la propia imposibilidad física de hacerlo.
- Si las inversiones en redes y la generación de soporte no son pagadas por los que autoconsumen tendrá que ser pagadas por los restantes consumidores, lo que es manifiestamente discriminatorio (socialización de costos).

Un análisis de la regulación internacional muestra que existen diferentes mecanismos incentivadores del autoconsumo como por ejemplo las tarifas reguladas a la energía vertida a la red, los incentivos fiscales, las subvenciones directas a la inversión o los esquemas de balance neto en los cuales el valor de la energía excedentaria se descuenta de la factura final en forma de energía o crédito económico.

Los esquemas de balance neto net-metering, ampliamente implantados en EEUU, están siendo revisados conforme el coste de inversión de las placas fotovoltaicas se reduce drásticamente, y en ciertos Estados incluso se han anulado como es el caso de Nevada, California, Hawaii.

En Europa la Comisión Europea así como los reguladores europeos: “*The EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) and the Council of European Energy Regulators (CEER)*” en sus recomendaciones sobre autoconsumo se muestra disconformes hacia esquemas de balance neto y proponen su eliminación:

“... is important to ensure that consumers who engage in self-generation, also referred to as “prosumers”, pay their fair share of network and other system costs/charges. Otherwise, these costs would be borne by other, potentially more vulnerable/poorer, consumers. This type of unfair cross-subsidisation of costs must be avoided.

Therefore, “net metering” should be avoided because it may involve participants not paying for their fair share. With increased active participation in the energy markets from prosumers and distributed generation alike, it is important that the signals of the time value of energy and network capacity are available to all. Net metering reduces consumers’ sensitivity to this system, which undermines efforts to enhance flexibility in the market. It can result in parties not paying their fair share of network or system costs and can dull the rewards of those capable of providing flexible response to the system

Además, existe mucha literatura académica que establece el impacto directo de este tipo de esquema de balance-neto o net-metering. Por citar un ejemplo el estudio “*The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives*” concluye el efecto negativo sobre los consumidores no autoconsumidores y utilities por la aplicación de este tipo de esquemas que incentiva la existencia de subsidios cruzados en base a la socialización de costos evitados,

*“Net-metering is commonly known as a practice by which owners of distributed generation (DG) units may offset their electricity consumption from the grid with local generation. The increasing number of prosumers (consumers that both produce and consume electricity) with solar photovoltaic (PV) generation combined with net-metering results in reduced incomes for many network utilities world- wide. Consequently, this pushes utilities to increase charges per kW h in order to recover costs. For non- PV owners, this could result into inequality issues due to the fact that also non-PV owners have to pay higher chargers for their electricity consumed to make up for netted costs of PV-owners”*

El autoconsumo reduce el consumo de electricidad de la red y la producción de las unidades de generación tradicionales disminuyendo así los ingresos del sistema pero no sus costos fijos. El impacto de este desbalance depende de cómo se regulen los costos cubiertos por los auto-consumidores. Resulta lógico que el auto-consumidor no pague por los costos variables del sistema que evita al auto-consumir.

Sin embargo, es necesario que cubra los costos fijos del sistema mientras permanezca conectado al mismo, puesto que en todo momento cuenta con la garantía de suministro que le aporta el sistema eléctrico, el cual actúa como un seguro para el auto-consumidor dándole siempre la opción de consumir electricidad de la red. La integración de la generación distribuida y en su concepción más extendida de autogeneración o autoconsumo, puede representar a futuro un cambio de modelo energético en términos de diversificación, integración de tecnologías renovables y gestión del sistema pero no necesariamente de menor desarrollo de redes, ahorro energético o generación de soporte. Las redes se han construido para atender las demandas de potencia independientemente del consumo de energía, por lo que el coste de las redes no desaparece aunque no se consuma.

La generación firme de respaldo igualmente será necesaria ante la intermitencia de la autogeneración, por ejemplo con placas fotovoltaicas. En el caso de los cargos por potencia de generación y del cargo de las pérdidas de potencia en distribución, los clientes con autoconsumo deben pagar por la demanda de referencia, que equivale la demanda de potencia que pueden demandar de la red y que venían demandando. Lo que estos cargos retribuyen es la disponibilidad de una potencia de generación que pueden demandar en cualquier momento de la red: cuando ellos dejan de generar, bien por condiciones climatológicas, mantenimiento, avería, etc., pueden seguir demandando de la red, y así como en el caso de la energía sí está justificado que paguen sólo cuando están demandando de la red, en el caso de la potencia lo que se paga es una disponibilidad de este parque de generación de respaldo, independientemente de que se utilice una, dos o 30 días al mes. Respecto a las pérdidas de potencia, igualmente se justifica porque cuando el cliente demanda la potencia de la red no sólo demanda la potencia en su medidor, sino las pérdidas que ocasiona en potencia hasta llegar a barras de central.

Los Clientes con Autoconsumo deben pagar en forma justa los Costos de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público (IMP) que ellos incurren y que se mantienen inalterados a pesar que ellos pasen a autogenerar parte de la energía que consumen.

**Proponemos:**

**Que los Clientes de Autoconsumo paguen los costos de las redes de distribución, los de comercialización y de alumbrado público mediante un cargo por demanda, es decir que sea independiente del consumo de energía. La potencia a facturar debe ser la máxima potencia leída de los últimos doce meses previos al mes de facturación.**

Potencia Facturada = Máx[potencia leída últimos 12 meses]

En el caso de establecerse Potencia de Referencia, ésta debe ser la mayor de los últimos 12 meses previos a que el Cliente se active como Cliente de Autoconsumo.

**Proponemos la siguiente estructura de cargos:**

DEFINICION	IDENTIFICACION (i = Categoría Tarifaria y j = Bloque Tarifario (sólo aplica en las categorías con medición binómica horaria))	COMPONENTES DE COSTO ASIGNAR	UNIDAD DE APLICACIÓN	
			MEDICIÓN BINÓMICA SIMPLE	MEDICIÓN BINÓMICA HORARIA
Cargo de Distribución	CD <sub>i,j</sub>	CUSOP CUSOFP	<i>kW max mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada</i>	<i>kWhp y kWhfp mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada</i>
Cargo por Conexión Cargo por Reconexión	CX <sub>i</sub> CRX <sub>i</sub>	CXC CXRC	<i>Por Conexión Por Reconexión</i>	
Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	CPERDE <sub>ij</sub>	CPEP CPEFP	<i>kWh neta consumida</i>	
Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución	CPERDP <sub>ij</sub>	CPP	<i>kWmáx mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada o retirada</i>	<i>kWmáx punta y fuera punta mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada o retirada</i>
Cargo de Comercialización Fijo	CCOMF <sub>i</sub>	CCOF	<i>Por Cliente</i>	
Cargo de Comercialización Variable	CCOMV <sub>i</sub>	CCOV	<i>Por Cliente</i>	
Cargo por el Servicio de Alumbrado Público	CSERAP <sub>i</sub>	CSAP	<i>KWh mayor entre la energía de referencia y la energía neta (ya sea inyectada o retirada)</i>	
Cargo por el Consumo de Alumbrado Público	CCONAP <sub>i</sub>	CCAP	<i>KWh mayor entre la energía de referencia y la energía neta (ya sea inyectada o retirada)</i>	
Cargo por Potencia de Generación (*)	CPOTGEN <sub>ij</sub> CPOTGENE <sub>ij</sub>	CPG	<i>kWmáx mayor entre la de-</i>	<i>kWmáx punta y fuera punta mayor entre la demanda</i>

	CPOT-GENGC <sub>ij</sub>		<i>manda de referencia y la demanda leída inyectada o retirada</i>	<i>de referencia y la demanda leída inyectada o retirada</i>
Cargo por Energía de Generación	CENEGEN <sub>ij</sub>	CEGP CEGFP	<i>kWh neta consumida y o KW max consumida</i>	<i>kWh neta consumida y o KWhp y kWhfp consumida</i>
Cargo por Potencia de Transmisión	CPT <sub>ij</sub>	CUCOST	<i>kWmáx mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada o retirada</i>	<i>kWmáx punta y fuera punta mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada o retirada</i>
Cargo por Energía de Transmisión	CEPT <sub>ij</sub>	CPST	<i>kWh neta consumida y o KW max consumida</i>	<i>kWh neta consumida y o KWhp y kWhfp consumida</i>
Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	CPET <sub>i</sub>	CPST	<i>kWh neta consumida y o KW max consumida</i>	<i>kWh neta consumida y o KWhp y kWhfp consumida</i>

### Artículo 83

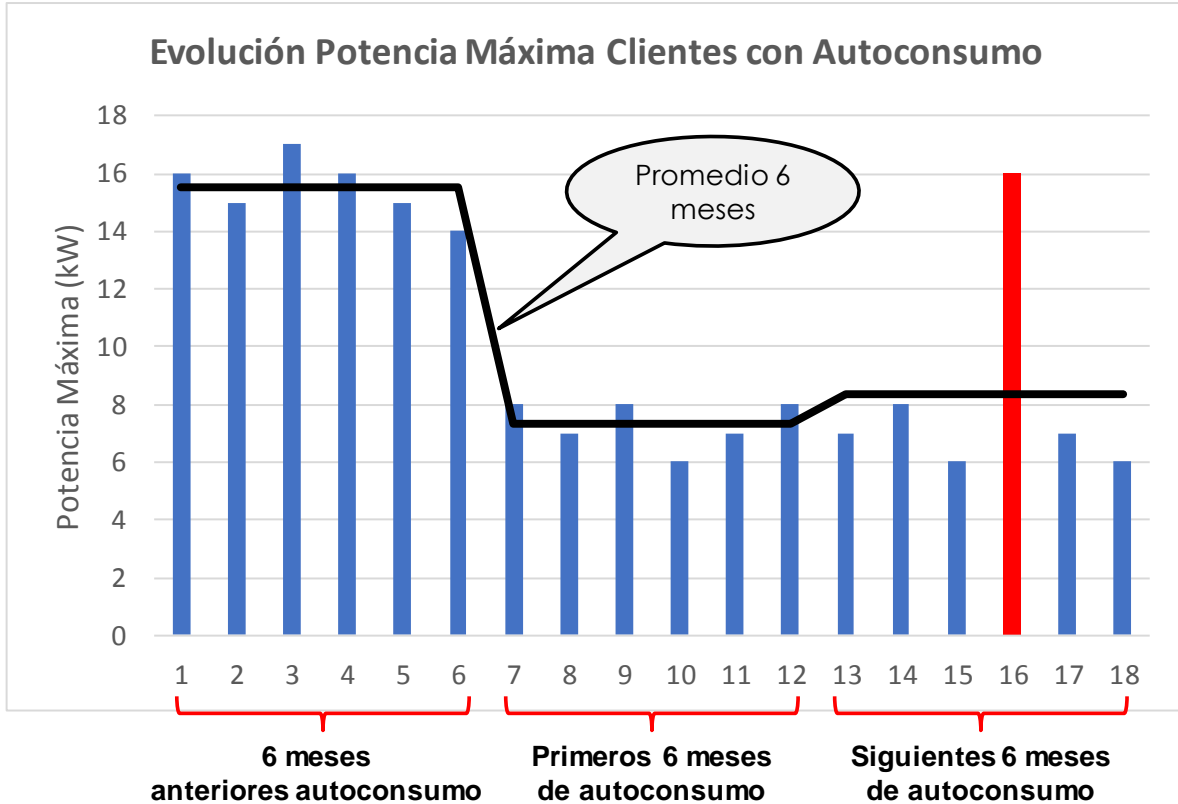
iii. La demanda de referencia se obtendrá del promedio de la demanda máxima leída de los últimos seis (6) meses. En el caso de clientes nuevos, se obtendrá de mediciones que se realicen a sus instalaciones. Esta demanda de referencia podrá ser verificada una vez al año a solicitud del cliente.

#### COMENTARIO:

Los costos que genera un cliente están vinculados a su Demanda Máxima de Potencia, no al promedio de la Potencia Demandada.

Otro problema que presenta el esquema propuesto por la ASEP es que, como consecuencia de la autogeneración, la Demanda Máxima de Potencia se reducirá, por lo tanto luego de seis meses el valor promedio no reflejará el verdadero nivel de capacidad que la empresa debe poner a disposición del cliente cuando él requiera abastecerse totalmente de la red.

El siguiente gráfico ilustra el problema con un ejemplo:



- En los seis meses anteriores a la autogeneración, el cliente tiene una Demanda de Potencia promedio de 15.5 kW (línea continua).
- Cuando comienza el autoconsumo la Demanda de Potencia baja a un promedio de 7.3 kW.
- Pero en los segundos seis meses posteriores al autoconsumo, en un determinado mes se da una Demanda Máxima de potencia de 16 kW, similar a la que tenía antes del autoconsumo. El promedio para estos segundos seis meses es de 8.3 kW.
- Se ve claramente que cada vez que el Cliente de Autoconsumo tenga un problema con su equipo o deba realizar mantenimiento, su Demanda Máxima de Potencia será mucho mayor al promedio que tiene cuando su instalación de autogeneración funciona a pleno.
- Esto muestra que tomar el promedio de la Demanda de Potencia, en lugar de la Potencia Máxima que tenía el cliente antes del momento del autoconsumo, genera un cargo menor al costo que estos clientes producen por su necesidad de contar con conexión a la red con capacidad para la totalidad de su demanda eventual máxima de potencia.

**Proponemos:**

**Que los Clientes de Autoconsumo paguen los costos de las redes, comercialización y alumbrado público, y pérdidas de potencia en distribución mediante un cargo por demanda, es decir que sea independiente del consumo de energía. La potencia a facturar debe ser la máxima potencia leída de los últimos doce meses previos al mes de facturación.**

Adicional debería establecerse un cargo por demanda para los costos de potencia de generación.  
 Potencia Facturada = Máx[potencia leída últimos 12 meses]

En el caso de establecerse Potencia de Referencia, ésta debe ser la mayor de los últimos 12 meses previos a que el Cliente se active como Cliente de Autoconsumo

**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.

Los clientes que se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias sólo podrán optar por tarifas con demanda.

**COMENTARIO:**

Más que utilizar los pliegos tarifarios que se diseñan para los clientes regulados, proponemos que se establezcan pliegos tarifarios específicamente para los clientes de autoconsumo, que refleje lo que deben pagar en forma justa por todos los costos fijos de generación, transmisión, distribución, comercialización y alumbrado público dado que todos estos costos se mantienen inalterados a pesar que ellos pasen a autogenerar parte de la energía que consumen. Por lo tanto, la forma de pagar estos costos mediante un cargo variable de energía debe modificarse para que los Clientes con Autoconsumo sigan pagando lo mismo que antes por los costos que ocasionan, de lo contrario lo terminan pagando el resto de los clientes y la empresa distribuidora.

**Proponemos:**

**Que los Clientes de Autoconsumo paguen los costos de las redes, comercialización y alumbrado público, y pérdidas de potencia en distribución mediante un cargo por demanda, es decir que sea independiente del consumo de energía. La potencia a facturar debe ser la máxima potencia leída de los últimos doce meses previos al mes de facturación.**

Adicional debería establecerse un cargo por demanda para los costos de potencia de generación.

Potencia Facturada = Máx[potencia leída últimos 12 meses]

En el caso de establecerse Potencia de Referencia, ésta debe ser la mayor de los últimos 12 meses previos a que el Cliente se active como Cliente de Autoconsumo

**Artículo 82** Facturación de Energía:

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por energía de su tarifa se aplicarán multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.
- b) A los clientes que se hayan acogido al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias:
  - (i) Los cargos por energía asociados a la comercialización y al alumbrado público - red se aplicarán multiplicando a la mayor entre la energía de referencia y la energía neta (ya sea inyectada a la red de la empresa de distribución o retirada de la red) en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario.

- (ii) Los cargos por energía asociados a las pérdidas en distribución, las pérdidas de energía en transmisión, a la generación y al alumbrado público - consumo se aplicarán a la energía neta consumida en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario.

Hay energía neta consumida, sólo si se cumple lo siguiente:

**kWh** consumidos de la red > **kWh** inyectados por el cliente a la red

La energía neta consumida = **kWh** consumidos de la red- **kWh** inyectados por el cliente a la red

- (iii) La energía de referencia se obtendrá del promedio de los últimos seis (6) meses de consumo del cliente. En el caso de clientes nuevos, se obtendrá de mediciones que se realicen a sus instalaciones. Esta energía de referencia podrá ser verificada una vez al año a solicitud del cliente.

#### **COMENTARIO:**

La utilización de consumos de referencia no es un valor fiable, ya que se generan clientes nuevos sin un historial de consumo y que no permitiría establecer una 'energía de referencia' o en aquellos casos que el cliente modifique de manera importante su patrón de consumo. Al igual que los Grandes Clientes, los clientes acogidos a este Procedimiento podría estar subsidiados por los Clientes Regulados en los costos de abastecimiento y en el Ingreso Máximo Permitido por las empresas distribuidoras. En efecto, por las causas que fuese, en algún momento el proceso de autoabastecimiento se podría ver interrumpido y su abastecimiento dependería directamente de la red y de la infraestructura de generación, transmisión y en particular los de la distribución existente. Esta disponibilidad de la red debe ser compensada, puesto que ella funciona como un respaldo a la disposición de los Autoconsumidores para ser utilizada en el momento y la cantidad que ellos requieran.

La energía de referencia debe ser el promedio de los últimos 12 meses para evitar estacionalidades.

Además, la energía de referencia, en caso de que no se acepte asignar costos de comercialización y alumbrado público a un cargo fijo, deberá ser, en caso de que quiera ser revisada, la energía que la instalación consuma, es decir, la energía que auto consuma más la energía que demande de la red.

#### **Proponemos:**

**Que los Clientes de Autoconsumo paguen los costos de las redes, comercialización y alumbrado público, y pérdidas de potencia en distribución mediante un cargo por demanda, es decir que sea independiente del consumo de energía. La potencia a facturar debe ser la máxima potencia leída de los últimos doce meses previos al mes de facturación.** Adicional debería establecerse un cargo por demanda para los costos de potencia de generación.

Potencia Facturada = Máx[potencia leída últimos 12 meses]

En el caso de establecerse Potencia de Referencia, ésta debe ser la mayor de los últimos 12 meses previos a que el Cliente se active como Cliente de Autoconsumo

**En caso de no aceptar nuestra propuesta de un cargo por demanda, solicitamos que se revise el criterio de la energía de referencia y su aplicación. A los clientes que se hayan acogido al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias:**



- i. Los cargos por energía asociados a la comercialización, al alumbrado público - red y al alumbrado público – consumo, se aplicarán multiplicando a la mayor entre la energía de referencia y la energía neta (inyectada o retirada de la red) en kilovatios – hora (kWh) por los cargos tarifarios correspondientes. La energía de referencia debe ser determinada con los consumos previos al inicio de su actividad de Autoconsumo.
- ii. Los cargos por energía asociados a las pérdidas en distribución, las pérdidas de energía en transmisión, y la generación de energía se aplicarán a la energía neta consumida en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario.

Hay energía neta consumida, sólo si se cumple lo siguiente:

kWh consumidos de la red > kWh inyectados por el cliente a la red

La energía neta consumida = kWh consumidos de la red - kWh inyectados por el cliente a la red

- iii. La energía de referencia se obtendrá del promedio de los últimos doce (12) meses de consumo del cliente antes de instalar la generación. En el caso de clientes nuevos, se obtendrá de mediciones que se realicen a sus instalaciones. Esta energía de referencia podrá ser verificada una vez al año a solicitud del cliente: en cualquier caso esta energía de referencia será la energía que consuma la instalación del cliente, es decir la suma de la energía que autoconsume más la energía que demande de la red.

## Artículo 82

...

Parágrafo transitorio: A los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias que cuenten con plantas instaladas a la fecha de entrada en vigencia de la modificación al Reglamento o que se instalen en los siguientes tres (3) meses de la entrada en vigencia, se les otorgará un periodo tarifario, en el que se les seguirá facturando con la metodología anterior y a partir del próximo periodo tarifario julio 2022 a jun 2026 se les aplicará la metodología establecida en este Régimen Tarifario.

### COMENTARIO:

Consideramos que permitir que este esquema se mantenga por 4 años más para los clientes existentes y los que se proliferarán en los siguientes 3 meses de la entrada en vigencia de la modificación del Reglamento tiene como consecuencia una mayor afectación del Ingreso Máximo Permitido que deberían recibir las empresas distribuidoras, con las consecuencias financieras y económicas que se están evidenciando por políticas tarifarias como éstas.

Proponemos que los cambios tarifarios para estos clientes sean aplicables a partir de la entrada en vigor del nuevo pliego tarifario.

**Artículo 83** Facturación de Demanda: De acuerdo al Régimen Tarifario se podrán establecer tarifas con cargos por demanda a clientes con demandas mayores a quince (15) kW. A los clientes residenciales no se les aplicará tarifas con cargos por demanda, salvo que los mismos opten por una a su conveniencia, o se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias. Se consideran clientes residenciales aquellos que usan la energía eléctrica para su vivienda exclusivamente.

b) A los clientes que se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, la demanda utilizada para facturar se determinará de la siguiente forma:

- i. Para los cargos por potencia asociados a la distribución y a la transmisión se utilizará la mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada a la red de la empresa de distribución o la retirada de la red en kilovatios (kW). Esta demanda se multiplicará por su precio unitario en B/./kW mes .
- ii. Los cargos por potencia de generación se aplicarán a la demanda consumida en kilovatios (kW) por su precio unitario.
- iii. La demanda de referencia se obtendrá del promedio de la demanda máxima leída de los últimos seis (6) meses. En el caso de clientes nuevos, se obtendrá de mediciones que se realicen a sus instalaciones. Esta demanda de referencia podrá ser verificada una vez al año a solicitud del cliente.

**COMENTARIO:**

Los costos que genera un cliente están vinculados a la Demanda Máxima de Potencia que pueden solicitar de las redes, variable por la que se diseñan las mismas. Se propone que la demanda de referencia sea definida como la demanda máxima leída durante los doce meses **anteriores a la puesta en marcha de la instalación de autoconsumo**. Esta demanda de podrá ajustada una vez al año a solicitud del cliente, y no podrá ser inferior a la demanda máxima leída, demandada de la red o inyectada, en los últimos 12 meses.

Se incrementa de 6 a 12 meses el periodo para determinar la demanda de referencia para evitar posibles estacionalidades.

**Artículo 106** Cargos tarifarios de generación

...

**a) Cargo por Potencia de Generación**

El cargo tarifario por potencia de generación no se actualizará dentro del periodo tarifario, solamente se revisará en cada nuevo periodo tarifario de acuerdo a lo que establezca la ASEP. Esto es tanto el cargo por potencia de los Grandes Clientes que participan en el mercado eléctrico, como el cargo por potencia del resto de los clientes.

...

**COMENTARIO:**

No indexar los cargos de potencia podría conllevar a un incremento importante de los cargos por energía en los casos de que el costo de la potencia asociado a los Contratos de Suministro se incremente.

Bajo el esquema que está planteando la ASEP para determinar el componente de costo por potencia máxima de generación CPG, los Grandes Clientes continuarán recibiendo un subsidio de los Clientes Regulados. En el caso de los Clientes Regulados, si la facturación por el concepto de potencia es inferior al de los costos de suministro, la diferencia se ajusta a través de los cargos por energía que se les factura a estos mismos clientes, cumpliéndose con el criterio de *passthrough* que deben tener los costos de abastecimiento. Dado que a los Grandes Clientes no se les factura los cargos por energía, de presentarse cualquier variación entre la potencia facturada y los costos reales de potencia, la Metodología propuesta no prevé realizar ningún ajuste, como en el caso de Clientes Regulados a través de los cargos por energía. Consecuentemente, las diferencias que se presenten entre los costos reales y la facturación de potencia de los Grandes Clientes son traspasadas directamente a los cargos de abastecimientos de los Clientes Regulados. Si la ASEP establece un cargo por potencia a los Grandes Clientes que sea inferior a los costos de potencia de los Contratos de Suministro, más todos aquellos costos relacionados con la potencia, la diferencia no facturada formaría parte de la tarifa aplicada a los Clientes Regulados.

**Por lo anterior, proponemos:**

- a) **Que los Grandes Clientes contraten la totalidad de suministro de energía y potencia, así como el resto de los costos de abastecimiento.**
- b) **O bien, que los costos de compra de potencia correspondientes a los Grandes Clientes formen parte de los costos extraordinarios que se mencionan en el Artículo 106**

**Artículo 106**

...

El costo de generación permitido ( $CG^{CR-BASE_p}$ ) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia:

- (1.1) Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo descontando la parte del costo asignada al componente por potencia. Para determinar este costo se considera lo siguiente: Los costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Se incluyen los costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de competencia establecido por la ASEP a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico. Los costos por reserva de largo plazo corresponden a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP. Al total de estos costos se le debe descontar los ingresos que producen los cargos por potencia y las ventas del semestre correspondiente.

...

**COMENTARIO:**

De mantenerse la propuesta anterior y con la finalidad de no afectar a las empresas distribuidoras en el costo de las Pérdidas de Energía No Reconocidas , **proponemos que sea considerada como parte de los Costos Extraordinarios establecidos en el artículo 106:**

7. **La diferencia entre la demanda facturada de los Grandes Clientes, valorada al precio medio de la potencia de generación y la demanda facturada de los Grandes, valorada al precio de referencia de la potencia**

## Artículo 106

...

El costo de generación extraordinario ( $CGR^{CR-BASE_p}$ ) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
2. Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia de propiedad de los clientes en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.
3. Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
4. Porción del Mercado Ocasional causada por la compra de energía para suplir los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP: los sobre costos calculados con base en cómo habría sido la liquidación si los contratos cancelados o suspendidos siguieran vigentes y su costo según contrato. El costo total del mercado ocasional sumando la porción asignada a Costo de generación extra por restricciones y la porción asignada en Costos por compra de Energía debe sumar el monto establecido por compra de energía en el Mercado ocasional, según la liquidación presentada por el CND.
5. Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.
6. Sobrecostos ocasionados por sobre contratación causada por el incremento de clientes con autoconsumo, que ASEP determine en función de la información que presente la empresa distribuidora.

### COMENTARIO:

En el proceso de contratación realizado en los últimos años por ETESA, en su rol de gestor de compra, las empresas de distribución se han visto sobrecontratadas en potencia del orden de 7% y 10% en EDEMET y EDECHI, respectivamente. Dicha sobrecontratación de potencia ha venido causando perjuicios económicos a las empresas, toda vez que impactan de manera directa en el costo de las Pérdidas de Energía No Reconocidas , disminuyendo el ingreso por una actividad ajena a la distribución y que responde, entre otras, a decisiones de política energética nacional.

**Por lo tanto, proponemos que se incorpore la sobrecontratación de potencia, como parte de los Costo Extraordinario establecidos en el artículo 106:**

...

- 8. Sobrecostos ocasionados por sobre contratación de potencia valorada al precio medio real de la potencia contratada.**

#### **Artículo 106**

...

#### ***(iv) Ajuste para mantener proporcionalidad de los cargos por energía de las tarifas horarias***

En cada actualización tarifaria, después del cálculo de los cargos ajustados con las fórmulas presentadas en este artículo, se deberá verificar que con el ajuste de los cargos por energía de las tarifas horarias, las mismas mantengan la proporción original entre punta y fuera de punta con la cual se diseñó la estructura tarifaria y de haber alguna desviación, la empresa distribuidora deberá presentar una propuesta de ajuste a la ASEP.

...

#### **COMENTARIO:**

En el numeral 'iv', sobre el ajuste para mantener proporcionalidad de los cargos por energía de las tarifas horarias, consideramos compete a la ASEP definir cuando se observe una situación de 'desproporcionalidad' y establecer el mecanismo de ajuste que debe seguir la empresa distribuidora para corregir tal situación

Por lo anterior, **proponemos modificar este párrafo de la siguiente manera:**

**En cada actualización tarifaria, después del cálculo de los cargos ajustados con las fórmulas presentadas en este artículo, se deberá verificar que con el ajuste de los cargos por energía de las tarifas horarias, las mismas mantengan la proporción original entre punta y fuera de punta con la cual se diseñó la estructura tarifaria y de haber alguna desviación, la ASEP deberá establecer la metodología requerida.**

### 3. ASPECTOS DEL REGIMEN TARIFARIO QUE DEBEN SER CONSIDERADOS EN ESTA CONSULTA PÚBLICA DEL REGIMEN TARIFARIO

#### a) ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

##### COMENTARIO:

La Ley No. 6 de 1997 establece que las empresas distribuidoras deben actualizar la tarifa semestralmente. No obstante, este ajuste semestral no debería tener consecuencias perjudiciales en el flujo de caja de las empresas. Las empresas de distribución no pueden operar financiando al resto de las actividades desarrolladas en la cadena de suministro eléctrico, ni tampoco a las políticas energéticas establecidas. Los compromisos financieros adquiridos por las distribuidoras tienen límites en cuanto a tiempos de cumplimiento, así como a ratios e indicadores que fijan las instituciones financieras para respaldar las operaciones y expansión de la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica. Los desfases entre cuando se tiene que pagar el costo de abastecimiento y cuando se recupera este costo está causando que las empresas distribuidoras tengan dificultades financieras para acometer los proyectos de inversión que demandan sus clientes.

...

**Artículo 93** Los cargos tarifarios aprobados se ajustarán de acuerdo con las siguientes fórmulas de ajuste y definiciones generales:

- a) Para efectos de identificar los períodos semestrales en las fórmulas de ajuste tarifario y en la información que debe suministrarse, debe considerarse lo siguiente:
  - p: Semestre en el cual se aplicará el nuevo cargo tarifario
  - p-1: Semestre en el cual se hace la solicitud de actualización tarifaria.
  - p-2: Semestre anterior al Semestre en el que se solicita la actualización tarifaria.
  - p-3: Semestre anterior al Semestre p-2.

**Por lo tanto, proponemos que dada la situación económica y financiera que están atravesando las empresas distribuidoras EDEMET y EDECHI por el esfuerzo inversor de este último período tarifario, el retraso del Gobierno en el pago de los subsidios a los clientes y el desfase tarifario en el reconocimiento de los costos reales de abastecimiento, consideramos necesario que: (i) se vuelva a adoptar el esquema de actualización tarifaria, en donde se reconocían los costos de abastecimiento del semestre 'p', así como las variaciones entre los costos e ingresos reales de los semestres 'p-1' y 'p-2', o bien (ii) la fórmula para la determinación de los Costos por Variación de Combustible (CVC) que se calcula y aplica mensualmente, incluya no solo la variaciones registradas en las compras de los contratos térmicos, sino también en el resto de los costos de abastecimiento (generación, transmisión y pérdidas de transmisión), dejando para los ajustes semestrales cualquier remanente o ajuste posterior que se presente.**

**En tal sentido, solicitamos se modifique el Régimen Tarifario de manera que las fórmulas tarifarias de ajuste semestral, o mensual, sean desarrolladas en función de este criterio.**

#### b) COSTOS EXTRAORDINARIOS DE TRANSMISION Y 100% DE RECUPERACION

##### COMENTARIO:

Así como se han identificado costos extraordinarios en los costos de generación, cuyo reconocimiento se hace a través del costo permitido de generación, igualmente a nivel de los costos de transmisión se dan costos que no están directamente vinculados al transporte de energía para el abastecimiento de los clientes finales.

Entre estos costos, identificamos por el momento los siguientes:

1. Costo por uso de redes, otros costos de transporte y Tasa de Regulación del Mercado Regional.

Actualmente las empresas distribuidoras pagan por estos conceptos 7.2 y 1.2 millones de dólares anuales en EDEMET y EDECHI, respectivamente. Las empresas distribuidoras no hacen ningún tipo transacción de energía en el mercado regional que justifique este costo. Éste es un costo que los gobiernos de los países centroamericanos acordaron, mediante acuerdos internacionales, trasladar a la demanda (consumidores finales). A este respecto, nos permitimos aclarar que demanda no es lo mismo que empresa distribuidora. Si la decisión de los países es que lo paguen todos los clientes, esta decisión no debe afectar al distribuidor en los costos de las Pérdidas de Energía No Reconocidas como ha estado sucediendo desde que se estableció dicho pago.

Consideramos que este es un *Costo Extratarifario* que debe ser tratado con criterios distintos a los costos extraordinarios, ya que no pueden ser afectadas las empresas de distribución por el impacto en los Costos de las Pérdidas de Energía No Reconocidas, ni por la incobrabilidad en su fase comercial. Al incorporarse este costo a la tarifa de los clientes finales, es la empresa distribuidora la que asume el riesgo de cobro de estos montos. Mientras que el MER recibe el pago del 100%, es la distribuidora la que se afecta financieramente al no poder recuperar el 100% del costo por parte de la demanda.

**Por lo tanto, proponemos que al igual que se hace con la Ley 15 de 2001, estos costos por ser Extratarifarios sean tratados como un cargo tarifario adicional (por demanda y/o energía facturada), y que los pagos al MER se realicen en función de los cobros efectivamente recibidos por la aplicación de este cargo, dentro del período que corresponda (cobrabilidad).**

2. Sobrecostos por generación obligada y generación desplazada de ETESA asignadas a las Empresas Distribuidoras en el Pliego Tarifario de Transmisión vigente desde 1 de julio de 2017 (Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUPSTeI) Estampilla Postal asignado a la Demanda (B./KW-Año).

Tal como lo define la metodología de determinación de la tarifa de transmisión, se están trasladando a la demanda más de 80 millones de dólares del período jul 2017 a junio 2022, por generación obligada y generación desplazada que las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista le imputaron a ETESA por el retraso de la Tercera Línea de Transmisión.

Para el semestre jul-dic 2018, el monto correspondiente a este concepto asciende para EDEMET a USD 22.1 millones y para EDECHI a USD 4.2 millones, los cuales no corresponden con el suministro eléctrico que requieren las empresas distribuidoras para realizar su actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica en su zona de concesión.

Estos costos impactan económicamente a las empresas distribuidoras, tanto en los costos de las Pérdidas de Energía No Reconocidas, que la empresa de distribución no recupera, como en la cobrabilidad producto del no-pago de los clientes.

Consideramos que este es un *Costo Extratarifario* que debe ser tratado con criterios distintos a los costos extraordinarios, ya que no pueden ser afectadas las empresas de distribución por el impacto en los Costos de las Pérdidas de Energía No Reconocidas, ni por la incobrabilidad en su fase comercial. Al incorporarse este costo a la tarifa de los clientes finales, es la empresa distribuidora la que asume el riesgo de cobro de estos montos. Mientras que ETESA recibe el pago del 100%, es la distribuidora la que se afecta financieramente al no poder recuperar el 100% del costo por parte de la demanda.

**Por lo tanto, proponemos que al igual que se hace con la Ley 15 de 2001, estos costos por ser Extratarifarios sean tratados como un cargo tarifario adicional (por demanda y/o energía facturada), y que los pagos a ETESA por estos conceptos se realicen en función de los cobros efectivamente recibidos por la aplicación de este cargo, dentro del período que corresponda (cobrabilidad).**

- c) ACTUALIZACION DE LOS CARGOS DE DISTRIBUCIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y ALUMBRADO PUBLICO SISTEMA.

**COMENTARIO:**

La Ley No. 6 de 1997 no hace señalamiento alguno en el sentido de que los ajustes por inflación se apliquen parcialmente solo a ciertos componentes que subyacen en la determinación de la tarifa. En consecuencia, del texto legal se desprende el derecho del distribuidor de ajustar la totalidad de la tarifa tomando en cuenta el índice de precio al consumidor.

...

- c) Los cargos tarifarios que se ajustan por las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC), utilizan en sus fórmulas de ajuste de acuerdo a como corresponda, los términos definidos como sigue:

XC: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por la ASEP, que representa la porción de costos de comercialización que no se ajustan por IPC.

XUS: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por la ASEP que representa la porción de costos asociada a la capacidad de distribución que no se ajustan por IPC.

XAP: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por la ASEP que representa la porción de costos asociada al servicio de alumbrado público que no se ajusta por IPC.

IPC: Valor del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre, según las publicaciones de la Contraloría General de la República.

- d) Los cargos tarifarios que se ajustan por las variaciones de costos y ventas tienen las definiciones de los términos que se utilizan en los propios numerales que desarrollan sus fórmulas de ajuste.
- e) Las categorías tarifarias son las definidas en la estructura tarifaria para cada clase de clientes.

SECCIÓN IV.6.2 : METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE COMERCIALIZACIÓN



**Artículo 94** Los cargos tarifarios de comercialización (CCOMFi y CCOMVi) en cada categoría tarifaria (i) se ajustarán por las siguientes expresiones:

a) Cargo de Comercialización Fijo

$$CCOMF_{p,i} = CCOMF_{p-1,i} \times \left\{ XC + \left[ (1 - XC) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

CCOMF<sub>p,i</sub>: valor del cargo de comercialización fijo en el semestre p para la categoría i.

CCOMF<sub>p-1,i</sub>: valor del cargo de comercialización fijo en el semestre p-1 para la categoría i.

IPC<sub>p-2</sub>: valor del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre p-2.

IPC<sub>p-3</sub>: valor del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre p-3.

a) Cargo de Comercialización Variable

$$CCOMV_{p,i} = CCOMV_{p-1,i} \times \left\{ XC + \left[ (1 - XC) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

CCOMV<sub>p,i</sub>: valor del cargo de comercialización variable del semestre p para la categoría i.

CCOMV<sub>p-1,i</sub>: valor del cargo de comercialización variable del semestre p-1 para la categoría i.

#### SECCIÓN IV.6.3: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

**Artículo 95** Los cargos tarifarios de redes de distribución se ajustarán de acuerdo a los siguientes principios:

a) Ajuste de los cargos tarifarios de distribución;

Los cargos tarifarios de redes de distribución (CD<sub>i,j</sub>) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CD_{p,i,j} = CD_{p-1,i,j} \times \left\{ XUS + \left[ (1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

CD<sub>p,i,j</sub>: Cargo tarifario de redes de distribución del semestre p para la categoría i y para el bloque horario j (en los casos en que corresponda);

CD<sub>p-1,i,j</sub>: Cargo tarifario de redes de distribución del semestre p-1 para la categoría i y para el bloque horario j (en los casos en que corresponda);

Nota: En el caso de que en la categoría tarifaria se utilicen los dos cargos uno en kW y otro en kWh, se actualizarán con el mismo factor de ajuste.

b) Ajuste de los cargos tarifarios de conexión:

Los cargos tarifarios por costo de conexión (CXi) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CX_{p,i} = CX_{p-1,i} \times \left\{ XUS + \left[ (1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

CRXp,ij: Cargo tarifario por costo de reconexión del semestre p para la categoría i;

CRXp-1,i: Cargo tarifario por costo de reconexión del semestre p-1 para la categoría i

b) Ajuste de los cargos tarifarios de reconexión:

Los cargos tarifarios por costo de reconexión (CRXi) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CRX_{p,i} = CRX_{p-1,i} \times \left\{ XUS + \left[ (1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

CRXp,ij: Cargo tarifario por costo de reconexión del semestre p para la categoría i;

CRXp-1,i: Cargo tarifario por costo de reconexión del semestre p-1 para la categoría i

#### SECCIÓN IV.6.4: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR ALUMBRADO PÚBLICO

**Artículo 96** Cargo tarifario por el servicio de alumbrado público:

El cargo tarifario por el servicio de alumbrado público se ajustará por la siguiente expresión:

$$CSERAP_{p,i} = CSERAP_{p-1,i} \times \left\{ XAP + \left[ (1 - XAP) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

CSERAPp,i: Cargo tarifario por el servicio de alumbrado público del semestre p para la categoría i;

CSERAPp-1,i: Cargo tarifario por el servicio de alumbrado público del semestre p-1 para la categoría i;

**COMENTARIO:**

La metodología de ajuste de los cargos tarifarios de redes de distribución vigente en Panamá y establecida en el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica (el Reglamento), prevé, de manera parcial, el reconocimiento de los efectos de la inflación en dichos cargos tarifarios. El Reglamento contempla fórmulas de ajuste por inflación que se aprueban en cada revisión cuatrienal. Por ejemplo, en el artículo 95 del Reglamento establece lo siguiente, al igual que los otros componentes:

**Artículo 95** Los cargos tarifarios de redes de distribución se ajustarán de acuerdo a los siguientes principios:

a) Ajuste de los cargos tarifarios de distribución:

Los cargos tarifarios de redes de distribución ( $CD_{i,j}$ ) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CD_{p,i,j} = CD_{p-1,i,j} \times \left\{ XUS + \left[ (1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CD_{p,i,j}$ : Cargo tarifario de redes de distribución del semestre  $p$  para la categoría  $i$  y para el bloque horario  $j$  (en los casos en que corresponda);

$CD_{p-1,i,j}$ : Cargo tarifario de redes de distribución del semestre  $p-1$  para la categoría  $i$  y para el bloque horario  $j$  (en los casos en que corresponda);

$XUS$ : valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) que representa la porción de costos asociada a la capacidad de distribución que no se ajustan por IPC.

$IPC$ : Valor del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre, según las publicaciones de la Contraloría General de la República.

En dicha fórmula, la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) establece el valor del coeficiente  $XUS$  como la participación de los costos de capital (depreciación y rentabilidad sobre los activos) sobre los ingresos máximos permitidos, bajo el argumento de que los costos de capital tienen un efecto global compensado, ya que hay bienes cuyo precio se incrementa con la inflación y otros para los que el precio se reduce debido a los avances tecnológicos<sup>1</sup>.

La diferenciación de costos que pueden afectarse por inflación a través del factor  $XUS$  en la fórmula de ajuste tiene como consecuencia que los cargos aprobados cada cuatrienio no conserven su valor en términos reales, lo que se traduce en una merma injustificada en la rentabilidad del distribuidor frente a la rentabilidad aprobada por llevar a cabo la actividad, en contrasentido con los criterios que en esta materia establece el marco jurídico y regulatorio aplicable. Lo anterior es así toda vez que la menor rentabilidad no se deriva de una operación ineficiente o algún otro aspecto de decisión financiera o económica a cargo del distribuidor; tampoco de la variabilidad en las variables macroeconómicas. Es resultado de una decisión regulatoria exógena al control del distribuidor o a la evolución de la economía que, en automático, reduce la posibilidad de obtener una rentabilidad razonable.

Con el objetivo de cuantificar el impacto sobre la rentabilidad del reconocimiento parcial de los efectos de la inflación, en la siguiente tabla se muestra la diferencia entre la rentabilidad aprobada para el periodo 2010 – 2014 y la obtenida, luego de aplicarle el efecto inflacionario, en el mismo periodo en la siguiente tabla:

<sup>1</sup> Ver ASEP 2010 3618 y ASEP 2015 8450

**Tabla 1. EDEMET**

IMP sin Pérdidas, miles B/. (jun/2010)	TOTAL	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Rentabilidad		25,194	28,281	30,978	32,737
Depreciacion		16,509	17,959	19,334	20,472
O&M y ADM	235,991	55,566	57,961	60,127	62,337
IMP sin Pérdidas (jun/2010)	427,454	<b>97,270</b>	<b>104,200</b>	<b>110,438</b>	<b>115,545</b>
Activo Neto		241,323	270,888	296,720	313,569
Rentabilidad Aprobada		10.44%	10.44%	10.44%	10.44%
Fracción de O&M y ADM vs IMP sin pérdidas	0.552	0.571	0.556	0.544	0.540
IMP indexado 100%		101,836	115,413	128,559	140,557
IMP indexado parcial		99,315	109,223	118,555	126,748
Impacto en la Rentabilidad		<b>-2,521</b>	<b>-6,190</b>	<b>-10,004</b>	<b>-13,808</b>
Impacto en la Rentabilidad a junio/2010		<b>-2,408</b>	<b>-5,589</b>	<b>-8,594</b>	<b>-11,351</b>
Rentabilidad Resultante		<b>22,786</b>	<b>22,692</b>	<b>22,384</b>	<b>21,385</b>
Tasa de Rentabilidad Resultante		<b>9.44%</b>	<b>8.38%</b>	<b>7.54%</b>	<b>6.82%</b>

Como se puede observar de la Tabla, en el período 2010-2014, la Tasa de Rentabilidad Aprobada vs la Tasa de Rentabilidad Resultante, sólo por el efecto inflación, tuvo una variación importante.

Garantizar la recuperación de los costos y gastos de la operación, así como remunerar el patrimonio de los accionistas, como se establece en el artículo 97 de la Ley No. 6, necesariamente debe entenderse como conceptos que se miden en términos reales considerando que los efectos de la inflación trastocan la totalidad del ingreso que obtiene el permisionario para lograr los objetivos planteados, y no solo una porción de tal ingreso reflejado selectivamente en algunos costos, gastos e inversiones.

El distribuidor recupera los costos de expansión, reposiciones e inversiones a través de la depreciación. Dado que dicha recuperación es gradual, no considerar los efectos de la inflación en estos costos podría poner en riesgo la posibilidad del distribuidor de reponer el activo cuando le sea necesario. Por otra parte, dado que el cálculo de la rentabilidad sobre los activos se realiza con una tasa real antes de impuestos, la rentabilidad que obtiene el distribuidor es menor a la aprobada debido al efecto de la inflación.

Finalmente, no es claro que efectivamente se compense la subida en precios de algunos bienes y la baja en otros por mejora tecnológica, ya que la tasa de inflación no necesariamente es equivalente a la tasa de mejora tecnológica. Es relevante tomar en cuenta que los principales activos que se utilizan para prestar el servicio de distribución eléctrica no presentan desarrollos tecnológicos importantes en largos periodos de tiempo. En todo caso, si esto ocurriera, se estaría tomando en cuenta en el valor de los activos cuando forman parte de la Base de Capital Histórica.

Es práctica común que en esquemas de regulación por precios tope (del tipo RPI-X), el reconocimiento de la inflación sea en la totalidad de la tarifa.

En Panamá, el régimen de regulación al que se sujetan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica se decretó en 1997 en la Ley No. 6. Asimismo, la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) definió en el Reglamento de Distribución y Comercialización las fórmulas tarifarias para las actividades mencionadas.

Los principios generales para definir el régimen tarifario se encuentran en el artículo 97, que se transcribe de manera textual a continuación:

**Artículo 97. Criterios para definir el régimen tarifario.** *El régimen tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia.*

*Se entiende que existe suficiencia financiera cuando las fórmulas de tarifas garantizan la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitan utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus clientes.*

*Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procura que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no sólo los costos, sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los clientes; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se beneficien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar, siempre, tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.*

*Por equidad se entiende que cada consumidor tiene derecho al mismo tratamiento tarifario que cualquier otro, solamente si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son similares. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus intereses.*

*Por simplicidad se entiende que las fórmulas de tarifas se elaborarán de modo que se facilite su comprensión, aplicación y control.*

*Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, especialmente para los clientes.*

Garantizar la recuperación de los costos y gastos de la operación, así como remunerar el patrimonio de los accionistas, necesariamente debe entenderse como conceptos que se miden en términos reales considerando que los efectos de la inflación trastocan la totalidad del ingreso que obtiene el permisionario para lograr los objetivos planteados, y no solo una porción de tal ingreso reflejado selectivamente en algunos costos, gastos e inversiones. Abundando en el tema, el artículo 99 se refiere al ajuste de tarifas por el Índice de Precios al Consumidor publicado por la Contraloría General de la República en los siguientes términos:

**Artículo 99. Actualización de las tarifas.** *Durante el período de vigencia de cada fórmula tarifaria, las empresas de distribución y las de transmisión podrán actualizar las tarifas base, aprobadas por el Ente Regulador para el período respectivo, utilizando el índice de precio de energía comprada en bloque y las fórmulas de ajuste establecidas por el Ente Regulador, las cuales tomarán en cuenta el índice de precio al consumidor emitido por la Contraloría General de la República. Cada vez que estas empresas actualicen las tarifas, deberán comunicar los nuevos valores al Ente Regulador y publicarlas con sesenta días o más de anticipación a su aplicación, por lo menos, dos veces en dos diarios de circulación nacional. (modificado mediante Decreto-Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998).*

Por otra parte, para definir los cargos para la actividad de distribución de Energía Eléctrica, en los artículos 103 y 104 de la Ley se establece la construcción del valor agregado de Distribución, así como el rango para fijar la tasa de rentabilidad por llevar a cabo la actividad y en dichos artículos no hay nada que indique que los costos de capital no deberían ser ajustados por inflación:

**Artículo 103. Valor agregado de distribución.** *El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos que tendría una empresa de distribución eficiente, para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, excluyendo los costos de medición, facturación y atención a los clientes; el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución; el costo de depreciación de sus bienes; y el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones. Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.*

*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 Ente Regulador definirá la tasa de rentabilidad que considere razonable para el concesionario, tomando en cuenta la eficiencia de éste, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias y cualquier otro factor que considere relevante. Sin embargo, la tasa que el Ente Regulador defina no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país.

La tasa, así determinada, se aplicará a los activos fijos netos en operación, que el Ente Regulador estime para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del período, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el período.

**Artículo 104. Fijación de tarifas por el acceso y uso de las redes de distribución.** El Ente Regulador establecerá las fórmulas, topes y metodologías, para fijar las tarifas de las empresas de distribución por concepto del cobro de los servicios de acceso y uso de las redes de distribución. Las tarifas deberán permitir a cada empresa obtener una remuneración promedio, estimada al inicio del período de vigencia de la fórmula, suficiente para cubrir su valor agregado de distribución, calculado para dicho período, de acuerdo con el procedimiento indicado en el artículo anterior.

Como se puede apreciar, la Ley No. 6 no hace señalamiento alguno en el sentido de que los ajustes por inflación se apliquen parcialmente solo a ciertos componentes que subyacen en la determinación de la tarifa. En consecuencia, del texto legal se desprende el derecho del distribuidor de ajustar la totalidad de la tarifa tomando en cuenta el índice de precio al consumidor.

**Propuesta de actualización de los cargos de distribución eléctrica**

**Considerando que, de acuerdo con la Metodología de Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (ASEP, 2010) para las empresas de distribución eléctrica, la aprobación de los cargos en cada periodo cuatrienal se realiza en términos reales, con la finalidad de que conserven su valor, se propone actualizar dichos cargos tarifarios en su totalidad y con el uso de la siguiente fórmula:**

$$CD_{p,i,j} = CD_{p-1,i,j} \times \frac{IPC_{p-1}}{IPC_{p-2}}$$

$CD_{p,i,j}$ : Cargo tarifario de redes de distribución del semestre p para la categoría i y para el bloque horario j (en los casos en que corresponda).

$CD_{p-1,i,j}$ : Cargo tarifario de redes de distribución del semestre p-1 para la categoría i y para el bloque horario j (en los casos en que corresponda).

$IPC_{p-1}$ : Valor del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre

$p - 1$ , según las publicaciones de la Contraloría General de la República.

$IPC_{p-2}$ : Valor del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre

$p - 2$ , según las publicaciones de la Contraloría General de la República.

Por lo que corresponde al ajuste de los cargos tarifarios de conexión ( $CX_i$ ) se propone la siguiente expresión:

$$CX_{p,j} = CX_{p-1,j} \times \frac{IPC_{p-1}}{IPC_{p-2}}$$

$CX_{p,ij}$ : Cargo tarifario por costo de conexión del semestre  $p$  para la categoría  $i$ .

$CX_{p-1,i}$ : Cargo tarifario por costo de conexión del semestre  $p - 1$  para la categoría  $i$ .

Finalmente, los cargos tarifarios por costo de reconexión ( $CRX_i$ ) se ajustarían por la siguiente expresión:

$$CRX_{p,j} = CRX_{p-1,j} \times \frac{IPC_{p-1}}{IPC_{p-2}}$$

$CRX_{p,ij}$ : Cargo tarifario por costo de reconexión del semestre  $p$  para la categoría  $i$ .

$CRX_{p-1,i}$ : Cargo tarifario por costo de reconexión del semestre  $p - 1$  para la categoría  $i$ .

#### d) COSTO DE CAPITAL DE TRABAJO

El Capital de Trabajo es un concepto universalmente reconocido como la diferencia entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente. Representa el capital corriente neto inmovilizado que una empresa tiene como consecuencia del giro de su operación ordinaria.

Ese capital inmovilizado, como se sabe, tiene un costo de oportunidad, por el cual las empresas de servicios públicos reguladas son compensadas en todos los países.

A pesar del innegable costo que representa el Capital de Trabajo para las empresas, en las revisiones tarifarias anteriores este componente de costo no fue reconocido a las empresas distribuidoras. En los siguientes párrafos, se desarrollan los argumentos que respaldan la solicitud para que este costo sea reconocido como un componente del IMP.

#### Justificación

No es necesario abundar en explicaciones para demostrar que el Capital de Trabajo representa un costo para las empresas. Este es un concepto básico de las finanzas corporativas y universalmente reconocido, el cual hasta en el IRHE era un concepto que formaba parte de los costos reconocidos. En anteriores revisiones tarifarias, ante el reclamo de EDEMET y EDECHI para incluir el Costo del Capital de Trabajo en el Ingreso Máximo Permitido (IMP), la ASEP no negó que el Capital de Trabajo representara un costo para las empresas; sin embargo dijo que no podía reconocerlo porque no estaba incluido como un costo en el Valor Agregado de Distribución (VAD) de las empresas de distribución eléctrica que establece la Ley 6 de 1997.

Si se analiza detenidamente el Artículo 98° de la Ley 6 puede observarse que no hay ninguna disposición específica que excluya el Costo del Capital de Trabajo como parte de los costos que constituyen el VAD:



**Artículo 98. Valor agregado de distribución.** El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos que tendría una empresa de distribución eficiente, para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, excluyendo los costos de medición, facturación y atención a los clientes; el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución; el costo de depreciación de sus bienes; y el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones. Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.

Como puede observarse, la Ley 6 incluye como parte del VAD los costos que tendría una empresa de distribución eficiente para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión. Como ya se ha explicado el Costo de Capital de Trabajo es inevitable para prestar el servicio de distribución de electricidad. Además, específicamente el párrafo anterior del artículo 98° de la Ley 6 incluye como parte del VAD “el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa de rentabilidad sobre sus inversiones”.

No cabe duda que el Capital de Trabajo requiere de una inversión recurrente por parte de la empresa. Para el caso de las empresas de distribución de electricidad esta inversión va en crecimiento constante, por la mayor cantidad de cuentas por cobrar generadas por el continuo aumento de la cantidad de clientes.

Por lo tanto, siendo el Costo del Capital de Trabajo un costo real y que toda empresa debe afrontar, no hay motivos para no incluirlo como parte de los costos de distribución. Además, al no estar expresamente excluido por la Ley 6 debe ser contemplado. Excluirlo contradice lo establecido en la propia Ley, que dicta incluir los costos que afrontaría una empresa eficiente.

Como prueba de lo anterior, debe observarse que los únicos costos que específicamente excluye la Ley son “los costos financieros de créditos concedidos al concesionario”. Por lo tanto, la ASEP no puede agregar exclusiones más allá de las que establece la Ley 6.

Por otra parte, la ASEP argumentó que no reconocía el Costo del Capital de Trabajo porque la Ley dice que sólo deben tenerse en cuenta los Activos Fijos Netos en operación. La Ley 6 se refiere al Activo Fijo, no para excluir el Capital de Trabajo, sino para especificar qué tipo y la forma de valoración de la Base de Capital. En efecto, el Artículo 98° dice:

La tasa así determinada se aplicará a los activos fijos netos en operación que el Ente Regulador estime para el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del periodo, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el periodo.

Este párrafo del Artículo 98° de la Ley 6 establece que la Base de Capital está constituida por el Activo Fijo Neto en operación a valor de libros, porque debe precisarse si corresponde usar este concepto en lugar por ejemplo del Patrimonio Neto o del Activo Fijo valuado por el método del Valor Nuevo de Reemplazo, etc. Puede verse una vez más, que este párrafo del artículo 98° de la Ley no excluye el Costo del Capital de Trabajo.

**Por lo anterior, y tomando en cuenta la realidad de las empresas de distribución de energía eléctrica, proponemos que sea incorporado dentro del IMP de las empresas distribuidoras el concepto de Capital de Trabajo.**

Sin otro particular queda de Usted,

Cinthy Camargo Saavedra  
Secretaria y Representante Legal en ausencia