

Señores
Dirección
Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario,
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
Edificio Office Park, Vía España y Vía Fernández de Córdoba,
Primer piso

DIR-SJ-101-13
11 de abril 2013

REF: AUDIENCIA PÚBLICA PARA LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DENOMINADO “RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”, APROBADO MEDIANTE LA RESOLUCIÓN JD-5863 DE 17 DE FEBRERO DE 2006 Y SUS MODIFICACIONES”.

Estimados señores: A continuación presentamos nuestros comentarios y consideraciones a la Norma contenida en el Anexo A. de la Resolución AN No.6037- Elec de 21 de marzo de 2013.

Nuestros comentarios los presentamos en el orden propuesto por el regulador, resaltándolos para una mejor guía del lector. En este orden, tenemos lo siguiente:

**COMENTARIOS A LA MODIFICACIÓN PROPUESTA DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN
(RESOLUCIÓN AN No.6037–Elec. de 21 de marzo de 2013)**

Artículo 4

“Este Régimen Tarifario entrará en vigencia el 1 de julio de 2014 y a partir de esa fecha se revisará como mínimo cada 4 años, de ser necesario. Cada periodo cuatrienal se define como periodo tarifario.”

COMENTARIO 1: La frase “de ser necesario”, introduce una incertidumbre innecesaria, ya que para ello existe las revisiones extraordinarias de tarifas contempladas en la Ley y en los Contratos de Concesión. Solicitamos la eliminación de esta frase.

Artículo 24

“Ingreso Permitido por los Costos del Sistema de Distribución (IPSD)

COMENTARIO 2: La palabra “permitido”, causa confusión en las personas que no participan en el desarrollo del marco regulatorio, y tienden a concluir que este valor es límite. Por lo tanto, solicitamos modificar este calificativo o eliminarlo, quizás podría decirse “Ingreso Determinado por los Costos del Sistema de Distribución”.

IPSD es el valor presente de los ingresos anuales IPSDt permitidos por los costos del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del período tarifario (t = 1, ..., 4). El ingreso anual permitido para recuperar los costos del sistema de distribución se calculará según la siguiente fórmula:

$$\text{IPSD}_t = \text{ADM}_t + \text{OM}_t + (\text{BCD}_t) * (\text{DEP}\%) + (\text{BCND}_t) * (\text{RR}), t = 1, \dots, 4$$

Donde:

ADM_t es el valor eficiente de los costos totales de administración para el año t.

OM_t es el valor eficiente de los costos totales de operación y mantenimiento para el año t.

BCD_t es el valor bruto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).

BCND_t es el valor neto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).

DEP% es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes del sistema de distribución, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.

RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

a) Cálculo de ADM_t

• $\text{ADM}_t = \text{SUM}_j (\text{ADM}_{jt})$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.

• ADM_{jt} son los costos de administración resultantes para el Área Representativa “j” en el año “t”, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:

- C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
- D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t)

En el caso de que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los

componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

$$\text{Factor} = \text{ADM}_t(\text{Empresa 1} + \text{Empresa 2}) / \text{ADM}_t(\text{Empresa 1}) + \text{ADM}_t(\text{Empresa 2})$$

COMENTARIO 3:

Se describen a continuación las razones por las cuales no es correcta la aplicación del Factor de Economía de Escala a los Gastos de Administración:

- El marco regulatorio, las normas en general e incluso los contratos de concesión establecen las condiciones para la operación tanto técnica y comercial de cada una de las empresas de distribución, considerando la operación de cada una de estas empresas de manera independiente;***
- La responsabilidad de operar dos distribuidoras de manera conjunta es asumida por la empresa que haya ofertado y le fueran adjudicadas las concesiones; asumiendo así las todas las responsabilidades y los riesgos técnicos y comerciales correspondientes.***
- Bajo este esquema resulta obvio que las empresas procuran optimizar su administración, cumpliendo con rigor todas las disposiciones legales vigentes; optimización que no se lograría operando las empresas por separado.***
- Los Gastos de Administración de una empresa de distribución eléctrica no dependen solamente de la cantidad de clientes. Hay una cantidad de costos que dependen de otras variables. Por ejemplo, los costos de administración de contratos de compra de energía no están relacionados con la cantidad de clientes sino con la cantidad de energía comprada; los costos del área de contabilidad y finanzas dependen de la cantidad de transacciones de registración y control, que están vinculadas con los costos totales y el monto de las inversiones; los gastos del área de personal están relacionados con la cantidad de empleados totales, que a su vez dependen del tamaño de la empresa en las áreas comercial y de gestión de la red. En fin, así podrían seguir enumerándose tipos de gastos administrativos que están relacionados con otras variables pero no necesariamente con la cantidad de clientes. Por lo que, reducir los Gastos de Administración provenientes de las Ecuaciones de Eficiencia, que por definición ya son eficientes, por medio de un ajuste basado sólo en la cantidad de clientes no es correcto.***
- De aplicarse esta medida, la ASEP tendría que verificar y tomar en consideración, cuáles de las empresas de la FERC, que están siendo utilizadas como empresas eficientes, pertenecen a un mismo grupo; como por ejemplo: DUKE, ENTERGY, EDISON, etc., para efectos de determinar las ecuaciones de eficiencia en las***

revisiones tarifarias correspondientes. Adicional, ya la ecuación de eficiencia de esta actividad está afectada por economías de escala, al ser utilizadas en la formulación de la ecuación, empresas de la FERC que están integradas verticalmente, es decir, incluyen todas las actividades, generación, transmisión, distribución y comercialización, además de eso muchas otras desarrollan actividades adicionales, tales como distribución de agua potable o gas natural. Por otro lado, a las empresas se les asignan otras responsabilidades de administración que no están consideradas en las empresas comparadoras de USA, como lo es la administración del alumbrado público (no reconocida en el IMP del Alumbrado Público) y la de administración de los contratos y compras en el mercado mayorista de la energía requerida por los clientes

- **De hecho en el procedimiento de depuración de datos, del total de gastos de administración de las Empresas Comparadoras, la ASEP asigna a la actividad de distribución de energía eléctrica un porcentaje de ellos en función del peso de los costos de red y comercialización eléctricos sobre el total de costos. Si se considera que el promedio del Gasto de Administración de las Empresas Comparadoras asignado a la actividad de distribución de energía eléctrica es del 40% aproximadamente, quiere decir que las actividades adicionales de esas empresas son muy importantes en relación a la distribución de energía eléctrica. Por lo tanto, los Gastos de Administración las Empresas Comparadoras tienen una importante Economía de Escala por estar aprovechados en varias actividades.**
- **La aplicación de este factor también añadiría una distorsión en el proceso de ventas de activos que se está realizando, pues afectaría la determinación de las propuestas de los oferentes, pues no es lo mismo ofertar por cada una de las empresas de manera independiente, que de manera conjunta, enviándose una señal errónea a los proponentes.**
- **Por último, la aplicación de este factor no debe quedar al criterio subjetivo de la ASEP.**
- **Por lo tanto, se solicita que no se introduzca en el Régimen Tarifario el ajuste por Economía de Escala propuesto.**

b) Cálculo de OM_t

• $OM_t = \text{SUM}_j (OM_{jt})$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.

• OM_{jt} son los costos de Operación y Mantenimiento de distribución, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:

- C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o

- D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t).

COMENTARIO 4:

- **Observamos con preocupación que se siguen manteniendo las mismas variables, clientes y demanda, sin tomar en cuenta una variable física que tiene mayor incidencia en los costos de operar y mantener redes eléctricas como lo es la longitud de líneas.**
- **La propia ASEP ha reconocido la relevancia de la longitud de líneas: “Por otro lado, si bien reconocemos que la inclusión de alguna variable relacionada con la extensión del área efectivamente servida podría mejorar el modelo de análisis de eficiencia, la no inclusión de la misma de ninguna manera es prueba fehaciente de que los resultados obtenidos resultan inválidos. (Resolución AN 329-Elec del 9 de octubre de 2006).**
- **En este OM_t se deben incluir nuestra reclamación hecha en todas las revisiones tarifarias con relación a la dispersión geográfica que tiene la demanda sobre todo en las concesiones de EDEMET y EDECHI, con mayor impacto ahora al incluir las áreas rurales, y ampliar la zona de concesión con áreas de difícil acceso, cuyos potenciales consumidores son clientes de muy bajo consumo, que no son capaces de cubrir los costos de operación y mantenimiento reales.**
- **Las empresas eléctricas de EE.UU. y las de Panamá muestran una diferencia marcada no solo entre sus mercados, sino también en la dimensión de las empresas; por lo que un análisis de tipo DEA, como el utilizados en las revisiones tarifarias mencionadas, arroja resultados erróneos, que se transforman en subvaloración de los costos, al no incorporar alguna variable física que asocie los costos con el tamaño del mercado, como puede ser la longitud de las líneas eléctricas. En la última revisión tarifaria la ASEP utilizó el siguiente indicador de eficiencia relativa:**

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Suma ponderada de las salidas}}{\text{Suma ponderada de las entradas}}$$

Donde las Entradas son:

- **Suma de los activos de Distribución y Comercialización**
- **Costos de O&M de Distribución**
- **Costos de O&M de Comercialización**
- **Pérdidas de Energía**
- **Costos de Administración**

Las Salidas son:

- **Energía total vendida**
- **Número de usuarios abastecidos**

- **Este indicador de eficiencia ignora un hecho fundamental e incuestionable de la actividad de distribución de energía eléctrica: a igualdad de otros factores, los costos de distribución**

y comercialización aumentan cuanto mayor es la longitud de líneas de las empresas.

- Sin embargo, al aplicar el modelo DEA, no se utilizó la longitud de líneas, sino que se emplearon como variables de salida sólo la energía vendida y el número de clientes. Con lo cual, como ya se indicó, a similares cantidades de clientes y energía vendida, el modelo utilizado caracteriza como ineficientes a todas aquellas empresas que tienen longitudes de red elevadas, ya que ello deriva en mayores Activos de Distribución y mayores costos de O&M.
- A los efectos de ilustrar el concepto, a continuación se incluye el siguiente ejemplo que ilustra lo anterior:

Ejemplo de falla del Índice de Eficiencia Relativo Propuesto

	Empresa con alta dispersión	Empresa con baja dispersión
Cantidad de clientes	200,000	200,000
Venta de energía (MWh)	2,000,000	2,000,000
Longitud de líneas (km)	10,000	5,000
Activo fijo medio (US\$/km)	20,000	20,000
Activo total (mill. US\$)	200	100
CO&M Medio (US\$/km)	2,000	2,000
CO&M anual (mill. US\$)	20	10
Índice Eficiencia Relativo según ASEP	0.50	1.00
Índice Eficiencia Relativo correcto	1.00	1.00

El ejemplo consiste en dos empresas que tienen exactamente la misma cantidad de clientes y venden la misma cantidad de energía. Sin embargo, la empresa más dispersa tiene una longitud en líneas de 10,000 kilómetros y la menos dispersa la mitad, 5,000 km.

Suponiendo que las dos empresas tienen el mismo Activo Fijo Medio (US\$ 20,000/km), obviamente la primera tendrá el doble de Activo Total. De la misma forma, si ambas empresas gastan lo mismo por kilómetro de red, la empresa más dispersa tendrá mayores costos de O&M anuales que la empresa con menor dispersión.

Según el Índice de Eficiencia Relativo del Informe, la empresa más dispersa tiene la mitad de eficiencia relativa que la menos dispersa, cuando en realidad ambas tienen la misma eficiencia relativa, ya que sus costos medios en relación a la variable que los explica, la longitud de líneas, son iguales.

Como se ha demostrado, debido a la utilización de un índice de eficiencia inapropiado, esta aplicación incorrecta del método utilizada por la ASEP perjudica a las empresas con mayor dispersión, ya que en la revisión tarifaria del período julio 2010-junio 2014, de las 138 empresas de la FERC, el DEA solo consideró

eficiente a 70 empresas, excluyendo algunas empresas catalogadas incorrectamente como ineficientes, no porque realmente tienen mayores costos en base a una comparación justa, sino porque tienen relativamente mayor longitud de líneas.

Por lo tanto, resulta que en base a una definición incorrecta de eficiencia, el DEA aplicado asigna a las empresas panameñas menores costos que los que realmente correspondería reconocer, si la evaluación de eficiencia se realizara en base a una comparación correcta.

Tomando en cuenta la longitud de redes de media y alta tensión de las empresas comparadoras que ha utilizado la ASEP en revisiones tarifarias anteriores, utilizando todas las empresas seleccionadas de la FERC y las utilizadas como comparadoras, las Dispersiones de Carga de las empresas panameñas y las de la FERC son:

- Dispersión de EDECHI: 38.82 Km/MW**
- Dispersión de EDEMET: 12.81 Km/MW**
- Dispersión de ELEKTRA: 7.57 Km/MW**
- Dispersión empresas FERC: 10.72 Km/MW**
- Dispersión Empresas Comparadoras: 9.81 Km/MW**

Como puede observarse, EDEMET y EDECHI son más dispersas que el promedio de las empresas de la FERC. Por lo tanto, debido a que las Ecuaciones de Eficiencia determinadas por ASEP, no incluyen como variable la longitud de líneas, los costos que esas ecuaciones arrojan son los que tendría una empresa con la dispersión promedio de las empresas de la FERC y de ELEKTRA.

Consecuentemente, los costos que se derivan de las Ecuaciones de Eficiencia son económicamente perjudiciales para EDEMET, ya que ella tiene mayor dispersión de carga que las de las empresas de la FERC. Este problema, se agravó más, ya que, como se ha dicho, al ignorar la longitud de líneas, la Dispersión promedio de las Empresas Comparadoras resulta menor que las de la muestra total de las empresas de la FERC.

Tal como lo señalamos en las revisiones tarifarias de los períodos julio 2006 / junio 2010 y julio 2010/junio 2014 existen numerosos estudios sobre el análisis de eficiencia de empresas de distribución que respaldan la utilización de la longitud de líneas como variable explicativa de costos, en contraposición a los datos utilizados para el Informe, en donde no fue incorporada esta variable explicativa, haciendo un uso incorrecto de la aplicación del DEA y, por consiguiente, dando como resultado una incorrecta determinación de la eficiencia. Algunos de esos estudios son los siguientes.

- **Relevamiento internacional sobre técnicas de Benchmarking realizado por Jamasb, T. y Pollitt, M. (2000)¹. En ese trabajo los mencionados autores muestran que en estudios de Benchmarking aplicando DEA realizados por los organismos Reguladores de Noruega, Holanda y Australia, en todos los casos se consideró a la longitud de líneas como variable de salida para la medida de la eficiencia. Para calcular los factores de eficiencia (Factores X), el organismo regulador de Gran Bretaña (OFGEM), en la tercera revisión de tarifas de distribución de energía eléctrica (denominada DPCR3 por sus siglas en inglés Distribution Price Control Review) utilizó como variables explicativas la energía vendida, la cantidad de clientes y la longitud de líneas². Estudio de Benchmarking entre empresas europeas de distribución de energía eléctrica, por Jamasb, T; Pollitt, M. (2002)³. En ese trabajo los autores demuestran que la incorporación de la longitud de líneas, además de la energía vendida y la cantidad de clientes, en la metodología DEA, presenta resultados con una fuerte correlación con otros métodos de Benchmarking basados en funciones de costos como COLS y SFA (“Our results show a strong correlation between the non-parametric base model DEA-1CRS and the parametric COLS and SFA models”). Los autores explican que además de la energía vendida y la cantidad de clientes, la longitud de líneas debe incluirse para capturar de alguna forma el tamaño de la red que refleja el efecto de la dispersión geográfica de las ventas y el alcance de la operación (“the size of the network reflects the geographical dispersion of the output and the scope of operation”).**
- **Estudio de la eficiencia operativa de las empresas de distribución eléctrica de Chile (Pamela Mellado M y José Miguel Sánchez)⁴. Los autores estiman la eficiencia de las empresas eléctricas chilenas con una función de costos cuyas variables explicativas son demanda máxima de potencia, energía vendida, longitud de red, número de clientes y salario promedio de los trabajadores. Para justificar el uso de las variables mencionadas, los autores afirman: “El criterio para utilizar estas variables, es que ellas están entre los más importantes determinantes de los costos de las empresas de distribución y transmisión eléctricas, siendo utilizadas frecuentemente en estudios al respecto”. En la siguiente tabla se muestran las variables consideradas en ese estudio.**

¹ Jamasb, T., Pollitt, M., Benchmarking and Regulation: International electricity experience, Utilities Policy, Vol 9/3, 2001.

² Background to Work on Assessing Efficiency for The 2005 Distribution Price Control Review, prepared for OGEM by Cambridge Economic Policy Associates, September 2003.

³ Jamasb, T; Pollitt, M. (2002). “International Utility Benchmarking & Regulation: An Application to European electricity Distribution Companies”. DAE WP 0115. Department of Applied Economics, University of Cambridge”.

⁴ “Estimando la Eficiencia Operativa para la Regulación de Monopolios Naturales. El caso de las Empresas Distribuidoras de Electricidad en Chile”. Pamela Mellado M., Ministerio de Economía; José Miguel Sánchez C., Instituto de Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile.

Tabla 1. Variables a considerar en el modelo

Periodo	1999-2001	
Empresas	34 – 33 ¹	
	variables	Unidad de medida
Var. Dependiente	CoyM	miles de \$ de 2001
Var, independientes	potencia*	kw, demanda máxima integrada en periodos sucesivos de 15'
	energía*	Kwh
	longitud de red**	Km
	Nº de clientes**	Unidades
	salario promedio ²	miles de \$ de 2001

COMENTARIO 5:

De la misma manera en que se están incorporando inversiones en Subestaciones y e inversiones para el suministro eléctrico en áreas rurales debido a que cómo se ha podido comprobar, las ecuaciones de eficiencia no dan respuesta a estos requerimientos particulares, es necesario que la ASEP también determine ecuaciones de eficiencia para diferentes tipos de áreas representativas que conforman la concesión, que tome en cuenta características propias de la concesión, como la dispersión geográfica, tipo de cliente y estructura de consumo, acceso a las áreas y normas de calidad aprobadas, especialmente en las áreas rurales. Esto significa que no puede definir la concesión como una única área representativa.

c) Cálculo de BCD_t

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

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 periodo 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 se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo periodo tarifario.

(ii) Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica.

(iii) Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.

(iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo (t-2) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de Diciembre del 2009) considerados eficientes para la determinación de BCDt-1 serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.

(v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.

(vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.

Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

(vii) Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.

(viii) Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:

- La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas.
- La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.
- La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil.
- La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada.

ID_t: Inversión Eficiente de Distribución en el año (t)

$$ID_t = (AD_t - AD_{t-1}) + ISUBTE_t + INVNOCOMP_t + IRURAL_t \text{ con } t= 1, 2, 3, 4$$

- $AD_t = \sum_j (AD_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- AD_{jt} es el valor de los Activos de Distribución del Área Representativa “j” durante el año “t”, determinado a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:

- C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
- D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t)

D_{jt} se obtendrá a partir de la composición de:

- La participación de las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t).
- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica de la ASEP, se deberá tener en cuenta para el cálculo de D_{jt} las condiciones de medición de la clase de clientes de la siguiente forma:

- Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el factor de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará un factor de simultaneidad de las

cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea.

- Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos.

AD_{t-1} y $AD_{j,t-1}$, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y/o $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.

- $ISUBTE_t$ son las inversiones anuales en instalaciones subterráneas que se requieran para sustituir instalaciones aéreas existentes por razones técnicas y de mejoramiento urbano, cuyo plan de reemplazos sean aprobados por la ASEP en los corregimientos agrupados por área representativa.
- $INOCOMP_t$ son aquellas inversiones que la ASEP determine sean requeridas y no se hayan considerado como parte de las inversiones que resultan de las empresas comparadoras.
- $IRURAL_t$ son las inversiones propuestas por la empresa distribuidora en coordinación con la Oficina de Electrificación Rural (OER) para desarrollar en el año t del periodo tarifario en áreas de Electrificación Rural dentro de la zona de concesión. Estas inversiones deberán ser aprobadas por la ASEP.

COMENTARIO 6: Las inversiones son calculadas por la distribuidora en función de las poblaciones que la Oficina de Electrificación Rural (OER) ha programado integrar a la red.

Artículo 26

“IPCO es el valor presente de los ingresos anuales $IPCO_t$ permitidos por la actividad de comercialización en cada año tarifario (t) del período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para recuperar los costos de la actividad de comercialización se calculará según la siguiente fórmula:

COMENTARIO 7: La palabra “permitido”, causa confusión en las personas que no participan en el desarrollo del marco regulatorio, y tienden a concluir que este valor es límite. Por lo tanto, solicitamos modificar este calificativo o eliminarlo, quizás podría decirse “Ingreso Determinado por la Actividad de Comercialización. En general, consideramos que se debe cambiar todos los artículos que tienen esta frase de Ingreso Permitido:

$$IPCO_t = COM_t + (BCC_t) * (DEP\%) + (BCNC_t) * (RR)$$

Donde:

COM_t es el valor eficiente de los costos de comercialización para el año t (incluye costos de medición, facturación, mercadeo, atención al cliente y otros).

BCC_t es el valor bruto de la Base de Capital de Comercialización en el año t .

$BCNC_t$ es el valor neto de la Base de Capital de Comercialización en el año t .

$DEP\%$ es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes de comercialización, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.

RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP, de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

e) Cálculo de COM_t

- $COM_t = \sum_j (COM_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.

- COM_{jt} es el Costo de Comercialización correspondiente al Área Representativa “ j ” durante el año “ t ”. Se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:

- C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j) , en el año (t) y/o
- D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “ j ”, en el año (t)

COMENTARIO 8:

- ***Observamos con preocupación que se siguen manteniendo las mismas variables, clientes y demanda, sin tomar en cuenta una variable física que tiene mayor incidencia en los costos de operar y mantener redes eléctricas como lo es la longitud de líneas.***
- ***La propia ASEP ha reconocido la relevancia de la longitud de líneas: “Por otro lado, si bien reconocemos que la inclusión de alguna variable relacionada con la extensión del área efectivamente servida podría mejorar el modelo de análisis de eficiencia, la no inclusión de la misma de ninguna manera es prueba fehaciente de que los resultados obtenidos resultan inválidos. (Resolución AN 329-Elec del 9 de octubre de 2006).”***
- ***En este COM_t se deben incluir nuestra reclamación hecha en todas las revisiones tarifarias con relación a la dispersión geográfica que tiene la demanda sobre todo en las concesiones de EDEMET y EDECHI, con mayor impacto ahora al incluir las áreas rurales, y ampliar la zona de concesión con áreas de difícil acceso, cuyos potenciales consumidores son clientes de muy***

bajo consumo, que no son capaces de cubrir los costos de comercialización reales. Las empresas eléctricas de EE.UU. y las de Panamá muestran una diferencia marcada no solo entre sus mercados, sino también en la dimensión de las empresas; por lo que un análisis de tipo DEA, como el utilizados en las revisiones tarifarias mencionadas, arroja resultados erróneos, que se transforman en subvaloración de los costos, al no incorporar alguna variable física que asocie los costos con el tamaño del mercado, como puede ser la longitud de las líneas eléctricas. En la última revisión tarifaria la ASEP utilizó el siguiente indicador de eficiencia relativa:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Suma ponderada de las salidas}}{\text{Suma ponderada de las entradas}}$$

Donde las Entradas son:

- **Suma de los activos de Distribución y Comercialización**
- **Costos de O&M de Distribución**
- **Costos de O&M de Comercialización**
- **Pérdidas de Energía**
- **Costos de Administración**

Las Salidas son:

- **Energía total vendida**
- **Número de usuarios abastecidos**

- **Este indicador de eficiencia ignora un hecho fundamental e incuestionable de la actividad de distribución de energía eléctrica: a igualdad de otros factores, los costos de distribución y comercialización aumentan cuanto mayor es la longitud de líneas de las empresas.**
- **Sin embargo, al aplicar el modelo DEA, no se utilizó la longitud de líneas, sino que se emplearon como variables de salida sólo la energía vendida y el número de clientes. Con lo cual, como ya se indicó, a similares cantidades de clientes y energía vendida, el modelo utilizado caracteriza como ineficientes a todas aquellas empresas que tienen longitudes de red elevadas, ya que ello deriva en mayores Activos de Distribución y mayores costos de O&M.**
- **A los efectos de ilustrar el concepto, a continuación se incluye el siguiente ejemplo que ilustra lo anterior:**

Ejemplo de falla del Índice de Eficiencia Relativo Propuesto

	Empresa con alta dispersión	Empresa con baja dispersión
Cantidad de clientes	200,000	200,000
Venta de energía (MWh)	2,000,000	2,000,000
Longitud de líneas (km)	10,000	5,000
Activo fijo medio (US\$/km)	20,000	20,000
Activo total (mill. US\$)	200	100
CO&M Medio (US\$/km)	2,000	2,000
CO&M anual (mill. US\$)	20	10

Índice según ASEP	Eficiencia Relativa	0.50	1.00
Índice correcto	Eficiencia Relativa	1.00	1.00

El ejemplo consiste en dos empresas que tienen exactamente la misma cantidad de clientes y venden la misma cantidad de energía. Sin embargo, la empresa más dispersa tiene una longitud en líneas de 10,000 kilómetros y la menos dispersa la mitad, 5,000 km.

Suponiendo que las dos empresas tienen el mismo Activo Fijo Medio (US\$ 20,000/km), obviamente la primera tendrá el doble de Activo Total. De la misma forma, si ambas empresas gastan lo mismo por kilómetro de red, la empresa más dispersa tendrá mayores costos de O&M anuales que la empresa con menor dispersión.

Según el Índice de Eficiencia Relativo del Informe, la empresa más dispersa tiene la mitad de eficiencia relativa que la menos dispersa, cuando en realidad ambas tienen la misma eficiencia relativa, ya que sus costos medios en relación a la variable que los explica, la longitud de líneas, son iguales.

Como se ha demostrado, debido a la utilización de un índice de eficiencia inapropiado, esta aplicación incorrecta del método utilizada por la ASEP perjudica a las empresas con mayor dispersión, ya que en la revisión tarifaria del período julio 2010-junio 2014, de las 138 empresas de la FERC, el DEA solo consideró eficiente a 70 empresas, excluyendo algunas empresas catalogadas incorrectamente como ineficientes, no porque realmente tienen mayores costos en base a una comparación justa, sino porque tienen relativamente mayor longitud de líneas.

Por lo tanto, resulta que en base a una definición incorrecta de eficiencia, el DEA aplicado asigna a las empresas panameñas menores costos que los que realmente correspondería reconocer, si la evaluación de eficiencia se realizara en base a una comparación correcta.

Tomando en cuenta la longitud de redes de media y alta tensión de las empresas comparadoras que ha utilizado la ASEP en revisiones tarifarias anteriores, utilizando todas las empresas seleccionadas de la FERC y las utilizadas como comparadoras, las Dispersiones de Carga de las empresas panameñas y las de la FERC son:

- **Dispersión de EDECHI: 38.82 Km/MW**
- **Dispersión de EDEMET: 12.81 Km/MW**
- **Dispersión de ELEKTRA: 7.57 Km/MW**
- **Dispersión empresas FERC: 10.72 Km/MW**
- **Dispersión Empresas Comparadoras: 9.81 Km/MW**

Como puede observarse, EDEMET y EDECHI son más dispersas que el promedio de las empresas de la FERC. Por lo tanto, debido a que las Ecuaciones de Eficiencia determinadas por ASEP, no incluyen como variable la longitud de líneas, los costos que esas ecuaciones arrojan son los que tendría una empresa con la dispersión promedio de las empresas de la FERC y de ELEKTRA.

Consecuentemente, los costos que se derivan de las Ecuaciones de Eficiencia son económicamente perjudiciales para EDEMET, ya que ella tiene mayor dispersión de carga que las de las empresas de la FERC. Este problema, se agravó más, ya que, como se ha dicho, al ignorar la longitud de líneas, la Dispersión promedio de las Empresas Comparadoras resulta menor que las de la muestra total de las empresas de la FERC.

Tal como lo señalamos en las revisiones tarifarias de los períodos julio 2006 / junio 2010 y julio 2010/junio 2014 existen numerosos estudios sobre el análisis de eficiencia de empresas de distribución que respaldan la utilización de la longitud de líneas como variable explicativa de costos, en contraposición a los datos utilizados para el Informe, en donde no fue incorporada esta variable explicativa, haciendo un uso incorrecto de la aplicación del DEA y, por consiguiente, dando como resultado una incorrecta determinación de la eficiencia. Algunos de esos estudios son los siguientes.

- **Relevamiento internacional sobre técnicas de Benchmarking realizado por Jamasb, T. y Pollitt, M. (2000)⁵. En ese trabajo los mencionados autores muestran que en estudios de Benchmarking aplicando DEA realizados por los organismos Reguladores de Noruega, Holanda y Australia, en todos los casos se consideró a la longitud de líneas como variable de salida para la medida de la eficiencia. Para calcular los factores de eficiencia (Factores X), el organismo regulador de Gran Bretaña (OFGEM), en la tercera revisión de tarifas de distribución de energía eléctrica (denominada DPCR3 por sus siglas en inglés Distribution Price Control Review) utilizó como variables explicativas la energía vendida, la cantidad de clientes y la longitud de líneas⁶. Estudio de Benchmarking entre empresas europeas de distribución de energía eléctrica, por Jamasb, T; Pollitt, M. (2002)⁷. En ese trabajo los autores demuestran que la incorporación de la longitud de líneas, además de la energía vendida y la cantidad de clientes, en la metodología DEA, presenta resultados con una fuerte correlación con otros métodos de Benchmarking basados en**

⁵ Jamasb, T., Pollitt, M., Benchmarking and Regulation: International electricity experience, Utilities Policy, Vol 9/3, 2001.

⁶ Background to Work on Assessing Efficiency for The 2005 Distribution Price Control Review, prepared for OGEM by Cambridge Economic Policy Associates, September 2003.

⁷ Jamasb, T; Pollitt, M. (2002). "International Utility Benchmarking & Regulation: An Application to European electricity Distribution Companies". DAE WP 0115. Department of Applied Economics, University of Cambridge".

funciones de costos como COLS y SFA (“Our results show a strong correlation between the non-parametric base model DEA-1CRS and the parametric COLS and SFA models”). Los autores explican que además de la energía vendida y la cantidad de clientes, la longitud de líneas debe incluirse para capturar de alguna forma el tamaño de la red que refleja el efecto de la dispersión geográfica de las ventas y el alcance de la operación (“the size of the network reflects the geographical dispersion of the output and the scope of operation”).

- **Estudio de la eficiencia operativa de las empresas de distribución eléctrica de Chile (Pamela Mellado M y José Miguel Sánchez)⁸. Los autores estiman la eficiencia de las empresas eléctricas chilenas con una función de costos cuyas variables explicativas son demanda máxima de potencia, energía vendida, longitud de red, número de clientes y salario promedio de los trabajadores. Para justificar el uso de las variables mencionadas, los autores afirman: “El criterio para utilizar estas variables, es que ellas están entre los más importantes determinantes de los costos de las empresas de distribución y transmisión eléctricas, siendo utilizadas frecuentemente en estudios al respecto”. En la siguiente tabla se muestran las variables consideradas en ese estudio.**

Tabla 1. Variables a considerar en el modelo

Periodo	1999-2001	
Empresas	34 – 33 ¹	
	variables	Unidad de medida
Var. Dependiente	CoyM	miles de \$ de 2001
Var. independientes	potencia*	kw, demanda máxima integrada en periodos sucesivos de 15'
	energía*	Kwh
	longitud de red**	Km
	Nº de clientes**	Unidades
	salario promedio ²	miles de \$ de 2001

En el caso que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los

⁸ “Estimando la Eficiencia Operativa para la Regulación de Monopolios Naturales. El caso de las Empresas Distribuidoras de Electricidad en Chile”. Pamela Mellado M., Ministerio de Economía; José Miguel Sánchez C., Instituto de Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile.

gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

Factor = $COM_t(\text{Empresa 1} + \text{Empresa 2}) / COM_t(\text{Empresa 1}) + COM_t(\text{Empresa 2}) \dots$

COMENTARIO 9:

Se describen a continuación las razones por las cuales no es correcta la aplicación del Factor de Economía de Escala a los Gastos de Comercialización:

- ***El marco regulatorio, las normas en general e incluso los contratos de concesión establecen las condiciones para la operación tanto técnica y comercial de cada una de las empresas de distribución, considerando la operación de cada una de estas empresas de manera independiente;***
- ***La responsabilidad de operar dos distribuidoras de manera conjunta es asumida por la empresa que haya ofertado y le fueran adjudicadas las concesiones; asumiendo así las todas las responsabilidades y los riesgos técnicos y comerciales correspondientes.***
- ***Bajo este esquema resulta obvio que las empresas procuran optimizar su actividad comercializadora, cumpliendo con rigor todas las disposiciones legales vigentes; optimización que no se lograría operando las empresas por separado.***
- ***Los costos de comercialización presentan Economías de Escala si los clientes se encuentran en la misma zona geográfica. Por el contrario, para el caso de dos distribuidoras que tienen clientes en áreas geográficas distantes no se da ninguna Economía de Escala, aún si ellas son gerenciadas por un único operador.***
- ***La aplicación de este factor también añadiría una distorsión en el proceso de ventas de activos que se está realizando, pues afectaría la determinación de las propuestas de los oferentes, pues no es lo mismo ofertar por cada una de las empresas de manera independiente, que de manera conjunta, enviándose una señal errónea a los proponentes.***
- ***Por último, la aplicación de este factor no debe quedar al criterio subjetivo de la ASEP***
- ***Por lo tanto, se solicita que no se introduzca en el Régimen Tarifario el ajuste por Economía de Escala. La solicitud está fundamentada en evitar un castigo injusto para las empresas en caso que el Factor de Economía de Escala resultara menor que uno.***

Artículo 32

“El ingreso permitido para las empresas de distribución y comercialización en el período tarifario tendrá en cuenta las actividades realizadas por la empresa que

no correspondan a las actividades reguladas en la Ley 6 de 1997. No se tomarán en cuenta para estos propósitos, las actividades que exceptúe la Ley.”

COMENTARIO 10: La palabra “permitido”, causa confusión en las personas que no participan en el desarrollo del marco regulatorio, y tienden a concluir que este valor es límite. Por lo tanto, solicitamos modificar este calificativo o eliminarlo, quizás podría decirse “Ingreso determinado para las empresas de distribución...”.

Artículo 38

“Los criterios que se tendrán en cuenta para la aprobación de la estructura tarifaria son:

- a) Que aseguren una adecuada transmisión de la señal de precios al consumo.
- b) Que induzcan un uso eficiente del servicio y del producto eléctrico.
- c) Que reflejen los costos reales del servicio.
- d) Que se apliquen solamente a clases de clientes cuyas características de costos estén bien definidas.
- e) Que sean únicas dentro de una misma zona de concesión.
- f) Que presenten como mínimo una discriminación por nivel de tensión según la siguiente definición:
 - (i) Alta tensión: redes cuya tensión sea igual o superior a 115 kilovoltios (115 kV).
 - (ii) Media tensión: redes cuya tensión sea inferior a 115 kilovoltios y superior a 600 voltios (600 V).
 - (iii) Baja tensión: redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios.
- g) Que se discriminen en función del tipo de medición, guardando la debida consistencia o acoplamiento entre tarifas, con la restricción de que la estructura tarifaria no contemple un cargo por demanda explícita para clientes con una demanda máxima menor o igual a 15 kW. Los clientes categorizados en tarifas sin medición de demanda no pagarán ningún cargo fijo excepto el de comercialización.
- h) Que representen opciones tarifarias, dentro de las cuales el cliente pueda optar respetando las siguientes restricciones:
 - (i) La distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente ni ningún otro mecanismo para ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria.
 - (ii) La empresa distribuidora podrá ofrecer a los clientes la utilización de medidores prepagos, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá. Los consumos de estos clientes serán facturados con la tarifa aprobada (basada en energía-kWh).
 - (iii) Las distribuidoras pueden ofrecer y los clientes pueden optar por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. La ASEP evaluará las propuestas y si correspondiese las aprobará.
- i) Que las clases tarifarias (clases de clientes) correspondan con las aprobadas en las resoluciones de la ASEP que aprobaran los pliegos tarifarios vigentes entre julio de 2006 y junio del 2010, pudiendo la distribuidora proponer nuevas tarifas dentro de cada nivel de tensión, a partir de la identificación de clases de clientes distintivas en función del análisis de la caracterización de la carga.

- j) Que contengan subsidios cruzados sólo:
- (i) Entre clientes de la misma clase como resultado de la uniformidad de la tarifa en la concesión; y
 - (ii) Por motivos sociales, para cubrir el consumo básico u otros que se hayan promulgado a través de leyes sobre la materia. La distribuidora debe diseñar y evidenciar el mecanismo que utilice para el tratamiento de los subsidios y para su evidencia en la factura a los clientes.
- k) Que dentro de las opciones tarifarias presenten alternativas de tarifas mixtas con demanda con precios diferenciados para los periodos de punta y fuera de punta, adicionales a las tarifas horarias vigentes.”

Artículo 77

“La empresa distribuidora que ofrezca la opción de medidores prepagos deberá cumplir con lo establecido en el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá. La empresa distribuidora deberá suministrar y actualizar a la ASEP la información relacionada a los siguientes aspectos, entre otros:

- a) Tipo o segmento del mercado al que irá dirigido.
- b) Procedimiento de instalación de estos medidores.
- c) Procedimiento de información del consumo-ventas para su reporte a las estadísticas y para la determinación de costos en las actualizaciones tarifarias.
- d) El procedimiento para atender los subsidios que pudieran tener algunos clientes que soliciten el medidor prepago, tales como los subsidios por consumos básicos y jubilados o pensionados.
- e) El procedimiento para el suministro de las tarjetas de consumo o esquema de recarga para el medidor prepago.
- f) Proceso de divulgación del mecanismo de adquisición y utilización de los medidores prepagos.

La opción de medidores prepagos podrá establecerse para clientes que se encuentren clasificados en tarifas donde no se les exija equipamiento de medición con registro de demanda. La tarifa correspondiente al consumo prepago no deberá ser discriminatoria dentro de la categoría y deberá ser aprobada por la ASEP, previamente a su aplicación.

Artículo 82

“Facturación de Energía: Facturación de Energía: Cuando a un cliente se le aplica una tarifa con cargos por energía se aplicará multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios – hora por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.

En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Sólo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por más de seis (6) meses, la empresa cuando realice la lectura en caso de que haya estimado de más deberá devolver la diferencia al cliente en la siguiente facturación y en caso de que haya estimado de menos no podrá recuperar la diferencia entre la lectura estimada y la real.

Para realizar las estimaciones y ajustes posteriores la empresa distribuidora deberá seguir el siguiente procedimiento:

- La estimación del consumo deberá estar basado en el promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales.
- La lectura estimada para ese mes será considerada para la facturación con una indicación de que fue estimada y ésta se tomará en consideración para el histórico de consumos.
- Cuando se haga la lectura real la empresa distribuidora deberá utilizar la lectura estimada anterior para determinar el consumo del mes corriente. Por ejemplo, si el medidor tenía una lectura anterior de 2000 kWh, y el consumo estimado del mes siguiente fue de 100 kWh la lectura estimada de ese mes sería 2100 kWh. Si al siguiente mes hay una lectura real, con ese dato de la lectura estimada anterior y la nueva lectura real se determinará el “consumo del mes corriente”.
- Con el “consumo del mes corriente” que resulta aplicando la metodología del punto anterior y la tarifa vigente facturará el mes corriente.
- Si la factura calculada a partir de la lectura real sobrepasa el 20% del promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales, la empresa cobrará este diferencial en la misma cantidad de meses en los que se estimó la lectura del cliente. Por ejemplo, si se está facturando el mes de abril con lectura real y las últimas facturas con lectura real fueron octubre, noviembre y diciembre, quiere decir que se estimaron los consumos de 3 meses (enero, febrero y marzo). Entonces, se calcula el promedio del consumo mensual de los meses con lectura real. Este promedio se compara con el “consumo del mes corriente” que se obtiene de la lectura real. Si este consumo es por ejemplo 30% mayor al promedio de consumo de los meses con lectura real (octubre, noviembre y diciembre), el consumo correspondiente al excedente del 20%, es decir el 10% del valor facturado con el “consumo del mes corriente” será dividido entre 3 pagos mensuales y agregado a la factura de los siguientes tres (3) meses y el resto se facturará en abril.

La empresa distribuidora deberá realizar una investigación en aquellos casos de lecturas del medidor que resultan con consumos superiores al 100% del consumo promedio de los últimos seis (6) meses del cliente, a efectos de corregirlo si la conclusión de la investigación así lo amerita.”

COMENTARIO 11: La aplicación de esta propuesta para el tratamiento de las estimaciones estaría afectando el equilibrio económico y financiero de la empresa. La ASEP no está tomando en consideración, que existen diversos motivos por el cual al cliente no se le toma la lectura del mes corriente y la empresa de distribución debe llevar a cabo una estimación de la misma.

Antes de aplicarse esta medida, es necesario que el 100% de los Clientes debe mantener en todo momento la ubicación del Medidor libre de obstrucciones, cercas o cualquier otro elemento que impida al personal de la empresa distribuidora su acceso libre y directo,

tanto para la toma de lectura como para la inspección. No obstante, los clientes, luego de que son conectados a la red, realizan modificaciones a su propiedad que impiden el acceso a la lectura. Consecuentemente, será necesario un período de gracia para que los clientes que tienen ubicado el medidor en sitios no accesibles, realicen las adecuaciones para que estos estén en un lugar visible y al alcance del personal de la empresa de distribución, tal como lo establece el artículo 10, del Título V: Régimen de Suministro.

Adicionalmente, la ASEP debe considerar la existencia de “Zonas Rojas”, en donde no existen las condiciones de seguridad para que el personal de la empresa haga las lecturas e inspecciones, por lo que es necesario realizar estimaciones.

Finalmente, esta propuesta no es equitativa, ya que también debería aplicarse en el caso de que el consumo del mes corriente resulte inferior al consumo promedio de los últimos tres meses con lectura real, luego de un mes con lectura estimada.

Artículo 104

“Para la determinación de las ventas totales semestrales de energía incluyendo el alumbrado público, se considerarán las ventas efectuadas para todo el semestre correspondientes a cada categoría tarifaria más una estimación del consumo real del alumbrado público. Para dicha estimación se tendrá en cuenta el consumo neto mensual de energía por cada tipo de luminaria y se efectuará la suma para todos los meses del semestre considerado. El consumo neto mensual de cada tipo de luminaria se determinará mediante el correspondiente consumo promedio previsto para el mes multiplicado por la cantidad estimada de luminarias de cada tipo, que realmente se encuentran en operación en dicho mes. Para definir la cantidad neta de luminarias en operación por mes y tipo se considerarán las existentes al inicio del mismo más las instaladas menos las retiradas en el período. La cantidad así resultante se disminuirá por la cantidad de energía no consumida por el alumbrado público, por estar las luminarias apagadas de noche. Las empresas distribuidoras deberán calcular semestralmente la energía no consumida por las luminarias defectuosas apagadas de noche, de acuerdo con los tiempos en que las mismas fueron reportadas y luego reparadas, según la información que reposa en el Registro de Reportes del alumbrado público de la empresa, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo VIII.15: Ajuste Semestral de la Energía No Consumida por las Luminarias Defectuosas Apagadas de Noche del Título VIII de este RDC.”

COMENTARIO 12: Le reiteramos nuestra consideración a la ASEP de reducir el consumo por luminarias que supuestamente estuvieron apagadas durante la noche, puesto que con este valor no se permite un rango de luminarias defectuosas. Si bien esto es un avance con respecto a lo establecido en las Normas de Calidad del Alumbrado Público en relación a la definición de un Factor de Uso, quizás el método más fiable sería la instalación de medidores en todas las luminarias, y con ello se tendría la cifra correcta. No

obstante, en contraposición a esta propuesta de la ASEP, y con el objeto de poder mantener la mayor parte de las luminarias encendidas, el costo de operación y mantenimiento a reconocer por esta actividad tiene que ser mayor para que se pueda lograr este objetivo. No tendría sentido, reconocer el mismo valor que actualmente tienen las empresas en sus estados financieros, cuando se le está solicitando una mayor eficiencia, y además se le está penalizando doblemente. Por lo tanto, le solicitamos respetuosamente, eliminar el Artículo 104 de esta norma propuesta, y en caso contrario, incrementar los costos de operación y mantenimiento de alumbrado público.

COMENTARIO 13: PROPUESTA DE COSTOS ENERGIA SUMINISTRADA NO RECUPERADA

Presentamos, nuestra propuesta de solución al complejo problema de la cobrabilidad y las pérdidas de energía en las áreas de nuestra zona de concesión, que han sido denominadas como “rojas” por el alto grado peligrosidad que representan pero que, para los efectos de la empresa de distribución de energía eléctrica, su situación real es que en dichas áreas se consume energía eléctrica en condiciones de ilegalidad, en contravención a las normas regulatorias vigentes y, a tales efectos, tanto la distribuidora, como el regulador y el Estado deben coadyuvar a fin de definir y ejecutar una estrategia para, en el corto y mediano plazo, mitigar las afectaciones que, de forma sostenida y regular, ha sufrido la distribuidora desde octubre de 1998 y en el largo plazo, su control y regularización.

Las áreas de Barraza, El Chorrillo, Curundú, San Miguel, Santa Ana (sectores), Brooklincito se definen como áreas rojas debido a que la accesibilidad a las mismas, para la toma de lectura y/o ejecución de Órdenes de Servicio (instalación y conexión de suministros, cambios de medidor y revisión de instalación de medición) es extremadamente limitada o nula. Existe una alta posibilidad de que el personal foráneo al área sea atracado con arma, blanca o de fuego, para el despojo de pertenencias, equipos o herramientas, al igual que se tiene un alto riesgo de ser lastimado o tener amenazas por parte de habitantes del área para infundir temor a entrar y permanecer en estas áreas, inclusive, la gestión en estas áreas con personal de la Policía Nacional no ha sido posible ya que por su recomendación, de ser áreas rojas, no se puede gestionar ningún tipo de inspecciones y menos realizar cortes del suministro eléctrico.

En estas áreas se tiene un alto porcentaje de pérdidas, producto de una gran cantidad de conexiones directas, usuarios ilegales del suministro eléctrico, como también clientes con fraudes en sus instalaciones de medición, y cualquier actividad de seguimiento, control y mitigación de este hurto y robo de energía eléctrica, se dificulta por ser áreas de alto peligro. Los tipos de viviendas son edificaciones de Renovación Urbana, tipo Salomón u Hortenzia, de entre 40 y 80 apartamentos, algunos

edificios multifamiliares de más de 80 apartamentos, y un gran número de Barracas.

EDEMET de forma responsable, constante y consciente durante el periodo de la concesión y en ejercicio de sus derechos al tenor de lo dispuesto en el Contrato de Concesión desarrolló ejercicios y acciones a fin de mitigar los gravosos efectos que los consumos ilegales de energía eléctrica provocan. A manera de ejemplificar dicho ejercicio, a continuación, enumeramos de forma cronológica las acciones tanto técnicas como comerciales ejecutadas y, en consecuencia, sus resultados. Una revisión detallada de los mismos permitirá llegar a la conclusión que la respuesta a la problemática requiere no solo de una solución técnica sino de una regulación, que reconozca los esfuerzos de mejora y permita al distribuidor recuperar, de forma paulatina los costos asociados a dicho consumo ilegal.

PROYECTO EDIFICIO VERDE DE CURUNDÚ

El proyecto consistía en reestructurar las instalaciones del resto de los edificios sin embargo se suspendió el proyecto dada las peligrosidad del área y luego de constatar, al cabo de algunos meses el deterioro de algunos cuadros de medición y las actividades ilícitas de usuarios ilegales y el fraude de energía aunado al hecho que, uno de nuestros colaboradores (electricista) fue herido de bala durante el proyecto.

ACCIONES ESPECIALES DE SEGUIMIENTO Y COBRO - CLIENTES COMERCIOS

En enero de 2002 se inició una campaña de normalización de suministros eléctricos ilegales y mitigación de fraudes para cubrir las áreas de San Felipe, Santa Ana, Barraza, y El Chorrillo, comenzando desde a las primeras calles del Área de San Felipe. El proyecto consistió en recorrer cada calle, e identificar, revisar y normalizar los suministros de clientes. Sin embargo, este operativo solo pudo llegar hasta la calle 22, debido a que al intentar avanzar en el área de Barraza, se dieron amenazas con algunos disparos de armas de fuego en contra de nuestros colaboradores por lo que se desistió de continuar el operativo dentro de estas áreas porque presentaban mayor peligro.

PROYECTO CONTRA LAS PERDIDAS

En el año 2005, considerando las dificultades de acceso para el seguimiento y control de medición y pérdidas, se investigaron tecnologías disponibles para la gestión remota de lectura, corte y reconexión de suministro eléctrico, por lo cual se realizaron dos proyectos pilotos de dos edificaciones por cada uno, con tecnologías de uso de PLC, cable o radio frecuencia para la intercomunicación de concentradores de medición, y comunicación telefónica con el servidor principal para las operativas de lectura, corte y reconexión. Las empresas que participaron fueron: Compañía Americana de Multiservicios (empresa chilena) y Landis & Gyr (empresa brasileña).

Los proyectos pilotos se ejecutaron en 4 edificios de Avenida B con Avenida Balboa (Salomón 3, 4, 7 y 8), con un costo de B/. 60,200.00 en el

equipo de medición y control de pérdidas. Se seleccionó la empresa Landis & Gyr por precio y mejor tecnología, seguimiento y control de los suministros eléctricos. A estos efectos la experiencia de adecuación de red de distribución y suministro eléctrico al edificio, la cual no puede pasar desapercibida por los habitantes del área, hizo evidente que esta tecnología tendría dificultades de desarrollo e implantación en las áreas rojas de Barraza, El Chorrillo y Curundú, no obstante se determinó que sería de notable aplicación en áreas de altas pérdidas no técnicas, pero que tengan poca o ninguna limitación de acceso y posibilidades de adecuación y ajustes de los equipos de medición con esta tecnología especializada.

Proyecto de Prepago en Brooklincito:

EDEMET ha contratado a un costo de B/6,500.00 una Empresa de Trabajadoras Sociales, para lograr entrar al área, de Brooklincito. El total de clientes registrados en nuestra base de datos es actualmente de 10,000; de esta cifra, se registra una deuda de 19 millones, sin embargo la cifra de clientes conectados de forma ilegal puede igualar la cantidad de clientes.

FACTURACION Y CUENTAS POR COBRAR AL 30 DE DICIEMBRE 2012

Este segmento del mercado mantiene una facturación promedio mensual de B/410 Mil. Independientemente de todas las acciones, programas o proyectos especiales efectuados este segmento del mercado, mantiene una deuda que supera los B/19.0 Millones.

Tipo de Cliente	Mes Corriente	Saldo a 30 Días	Saldo a 60 Días	Saldo > 91 días < a 1 Año	Saldo > a 1 Año	Total
Comercios	127,316.83	70,905.88	28,351.56	300,785.39	3,791,725.90	4,319,129.68
Entes civiles sin fines de lucro	3.26	2.96	0.00	0.00	0.00	6.22
Eventuales	29.03	27.98	27.98	88.32	420.47	593.78
Residenciales	213,337.32	204,087.85	216,309.43	1,716,804.60	12,583,109.80	14,936,209.56
Total	340,686.44	275,024.67	244,688.97	2,017,678.31	16,375,256.17	19,255,939.24

A. Otras consideraciones regulatorias

Como es del conocimiento del regulador, mediante la Resolución AN No. No. 5921 del 31 de enero de 2013 se aprueban modificaciones a los artículos 4 y 10 del Título V del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, correspondiente al Régimen de Suministro, aprobado mediante Resolución AN No.411-Elec de 16 de noviembre de 2006, y la adición del “Procedimiento para la reubicación de medidores encerrados por parte de las empresas distribuidoras”.

Este procedimiento, podría pensarse aplicable a la situación arriba comentada, sin embargo, una atenta lectura a su texto y espíritu nos permite concluir que el mismo está dirigido a corregir los accesos a medidores en situaciones no accesibles “no peligrosas”, es decir,

medidores de clientes que, si bien sus instalaciones no cumplen con la obligación de acceso que les impone la regulación vigente, sí son clientes con los que se han celebrado contratos de energía y que, aún de forma irregular, se puede proceder con su lectura y pagan por su consumo.

Todo el contexto descrito ut- supra se refiere a usuarios o clientes del servicio de distribución que, de forma ilegal se conectan a las redes o que, si bien cuentan con un medidor, se ven protegidos por una “esfera de altamente peligrosa” para la vida de los colaboradores que trabajan en las empresas de distribución, situación que hace inviable que regularicen sus contratos, instalaciones y mucho menos registren efectivamente su consumo y procedan al pago.

Esta condición demuestra que, para las áreas rojas, se requiere de una respuesta distinta a la regulatoria. La regulación se desarrolla bajo el supuesto de que tanto los clientes como las empresas forman parte de una cultura de cumplimiento de las normas, situación que, como ha sido ampliación expuesto, para las zonas de peligrosidad exige de un esfuerzo adicional que es el de crear esta cultura. En EDEMET, estamos dispuestos a apoyar al Estado en dicha tarea, pero para ello, se requieren recursos.

B. NUESTRA PROPUESTA:

Las distribuidoras iniciaron su gestión y operación del servicio de distribución de energía eléctrica sin deudas provenientes de áreas rojas. Sin embargo, fue una premisa de la administración y el vendedor (El Estado) que el IRHE ya contaba con un historial de pérdidas mismas que, fueron canceladas por el Estado. A estos efectos, EDEMET ha enfrentado un elevado crecimiento de deudas provenientes de suministros ubicados en áreas de alta peligrosidad y en atención a las experiencias logradas, hasta el momento, en cuanto al seguimiento, control y reducción de las pérdidas no técnicas de áreas rojas, cabe señalar que las mismas, tales como Barraza, El Chorrillo y Curundú, representan un problema social que no podrá ser resuelto por la Empresa de Distribución Eléctrica (EDEMET), y son áreas dentro de las zonas de concesión que generan pérdidas económicas no reconocidas, y un nulo incentivo de inversión o prestación de servicio en dicha área, ya que no existe seguridad de rentabilidad de inversión, tal como fue el propósito de definir un área y límites de concesión para el negocio de EDEMET.

También cabe señalar que el no reconocimiento de las necesidades de inversión para el ensayo y ejecución de nuevas operativas y tecnologías para el seguimiento y control de pérdidas no técnicas, elimina la posibilidad de reducir la ilegalidad del uso de las líneas de distribución y el fraude de consumo de energía que paga EDEMET a las empresas Generadoras. El uso no autorizado del servicio y redes de distribución eléctrica en áreas de altas pérdidas, obliga al uso de tecnologías y operativas especiales, para reducir las pérdidas no técnicas, que hasta el momento, no son consideradas en algún concepto de Reconocimiento de Pérdidas No Técnicas del Régimen Tarifario.

A estos efectos, todos los suministros registrados por EDEMET a lo largo de 15 años, han sido reportados mensualmente al regulador en calidad de infractores del artículo 111 de la Ley 6 de 1997 (compilada), tal y como se colige de las Notas No. CM-222-2010 de 16 de marzo de 2010, No. CM-275-2010 de 12 de abril de 2010, No. CM- 398-10 de 17 de mayo de 2010; No. CM- 287- 2010 de 11 de junio de 2010; No. CM- 702-10 de 13 de agosto de 2010; No. CM- 701-10 de 12 de agosto de 2010, No. CM- 819-10 de 20 de septiembre de 2010; No. CM- 886- 10 de 15 de octubre de 2010; No. CM- 954-10 de 15 de noviembre de 2010; No. CM- 1051-10 de 20 de diciembre de 2010; No. CM- 68- 11 de 21 de enero de 2011; No. CM- 235- 11 de 24 de marzo de 2011; No. CM 387- 11 de 16 de mayo de 2011; No. RM- 538 de 29 de junio de 2011; No. RM- 659-11 de 22 de julio de 2011; No. RM -727-11 de 9 de agosto de 2011; No. RM- 937 de 26 de septiembre de 2011; Nota No. RM- 2033 – 2011 de 20 de octubre de 2011; No, RM – 2004-2011 de 23 de noviembre de 2011, etc.

El problema real de estos suministros no es la medición, sino la imposibilidad física y material que tiene la distribuidora para su acceso y cobro, lo que conlleva un palpable incumplimiento por parte de los clientes, que ni la amenaza de corte pueda superar, pues los clientes, ampliamente conocen de antemano que está condición tampoco es real ni ejecutable, ni siquiera en compañía de las autoridades competentes.

Nuestra propuesta es que a partir del nuevo régimen tarifario se incluya un componente de Reconocimiento de Pérdidas No Técnicas del Régimen Tarifario que recoja de forma paulatina y mensual hasta el monto total de su cancelación, toda la deuda acumulada producto del suministro de energía a estas áreas y que dicho componente sea mantenido en los regímenes subsiguientes hasta cubrir el monto total de lo adeudado.

La generación, crecimiento y mantenimiento de Zonas Rojas no es un problema imputable a las Distribuidoras, sin embargo, como empresa responsable, consideramos que debemos contribuir para el control y mitigación del problema, presentando soluciones y propuestas que nos permitan pasar de Zonas de Alta Peligrosidad a clientes reguladores del servicio, con los mismos derechos y obligaciones que el resto de los clientes regulados.

Sin otro particular, queda de Usted.

*Cinthya Camargo Saavedra
Representante Legal*

