

Panamá, 26 de marzo de 2018

COMENTARIOS

CONSULTA PÚBLICA NO.004-18

“..Propuesta para la “Determinación de la Tasa de Rentabilidad a ser utilizada en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2018 al 30 de junio de 2022...”.

**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-079-2018

26 de marzo de 2018

Ref. Consulta Pública No.004-18-Elec, convocada para recibir comentarios y observaciones de la ciudadanía, para considerar la propuesta para la "Determinación de la Tasa de Rentabilidad a ser utilizada en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2018 al 30 de junio de 2022".

Estimados señores:

Por este medio **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 Determinación de la Tasa de Rentabilidad a ser utilizada en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2018 al 30 de junio de 2022 que ha sido ordenada por su despacho a través de la Resolución AN No. 12161–Elec de 1 de marzo de 2018.

1 Introducción

En las siguientes secciones de este documento, se incluyen las observaciones en el proceso de determinación de la Tasa de Rentabilidad, tomando en cuenta los aspectos que señala la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 (modificada) que deben ser considerados en la determinación de la Tasa de Rentabilidad, al margen de los parámetros y detalles metodológicos que de cara a la regulación han sido utilizados para determinar el WACC, sobre los cuales también presentamos nuestros comentarios, y el impacto que tiene en la Tasa de Rentabilidad Aprobada la indexación parcial de la tarifa.

2 Bases Establecidas en la Ley 6 sobre la Tasa de Retorno

Con respecto a la Tasa de Rentabilidad para la actividad de distribución, el Artículo 98 de la Ley 6 establece:

El Ente Regulador definirá la tasa de rentabilidad que considere razonable para el concesionario, tomando en cuenta la eficiencia de este, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el periodo 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.

De esta exigencia legal, deben destacarse los siguientes puntos:

- Que la metodología a seguir debe tener en cuenta los siguientes aspectos del concesionario:
 - a. La Eficiencia
 - b. La Calidad del Servicio
 - c. Su Programa de Inversiones
 - d. Cualquier otro factor relevante

- Que la tasa determinada por el Regulador no puede diferir en más de dos puntos de la tasa de interés anual de los Bonos de Treinta años del Tesoro de los Estados Unidos, más una prima de ocho puntos.

Esto significa que, la tasa de rentabilidad a aplicar debe ser igual a la tasa de interés anual de los Bonos de Treinta Años del Tesoro de los Estados Unidos, más una prima de ocho puntos, a no ser que haya razones fundadas para que sea diferente, pero nunca en más de dos puntos.

Cabe destacar que ese fue el criterio aplicado en la primera Revisión de Tarifas del año 1998. En esa oportunidad, el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá determinó la tasa de rentabilidad igual a la tasa de interés anual de los Bonos de Treinta Años del Tesoro de los Estados Unidos, más una prima de ocho puntos, ya que, según lo dispone el propio texto de la Ley 6, no tenía fundamento jurídico legal para sustentar que fuera menor ni mayor.

“En efecto, el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante la Resolución N° JD-220 del 31 de Marzo de 1998, en la Sección del Considerando determinó lo siguiente:

“Que en atención a que ésta es la primera revisión tarifaria que realiza el Ente Regulador, no existen las condiciones que permitan aplicar la discrecionalidad de establecer una tasa de rentabilidad que difiera de la tasa efectiva de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América más una prima de ocho puntos”.”

Pero a pesar de lo establecido en el marco legal, la metodología aplicada en la Consulta Pública No. 004-18, para determinar la tasa de rentabilidad para la actividad de distribución en Panamá no cumple con lo establecido en la Ley toda vez que:

- a) El Informe aplica la metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC por sus siglas en ingles), la cual no toma en cuenta los aspectos señalados en la Ley: Eficiencia, Calidad de Servicio e Inversiones.**
- b) La metodología seguida arroja valores que difieren más de lo establecido en la Ley.**

3 Valoración de las Bases a Considerar Según la Ley 6

Como se señaló en la sección anterior, el Artículo 98 de la Ley 6 establece que para determinar la Tasa de Retorno se debe tener en cuenta:

- La Eficiencia
- La Calidad del Servicio
- El Programa de Inversiones

A continuación se valora el desempeño de EDECHI en estos conceptos.

3.1 Eficiencia

Según el resultado del estudio de Eficiencia del Informe de Empresas Comparadoras puesto a consideración para Consulta Pública por la ASEP mediante la Resolución N° 12081, el Score de Eficiencia de EDECHI obtenido mediante la metodología DEA da 100%. Es decir, EDECHI tiene una eficiencia relativa máxima, comparada con las empresas de la FERC.

Considerando que una empresa que se encuentra en la frontera máxima de eficiencia debe tener una rentabilidad mayor al promedio de la muestra, para el caso de EDECHI debería asignarse un adicional a la Tasa de Retorno media que indica el cálculo establecido por la Ley 6 para premiar a la empresa por su mayor eficiencia.

Por lo tanto, considerando la variable Eficiencia que indica la Ley 6, para el caso de EDECHI, no hay justificación para disminuir en 2 puntos la Tasa de Rentabilidad que da el resultado de la suma de los Bonos del Tesoro a 30 años de USA más la Prima de 8 puntos, sino por el contrario, habría que establecer una mayor Tasa de Retorno a la que surge del cálculo indicado en la Ley.

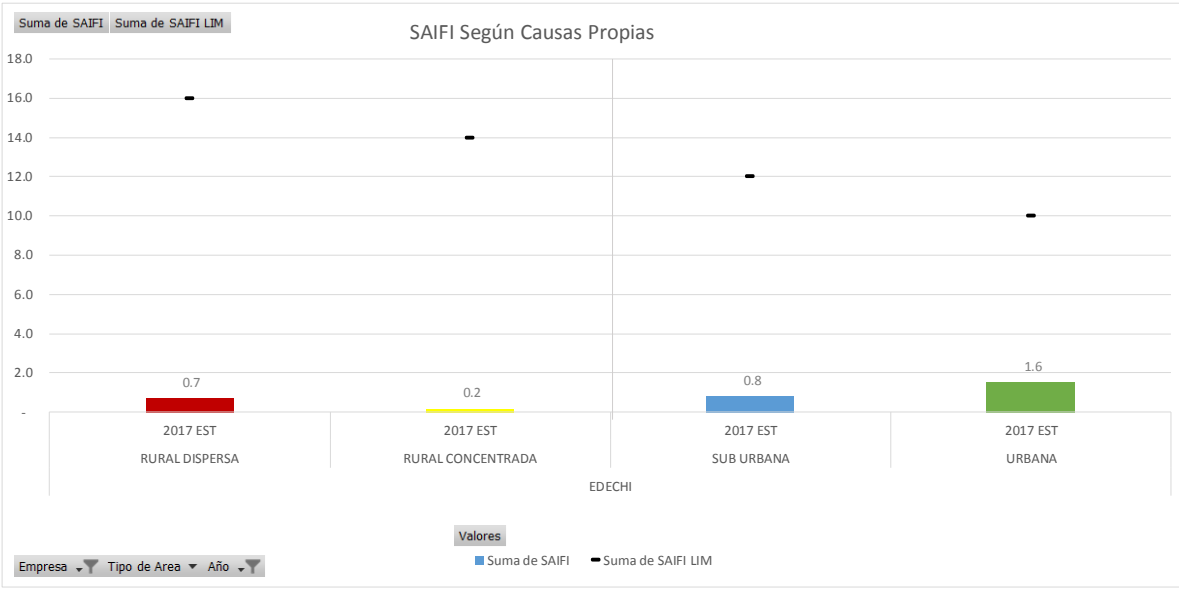
3.2 Calidad de Servicio

Durante el año 2017, la calidad de servicio de EDECHI medida por los indicadores SAIFI y SAIDI, considerando sólo las causas atribuibles a la empresa, es decir excluyendo las interrupciones por Causas Fortuitas o de Fuerza Mayor, estuvo dentro de los niveles establecidos por la norma. Es decir, la Frecuencia y Duración Promedio de las interrupciones atribuibles a la empresa fueron menores que las permitidas por la norma.

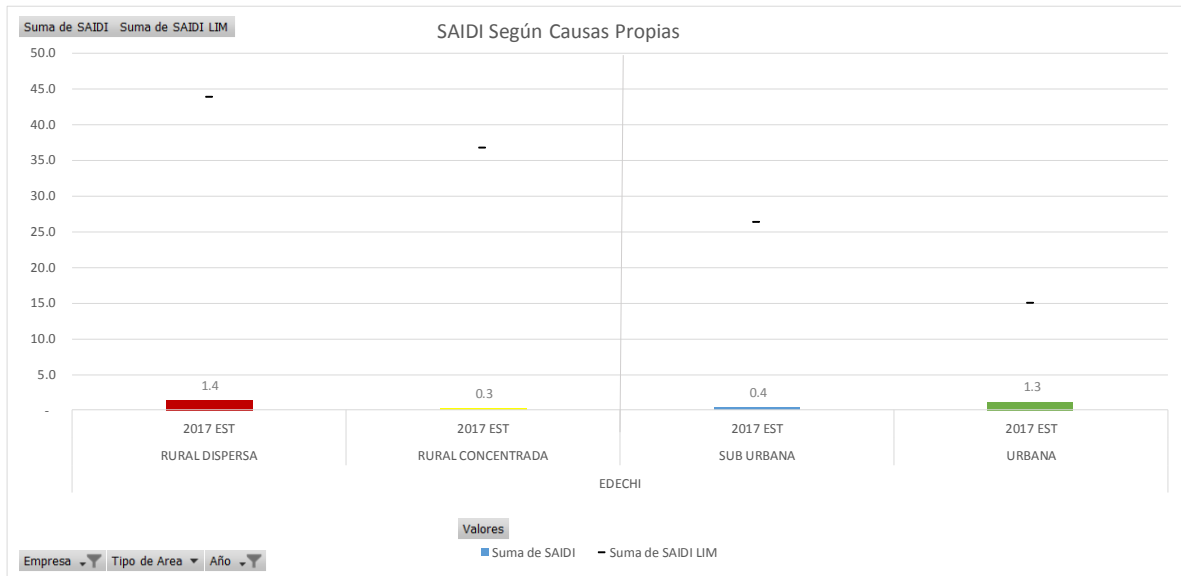
Por lo tanto, considerando la variable calidad, tampoco hay motivos para que la ASEP aplique una reducción al valor medio de Tasa de Retorno que establece la Ley 6.

Los siguientes gráficos muestran los indicadores de calidad SAIFI y SAIDI de EDECHI para el año 2017. (Nota: los gráficos se basan con datos de interrupciones reales para once meses del año 2017. El mes de Agosto fue estimado como el promedio de los restantes once meses, por no contarse a la fecha con estadísticas definitivas para ese mes).

SAIFI 2017 por Zona



SAIDI 2017 por Zona

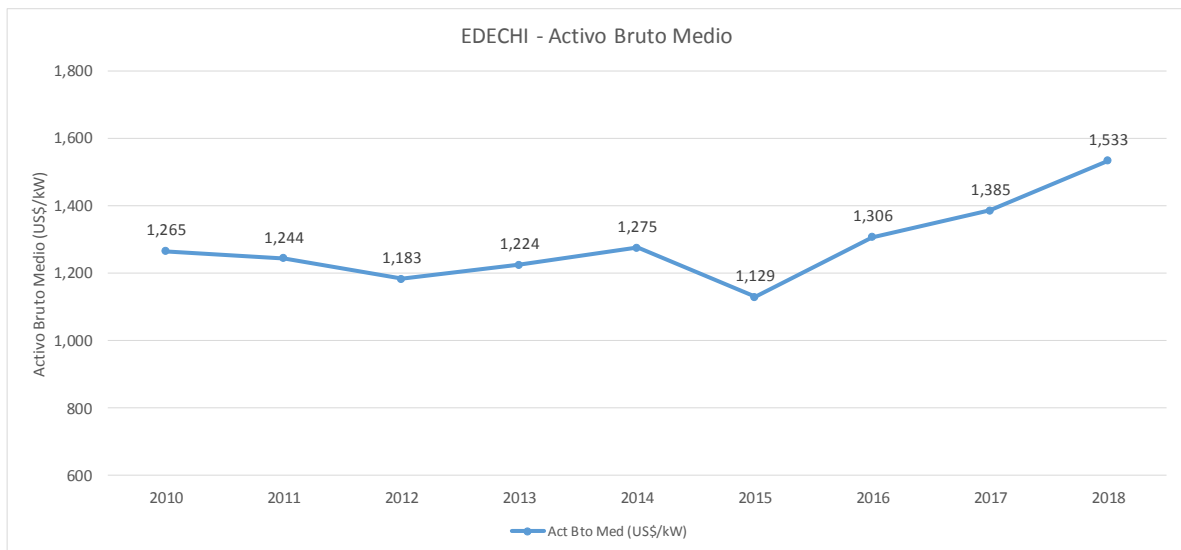


3.3 Programa de Inversiones

Con respecto a Inversiones, EDECHI ha estado desarrollando un fuerte Programa de Inversiones en los últimos años, lo cual se refleja en las siguientes gráficas.

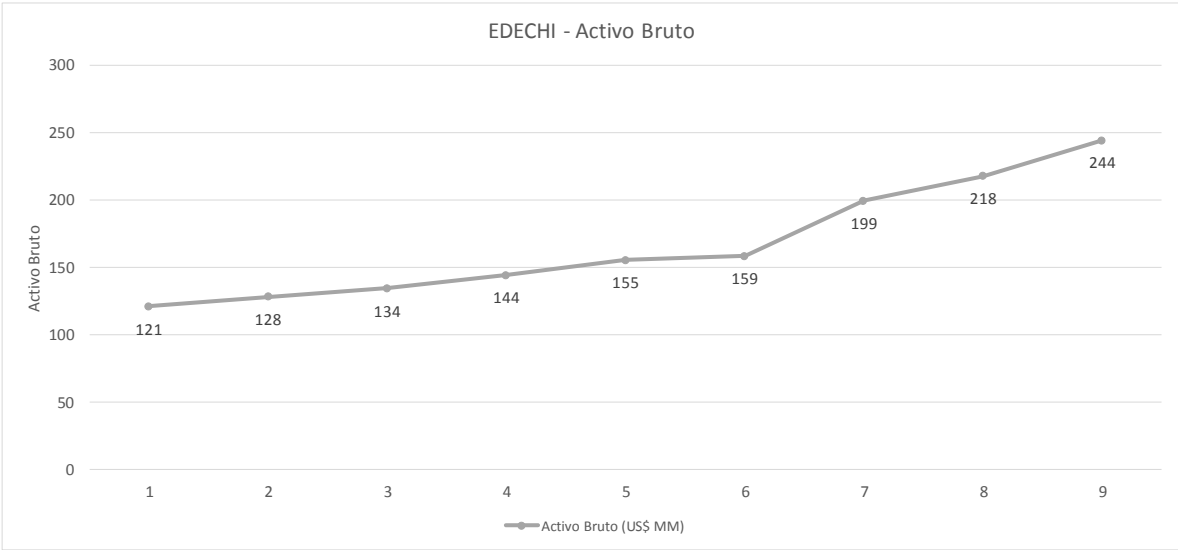
Crecimiento del Activo Bruto Medio

El Activo Bruto Medio, el cociente entre el Activo Bruto y la Demanda Máxima es un indicador sobre cómo crecieron las inversiones respecto del crecimiento de la demanda de los clientes.



Para el caso de EDECHI, el Activo Bruto Medio creció de 1.275 US\$/kW en el año 2014 a 1.385 US\$/kW en el 2017, un crecimiento del 9%.

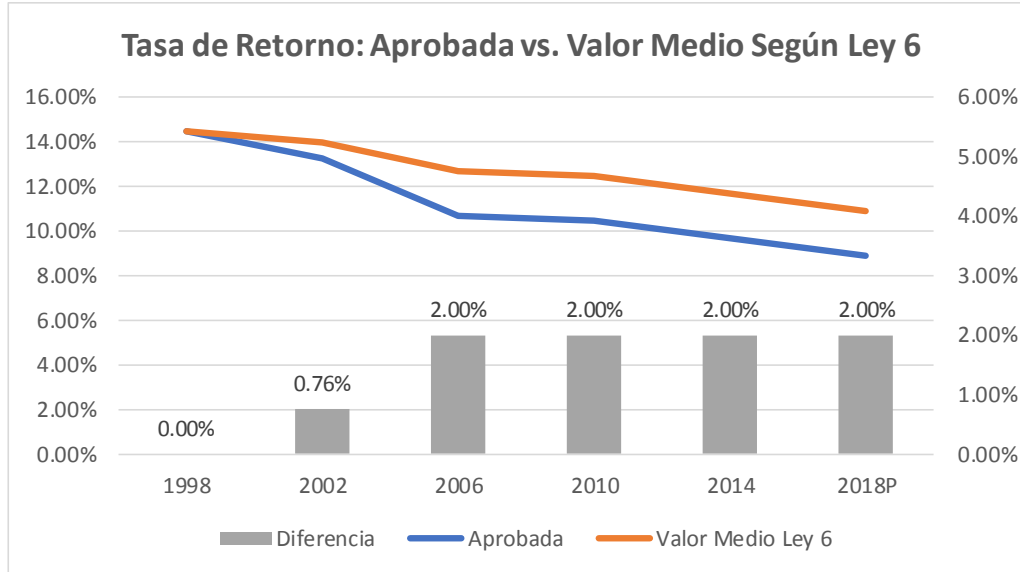
Esto significa que el ritmo de crecimiento de las inversiones fue superior al crecimiento de la demanda. Es decir, la empresa realizó inversiones para satisfacer la demanda, pero también inversiones para mejorar calidad y seguridad en la red de distribución eléctrica.



.....

Puede observarse que a pesar del fuerte crecimiento de las Inversiones, en las últimas tres revisiones tarifarias la ASEP aplicó el máximo de la discrecionalidad negativa que le permite la Ley (2%), sin causa que lo justifique. Según el Informe de Cálculo de la Tasa de Rentabilidad, esta situación se repetiría en la presente revisión tarifaria, nuevamente sin ninguna justificación según los conceptos que deben considerarse según la Ley 6.

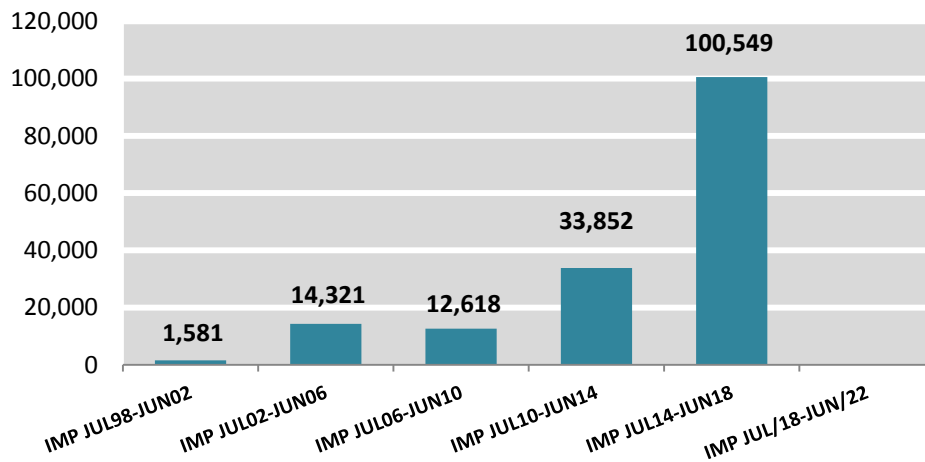
Basándose en una metodología diferente a la Ley, el Informe dice que como el rango de tasas de retorno calculado está por debajo del límite mínimo que establece la Ley, la ASEP sugiere tomar como tasa de rentabilidad el límite mínimo de la Ley. A continuación se muestra un gráfico en donde se presenta como se ha ido disminuyendo la Tasa de Rentabilidad a lo largo de los períodos tarifarios, en contraposición con el nivel de inversiones aprobado en cada período.



Nota: La tasa jul18-jun22 es la propuesta por la ASEP en la Consulta Pública No.004-18-

Este criterio de determinación de la tasa de rentabilidad de la ASEP no ha tomado en consideración que la propia ASEP en la determinación del IMP de cada período tarifario ha incrementado los niveles de inversión para las empresas, tal como se presenta en el siguiente gráfico.

EDECHI: INVERSIONES EN EL IMP



3.4 Resumen Valoración de las Bases a Considerar Según la Ley 6

De acuerdo a lo demostrado en las secciones anteriores, EDECHI tiene muy buen desempeño en cuanto a las variables de Eficiencia, Calidad de Servicio e Inversiones a considerar en la determinación de la Tasa de Rentabilidad que establece la Ley 6.

Por lo tanto, se solicita a la ASEP que determine la Tasa de Rentabilidad, cumpliendo con todos los criterios que establece la Ley 6, lo que significa que debe sumar puntos adicionales para premiar la elevada eficiencia que muestra EDECHI y sobre todo darle a la empresa los recursos que hagan viable económica y financieramente la ejecución de los altos niveles de inversión que tiene que realizar.

Esta solicitud pondría la Tasa de Retorno para EDECHI en niveles similares a las aprobadas en otros países de Latinoamérica en recientes revisiones tarifarias.

4 Análisis del WACC

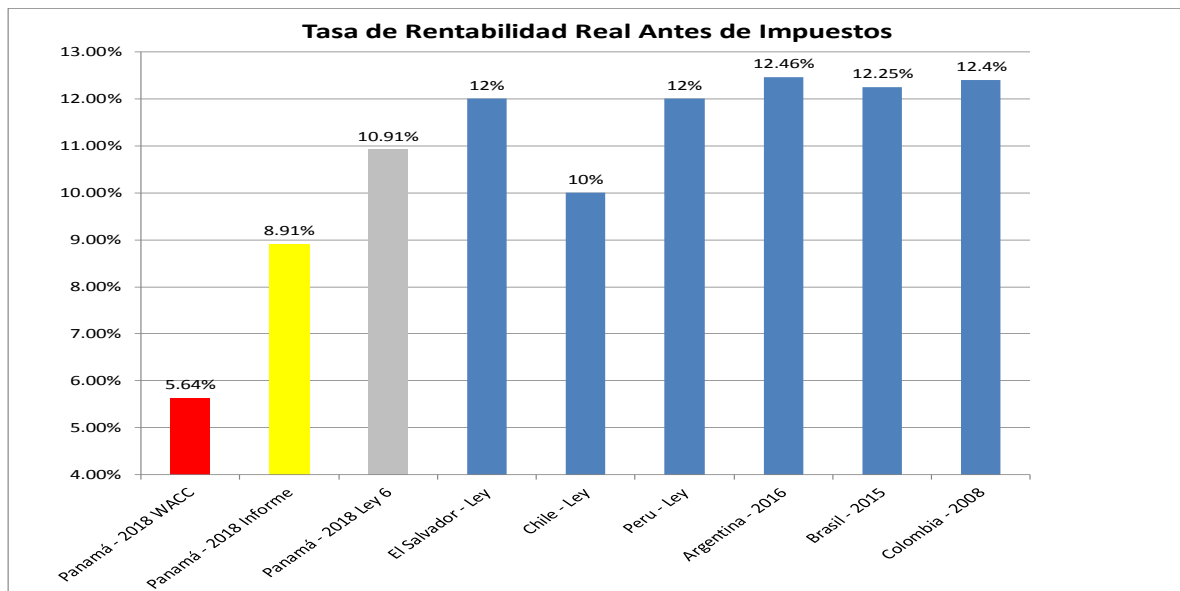
Como bien lo señala el Informe, la tasa de retorno media calculada según lo establece la Ley 6 da 10.90%. Mientras que el resultado de la metodología aplicada en el Informe arroja dos resultados, uno mínimo y otro máximo: 4.06% y 5.64%.

La pregunta inmediata al analizar esos valores es: ¿Cuál de los retornos es el correcto, el de la Ley o el del Informe? Es decir, ¿Cuál de ellos es el más justo para remunerar la actividad de distribución eléctrica en Panamá?

No queda ninguna duda que el retorno que establece la Ley es el correcto y el del Informe no se compadece con una “tasa razonable de rentabilidad” para la actividad de distribución en Panamá según lo establece el Artículo 98 de la Ley 6.

- El 10.90% de la Ley es un retorno similar al reconocido en países de Latinoamérica para la actividad de distribución eléctrica

Tasas de Rentabilidad sobre Activos Antes de Impuestos en Latinoamérica



OBSERVACIONES SOBRE EL GRAFICO

- Se ve claramente que el resultado de la WACC del Informe (barra de color rojo) es irrisoriamente bajo comparado contra el valor medio que indica la Ley 6 y también comparado con todas las tasas de retorno relevadas en los países de Latinoamérica.
- En cinco de los seis países de Latinoamérica relevados, la Tasa de Rentabilidad aplicada en las últimas revisiones tarifarias fue superior al 12%.
- Se confirma que la Tasa de Retorno sugerida en el Informe (8.91%, barra de color amarillo) es muy inferior a la aplicada en los otros países de Latinoamérica.
- Aunque la Tasa de Retorno que surge de aplicar el valor medio indicado en la Ley (barra de color gris) es inferior a todas las tasas aplicadas en Latinoamérica, excepto la de Chile, es un valor evidentemente más justo y razonable que el retorno mínimo que establece la Ley 6.

Cabe aclarar en el resto de los países de Latinoamérica la Tasa de Rentabilidad incluye una Prima por Riesgo Cambiario. Sin embargo, aún descontando esta prima las tasas de rentabilidad aprobadas en estos países es superior a la propuesta en el Informe para el caso de Panamá. Por ejemplo, para el caso de Brasil la Prima por Riesgo Cambiario en la revisión tarifaria del año 2015 fue 1.68%. Con lo cual la Tasa de Retorno neta fue de 10.82%, muy superior a la calculada por la ASEP y muy cercana al valor medio indicado por la Ley 6.

Además de que la metodología del WACC no cumple con lo establecido en la Ley 6, el Informe aplica esta metodología incorrectamente por dos razones principales:

- Enfoque de Aplicación Incorrecto
- Errores en los Pasos de Cálculo

4.1 Enfoque de Aplicación del WACC Incorrecto

Con respecto a la aplicación del WACC para el caso del cálculo de los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD) de las empresas eléctricas, consideramos lo siguiente:

- El WACC es una metodología para evaluar decisiones de inversión a futuro, que debe aplicarse con gran cuidado si se la aplica para remunerar el retorno sobre inversiones del pasado. El Informe aplica el WACC con criterios como si se tratara de la evaluación de proyectos de inversión a futuro, sin tener en cuenta que el resultado debe ser una tasa de retorno para remunerar los activos en operación, que son el resultado de la sumatoria de una serie de inversiones ejecutadas en el pasado.

Como se sabe, la fórmula del WACC se derivó para calcular el Costo de Oportunidad o la Tasa de Rentabilidad Requerida para la evaluación de proyectos de inversión a futuro. Un inversor enfrentando una decisión de inversión calcula la rentabilidad esperada de su proyecto y la compara con el WACC de una actividad de riesgo similar. Si el retorno esperado de su proyecto es mayor que el WACC, entonces su inversión es rentable y le conviene encarar el proyecto. De lo contrario, le conviene invertir su capital en la otra alternativa.

En el caso de la determinación del VAD de las empresas de distribución de electricidad, la tasa de rentabilidad se utiliza sólo para remunerar los activos en operación resultantes de inversiones del pasado y del futuro.

Como se sabe, el peso en el VAD de los activos en operación es mucho mayor que el de las inversiones proyectadas. Por lo tanto, a la hora de determinar una “tasa razonable de rentabilidad” para la actividad de distribución en Panamá, según lo establece el Artículo 98 de la Ley 6, deben primar con mayor relevancia principios que hagan a la estabilidad del cálculo de la tasa de rentabilidad por sobre criterios que arrojen resultados volátiles de un Período Tarifario a otro.

4.2 Cálculo de la WACC Real Antes de Impuestos Incorrecto

La tabla 15 del Anexo A presente un error en la última línea, la cual se destaca en rojo en la imagen a continuación.

Tabla 15 Resultados Obtenidos – Análisis de Sensibilidad

Concepto	Caso Alto	Caso Bajo	Alt 3	Alt 4	Alt 5
Tasa Libre de Riesgo	2.90%	2.90%	2.90%	2.90%	2.90%
Riesgo País	1.38%	1.38%	1.38%	1.38%	1.38%
Beta Equity Panamá	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
Prima Riesgo Mercado	6.38%	5.00%	6.38%	6.38%	6.38%
Costo Capital Propio	9.95%	8.72%	9.95%	9.95%	9.95%
Tasa Endeudamiento antes de Impuesto	6.19%	5.23%	5.23%	5.23%	6.19%
Tasa Endeudamiento después de Impuesto	4.33%	3.66%	3.66%	3.66%	4.33%
E/(D+E)	50%	35%	50%	35%	35%
D/(D+E)	50%	65%	50%	65%	65%
WACC Nominal antes de Impuestos	8.07%	6.45%	7.59%	6.88%	7.50%
WACC Nominal después de Impuestos	7.14%	5.43%	6.80%	5.86%	6.29%
Tasa Inflación EUA	2.30%	2.30%	2.30%	2.30%	2.30%
WACC Real antes de Impuestos	5.64%	4.06%	5.17%	4.48%	5.08%

En efecto, los resultados en dicha fila no son coherentes con la aplicación de la fórmula 6 de la página 22 de dicho Anexo A, la cual de modo correcto indica que la para calcularse la WACC Real antes de Impuestos debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$WACC_R = \frac{\frac{r}{(1-t)} - \pi}{(1+\pi)} \quad (6)$$

Dónde:

r_{real} : Tasa de rentabilidad esperada (real antes de impuestos)

r : Tasa de rentabilidad esperada (nominal después de impuestos)

t : Tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta).

π : Inflación esperada de largo plazo

Al corregirse este error las tasas suben a 7.73% en el “Caso Alto” y a 5.34% en el “Caso Bajo”.

4.2.1 Nivel de Apalancamiento Óptimo Muy Alto

La ASEP propone un rango de entre 65% y 50% para el nivel de endeudamiento. Sin embargo, las autoridades regulatorias de países como Colombia, Argentina y Uruguay presentan valores cercanos al 40%, mientras que en Brasil el valor utilizado ha sido del 48%. Cabe destacar que en la revisión tarifaria 2014/2018, la ASEP utilizó un rango razonable de endeudamiento entre 50% y 57% (Resolución AN N° 7474-Elec del 16 de Junio de 2014).

Por tanto, nuestra solicitud es que se aplique un nivel de endeudamiento acorde al observado en países de la región, en lugar de tomar referencias tan elevadas como el 65% utilizado por la OFGEM en el Reino Unido, la cual puede corresponderse a particularidades de aquel mercado no observables en economías en desarrollo como la de la República de Panamá.

4.2.2 Tasa Libre de Riesgo

Desde un punto de vista conceptual, el horizonte de vida del bono a considerar, en tanto constituye un activo alternativo al negocio de distribución eléctrico, debe ser similar al de este último. Si bien un bono de largo plazo tiene un horizonte similar al del negocio que se evalúa, ellos tienen incorporado un riesgo asociado a la expectativa de inflación de largo plazo. Para quitar ese efecto del riesgo adicional, se debe valorar la sobre tasa de retorno que tienen implícita los bonos de largo plazo. Esa sobre tasa se puede estimar como la diferencia entre la tasa de retorno de un bono de largo plazo y la de las letras del tesoro que tienen una duración de 3 meses¹. Esta diferencia ha oscilado históricamente alrededor del 1%. Los especialistas proponen sin embargo aplicar una alternativa intermedia que arroja resultados similares pero que simplifica su instrumentación. Consiste en tomar como tasa libre de riesgo el bono a 10 años que tiene una duración intermedia entre las que tienen las letras, cuya duración es de tres meses, y la del bono a 30 años. Bonos con duración de 10 años toman los organismos reguladores del Reino Unido y Australia, por ejemplo².

Con respecto a la muestra, se recomienda tomar el promedio de las tasas de retorno de los últimos 30 años. Este periodo, al no ser relativamente largo no tiene el riesgo de subestimar la tasa, dada las fluctuaciones por la política de la FED, pero tampoco es tan extenso como para incluir eventos muy puntuales, como por ejemplo la crisis del petróleo. A manera de ejemplo, podemos citar, que esta política es la que sigue la ANEEL, el organismo regulador de Brasil.

Nuestra propuesta es la siguiente:

- Utilizar el TBond a 10 años por ser más cercano a una tasa libre de riesgo que el bono de 30 años.
- Tomar el promedio de las tasas de retorno de los últimos 30 años para tener un período que de cierta estabilidad a los resultados.

¹ Los fundamentos de este procedimiento se explican en el cálculo del costo de oportunidad que realizan Brealy & Myers para la empresa Duke Power en su famoso libro de texto "Principles of Corporate Finance", Capítulo 9..

² Ver "Electricity Distribution Price Determination 2001-2005, Volume I Statement of Purpose and Reasons", September 2000. Office of the Regulator-General, Victoria, Australia. También se puede consultar: "Review of Public Electricity Suppliers 1998-2000, Distribution Price Control Review: Consultation Paper", Office of the Regulator Electricity, May 1999, United Kingdom.

4.2.3 Problemas en el Beta Utilizado

El cálculo del Beta realizado por ASEP adolece de dos problemas:

1. La fuente de donde se extrajo el Beta de empresas de Estados Unidos es muy limitada, ya que contempla sólo 18 empresas, cuando es posible y deseable calcularla incluyendo más de 30 empresas.
2. El cálculo de la prima por Riesgo Regulatorio se basa en una comparación incorrecta con el cálculo del Beta de la OFGEM, el cual implica estrictamente tomar como válido el Beta de la OFGEM, y por lo tanto descartando la información obtenida de las empresas de Estados Unidos.

Muestra para Obtener el Beta

Para realizar el cálculo del Beta, se solicita tomar la lista de empresas de Reuters, cuya información financiera es pública:

1	American Electric Power Company Inc
2	AES Corp
3	ALLETE Inc
4	Brookfield Infrastructure Partners LP
5	Calpine Corp
6	Dominion Resources Inc
7	DTE Energy Co
8	Duke Energy Corp
9	Consolidated Edison Inc
10	El Paso Electric Co
11	Edison International
12	Exelon Corp
13	Great Plains Energy Inc
14	Hawaiian Electric Industries Inc
15	Idacorp Inc
16	Interstate Power and Light Co
17	Alliant Energy Corp
18	NextEra Energy Inc
19	NorthWestern Corp
20	OGE Energy Corp
21	Ormat Technologies Inc
22	Public Service Enterprise Group Inc
23	PNM Resources Inc
24	Pinnacle West Capital Corp
25	Portland General Electric Co
26	SCANA Corp
27	Southern Co
28	Unitil Corp
29	Wisconsin Energy Corp
30	Westar Energy Inc

El Beta resultante de incluir estas empresas es 0.328.

Prima por Riesgo Regulatorio

El Informe reconoce que se debe adicionar una Prima por Riesgo Regulatorio, debido al mayor riesgo que existe entre el Price Cap que rige en Panamá y el Cost Plus que rige en EE.UU.

Sin embargo, en el Informe no se adiciona esta prima de riesgo, sino que finalmente se toma el Beta de la OFGEM, por lo tanto lo que resulta es que descarta la información del Beta obtenida de las empresas de Estados Unidos.

Para determinar esta prima correctamente, ésta debe ser calculada a través de un estudio que analice a lo largo de un período de tiempo adecuado la diferencia entre el riesgo de empresas bajo un esquema de Price Cap en relación con el de empresas en un esquema de Cost Plus.

Por lo tanto, se solicita para este fin aplicar la prima de 0.22 obtenida en el trabajo clásico de estimado por Alexander, Mayer y Weeds (1996), la cual ha sido aplicada por ASEP en períodos tarifarios anteriores, y como ejemplo, citamos que actualmente es aplicada por el regulador de Colombia (CREG).

5 Efecto en la Tasa de Rentabilidad Aprobada por Indexación Parcial de la Tarifa

Aunque la indexación de los cargos tarifarios no es un aspecto de esta Consulta Pública, lo incorporamos por los efectos que tiene la indexación parcial en la Tasa de Rentabilidad, los cuales como veremos más adelante, por el sólo hecho de no ser indexados los cargos que se derivan de la Base de Capital, la tasa de rentabilidad resultante da valores muy bajos con respecto a la Tasa de Rentabilidad Aprobada.

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. Específicamente, el artículo 95 del Reglamento establece lo siguiente:

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 tecnológicos³.

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 aplicando la inflación real en el mismo periodo en la siguiente tabla:

³ Ver ASEP 2010 3618 y ASEP 2015 8450

Tabla 1. EDECHI

IMP sin Pérdidas, miles B/. (jun/2010)	TOTAL	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Rentabilidad		5,619	6,493	6,836	7,098
Depreciacion		3,551	3,923	4,150	4,359
O&M y ADM	68,644	16,264	16,888	17,467	18,026
IMP sin Pérdidas (jun/2010)	110,673	25,434	27,304	28,453	29,483
Activo Neto		53,824	62,197	65,475	67,989
Rentabilidad Aprobada		10.44%	10.44%	10.44%	10.44%
Fracción de O&M y ADM vs IMP sin pérdidas	0.620	0.639	0.618	0.614	0.611
IMP indexado 100%		26,628	30,242	33,121	35,865
IMP indexado parcial		25,887	28,420	30,225	31,907
Impacto en la Rentabilidad		-741	-1,822	-2,896	-3,958
Impacto en la Rentabilidad a junio/2010		-707	-1,645	-2,487	-3,254
Rentabilidad Resultante		4,912	4,848	4,348	3,844
Tasa de Rentabilidad Resultante		9.13%	7.79%	6.64%	5.65%

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.

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.

6 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:

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

- $CX_{p,i,j}$: 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:

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

$CRX_{p,i,j}$: 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 .

Sin otro particular queda de Usted,

Cinthy Camargo Saavedra

Secretaria y Representante Legal en ausencia