República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 18256 -Elec **Panamá, 28 de** Febrero **de** **2023**

"Por la cual se resuelven los recursos de reconsideración interpuestos, por la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, por la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET)**, y por la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI),** respectivamente, en contra de la Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023 y sus Anexos."

EL ADMINISTRADOR GENERAL, Encargado
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, mediante Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023, modificó el Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y el Título V, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización;

2. Que dicha Resolución fue notificada debidamente a la Apoderada Legal de la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**; y, a la Representante Legal de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)** y de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET)**, respectivamente;

3. Que en tiempo oportuno, la Licenciada Julissa Robles, Apoderada Especial de la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, así como también, la Licenciada Cinthya Camargo Saavedra, actuando en su condición de representante legal (en ausencia) de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)**, y la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET)**, presentaron respectivamente, recurso de reconsideración en contra de la Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023;

4. Que los recursos de reconsideración presentados fueron admitidos y concedidos en el efecto suspensivo; además, se corrió en traslado a las distribuidoras, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 169 y 170 de la Ley No. 38 de 31 de julio de 2000, mediante las Providencias No.0007-23 y No. 0008-23, ambas, fechadas 27 de enero de 2023, las cuales fueron notificadas personalmente a las empresas **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)**, y **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET)**;

5. Que luego de revisar el Recurso de Reconsideración presentado por la Apoderada Especial de la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, vemos que el mismo se fundamentó en los siguientes aspectos:

   5.1. Solicita que se deje sin efecto lo dispuesto en el artículo 22 del Anexo A de la Resolución recurrida y en ese sentido, mantener la versión actual.

   5.2. En virtud que, desde la perspectiva de la eficiencia económica, la distribución de la productividad de la eficiencia de los costos ya es cumplida por las empresas y el cambio regulatorio propuesto, es disruptivo, porque atenta contra lo que han sido derechos subjetivos reconocidos a las empresas, en virtud de los cual se deben mantener aquellas condiciones en las normativas en materia de regulación económica existentes al momento en que se les otorgaron las concesiones.

5.3. Alude que la teoría regulatoria ya cuestiona la inclusión de este tipo de medidas a partir de las cuales a futuro la empresa soló podría obtener beneficios si logra superarse a sí misma en su desempeño, beneficios que se limitarían pura y exclusivamente a un periodo tarifario, en el cual a largo plazo las empresas serían desmotivadas a continuar buscando la reducción de los costos o, en el caso contrario, dicha búsqueda ilimitada de reducción llevase a comprimir temas operativos que pudiesen ahí sí, poner en riesgo la calidad y continuidad del servicio.

5.4. Señala que esta modificación es altamente delicada, por colocar en alto riesgo la operación de las empresas de distribución de energía, siendo estas empresas reguladas y con las cuales se deben tomas decisiones regulatorias acertadas.

5.5. Alude que desde la perspectiva de la suficiencia financiera, el cambio de metodología, solo viene de parte de un ajuste a la variable de costos, sin entrar a revisar que existen otras variables que deben enmendarse para asegurar que la empresa cuenta con esquemas tarifarios que le permitan garantizar la recuperación de costos y gastos propios de la operación y demás aspectos que se indican en el artículo 95 de la Ley 6 de 1997.

5.6. Indica que si se altera la metodología, claramente se trasgrede el principio de estabilidad jurídica a la que apostaron los inversionistas al momento de optar por concursar por estas concesiones. Este cambio se debería aplicar después del año 2028 cuando venzan los contratos de concesión.

6. Que entre los aspectos más relevantes de los recursos de reconsideración presentados por la Representante Legal ausencia de **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET)** y de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)**, se destacan los siguientes:

6.1. Señala que existe una evidente contradicción entre el artículo 22, la Ley 6 y el marco regulatorio vigente, dado que la consideración de los costos reales como base de los costos eficientes a ser reconocidos contradice a la Ley cuando esta establece que los costos serán reconocidos en base a empresas reales similares, nacionales o extranjeras.

6.2. Indican que esta modificación implica un cambio discrecional, sobre la forma de reconocimiento de costos que ha sido sostenida en Panamá desde 1998, lesionando los principales valores con los que cuenta el marco regulatorio del país como lo son la estabilidad jurídica que dispone la Constitución Política y la propia continuidad regulatoria sobre la que se licitaron las acciones del 51% de las empresas de distribución y que son los que les han permitido un desarrollo sostenido del sector con inversiones crecientes para la ampliación y mejora del servicio pero más aún, una estabilidad al propio mercado eléctrico nacional.

6.3. Manifiestan que dicho artículo supone una obvia violación de suficiencia financiera, fundamentalmente porque la propuesta hace hincapié, sólo en un análisis de lo que denominan Costos Operativos (Administrativos, de Operación y Mantenimiento y de Comercialización), sin tener en cuenta que todos los costos forman parte del IMP.

6.4. Señala que la propuesta metodológica genera un riesgo para la Suficiencia Financiera de las empresas distribuidoras pues generaría un análisis incorrecto y sesgado que solo considere los costos operativos.

6.5. Con relación a los artículos 24 y 26, la resolución impugnada aprueba nuevos textos para los mismos, con lo que elimina la certeza sobre las variables explicativas a utilizarse en las ecuaciones de eficiencia.

6.6. Estos cambios consisten esencialmente en eliminar la definición explicita de las variables explicativas a considerarse para las ecuaciones de eficiencia, sin embargo, ahora se propone una suerte de fórmula abierta con relación a dichas variables las cuales quedarían a la total discreción del equipo técnico de la ASEP al momento de proponer el Ingreso Máximo Permitido.

6.7. Manifiesta que esta modificación viola el Principio de Confianza toda vez que luego de que la ASEP ha utilizado una metodología para las actualizaciones tarifarias, que ahora modifica sin dar cabida a un tiempo de transición o ajuste para los administrados.

6.8. Indica que es una cuestión fuera de duda que las entidades administrativas tienen la obligación de enmarcar sus actividades dentro de los estrictos límites de la ley, con objetividad y sin menoscabo del debido proceso legal.

6.9. Reitera que se debe continuar con lo establecido en las últimas revisiones tarifarias a través de las ecuaciones de eficiencia, utilizando como drivers principales las variables número de clientes (Cjt) y la Demanda (Djt) y eliminar la referencia a la utilización de indicadores o variables no definidas de discrecionalidad peligrosa, debido a que se incumple con lo establecido en el artículo 101 de la Ley tal como fue planteado con relación al artículo 22.

7. Que la licenciada Julissa Robles, Apoderada Especial de la sociedad **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, presentó oportunamente sus comentarios al recurso de reconsideración presentado por la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET)** y de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)**, indicando entre otras cosas que:

7.1. Coincide con los planteamientos efectuados por EDEMET y EDECHI, en especial con relación a la afectación que representa lo que se ha resuelto mediante la Resolución recurrida, para las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía, a partir de que se introduce cambios de metodología disruptivos en materia tarifaria.

7.2. Señala que referente al comentario que las empresas recurrentes presentan como una posibilidad de aplicar una metodología global sobre todos los costos del IMP, en la cual se haga comparación con el desempeño de años precedentes de la distribuidora, no están de acuerdo por cuanto que lo anterior, se convertiría en una barrera para gestionar las mejoras que son consecuencia de cambios tecnológicos, legales y regulatorios y que han visto como su impacto implicaría a futuro un incremento en los costos operativos.

7.3. Manifiesta que apoyan el criterio de EDEMET y EDECHI, con respecto a la propuesta de modificación de los artículos 24 y 26.

7.4. Concluye reiterando su solicitud esbozada en su Recurso de Reconsideración.

8. Que la licenciada Cinthya Camargo, Representante Legal en ausencia de los titulares de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET)** y de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)**, presentó oportunamente sus comentarios al recurso de reconsideración presentado por la sociedad **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, indicando entre otros comentarios, lo siguiente:

8.1. Señala que comparten en este sentido, lo vertido por la empresa ENSA, al indicar que la metodología generará un riesgo de insuficiencia financiera y que la aplicación a nivel de variable de costos individual, en lugar de una mirada sistemática que tiene contemplado en sí el modelo de referencia vigente de empresas comparadoras conlleva a la insuficiencia económica del modelo porque conserva como referentes de eficiencia sólo aquellas cuyo reconocimiento fuese inferior al real de las empresas distribuidoras y es riesgosa porque deja de considerar el resto de las variables o necesidad de modificaciones que se deben

realizar en materia de regulación económica para que no se comprometa el suministro eléctrico.

8.2. Finalmente, manifiesta que se tome en consideración su solicitud emitida en el Recurso de Reconsideración.

9. Que esta Autoridad Reguladora, luego de analizar los recursos de reconsideración interpuestos por la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET)** y la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)**, así como los comentarios presentados, se procede a resolverlos, previo a las siguientes observaciones:

9.1. Esta Autoridad Reguladora, en cumplimiento a lo normado en el artículo 98 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, procede cada cuatro años, a realizar la correspondiente revisión tarifaria, por lo que se requiere aprobar el Ingreso Máximo Permitido, y, por ende, las empresas comparadoras y los parámetros de las ecuaciones de eficiencia para el nuevo periodo tarifario. Para tal fin, se revisa la propia metodología de cálculo, los criterios establecidos en el Reglamento de Distribución y Comercialización, y se realizan las Consultas Públicas requeridas con el propósito que la ciudadanía en general pueda conocer los elementos necesarios que esta Autoridad coloca a disposición después de los análisis pertinentes, de los cuales considera necesario modificar a la regulación.

9.2. En virtud de lo anterior, esta Autoridad Reguladora, revisa la nueva información, la evolución de las empresas y si hay nuevos criterios o teorías que busquen una mejor evaluación y resultados. Y en virtud de lo anterior, de acuerdo con el estudio realizado se somete la respectiva propuesta a consideración de la ciudadanía en general con la finalidad de obtener comentarios a la misma y en conjunto lograr mayores eficiencias, conforme al mandato de la norma jurídica regulatoria.

Por ende, **esta Autoridad Reguladora no está inmersa en normas regulatorias estáticas**, sino que las mismas responderán a las modificaciones propias de la experiencia de la actividad regulatoria dentro de los parámetros de la Ley de su creación y las normas sectoriales.

9.3. Es imperativo indicarles a las recurrentes que, de acuerdo con el artículo 9, numeral 4 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, esta Autoridad Reguladora está debidamente facultada para establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos de electricidad. Por lo que, el hecho de que una metodología para la determinación de las ecuaciones de eficiencia ha sido usada en varios periodos tarifarios no limita ni desvirtúa la facultad legal otorgada a la ASEP de evaluar otros métodos.

9.4. Por lo tanto, los alegatos vertidos con respecto a que las modificaciones de los artículos 22, 24 y 26 del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, atentan contra la confianza, la seguridad jurídica y la buena fe, están totalmente alejados de la realidad jurídica, toda vez que, **esta Autoridad Reguladora está facultada por Ley para crear metodologías o criterios que estén dirigidos a proteger los intereses de los clientes finales, sin que esto conlleve o provoque la insuficiencia financiera que argumentan las recurrentes, y misma que no ha sido debidamente sustentada.**

9.5. Sobre la base de lo anterior, es imperativo no soslayar lo enunciado en el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, en el cual se expresa la facultad de esta Autoridad Reguladora, de regular el ejercicio de las actividades de sector de energía eléctrica, con el fin de asegurar la disponibilidad de una **oferta energética eficiente** capaz de abastecer la demanda **bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera.** Por ende, los enunciados aquí previstos, son los principios fundamentales en los que se rigen las

modificaciones realizadas al Título IV del RDC, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización que nos ocupan.

9.6. Ahora bien, con respecto a las funciones atribuidas a esta Autoridad Reguladora, la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia mediante pronunciamiento efectuado el 21 de julio de 2011, enfatizó que:

> *"...Sobre este particular, este Tribunal observa que la parte actora cuestiona la actuación de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, al regular de manera unilateral aspectos que de por sí ya estaban incorporados en los respectivos contratos de concesión celebrados en 1998, por las empresas distribuidoras y el Ente Regulador.*
>
> *En ese sentido es de importancia destacar el hecho que si bien es cierto que el Estado a través del Ente Regulador pactó contractualmente (contratos de concesión) con la EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. Y EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A.,* ***la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica, quedando las contrataciones sometidas a lo dispuesto en las cláusulas del contrato, no es menos cierto que el servicio de electricidad constituye un servicio público de utilidad pública y por tanto es deber del estado establecer el marco regulatorio que procure la prestación de dicho servicio, por empresas públicas o privadas, de manera adecuada, eficiente, confiable y segura, a precios justos y razonables, para la salud, bienestar y prosperidad de toda la población****.*
>
> *Para cumplir con esta obligación estatal, el Legislador dotó al entonces Ente Regulador, ahora Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de amplias facultades, atribuciones, potestades y competencia, a fin que se encargue de todo lo concerniente a la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión de gas natural.*
>
> ...
>
> *Estas funciones y atribuciones le otorgan a la ASEP la potestad regulatoria, la cual es definida por el artículo 5 del Decreto Ejecutivo N° 279 14 de noviembre de 2006, como el conjunto de facultades otorgadas por la Ley a la Autoridad para el efectivo control, dirección y ordenación de los servicios públicos.* ***Esta potestad regulatoria implica que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos tiene las funciones de normar, dictar reglas y actos ejecutorios, controlar su cumplimiento, sancionar, solucionar conflictos, conciliar, mediar, fiscalizar, intervenir y arbitrar*** *(artículo 6 del Decreto Ejecutivo N° 279 de 2006), permitiéndosele con ello ejercer un estricto control sobre las empresas prestadoras del servicio público a fin de que cumplan con las leyes y reglamentos y para salvaguardar el interés público y bienestar social (El resaltado es nuestro)"*

9.7. En ese mismo sentido, acotamos que el numeral 7 del artículo 20 del Decreto Ejecutivo 143 de 29 de septiembre de 2006 expresa que son funciones de esta Autoridad Reguladora:

"...

7. Controlar el cumplimiento de las condiciones básicas para la prestación de los servicios de su competencia;"

9.8. Bajo la premisa legal arriba citada, se entiende que para que la ASEP pueda desarrollar cabalmente las funciones de control de las condiciones básicas de la prestación de los servicios, así como mantener el control estricto y fiscalización de las empresas prestadoras de dichos servicios, debe asirse de la implementación de criterios y regulaciones mínimas, permitidas por las leyes y reglamentos, para garantizar a la población el buen funcionamiento y manejo de los servicios públicos por parte de las empresas distribuidoras.

9.9. Aunado a lo anterior, dentro de la modificación a la reglamentación que nos ocupa, se ha establecido el criterio bajo parámetros que permitan la debida eficacia económica en el servicio público de electricidad.

9.10. Por su parte, el Artículo 95 de la Ley 6 de 1997, determina la prioridad de los criterios para definir el régimen tarifario en el siguiente orden: los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia.

9.11. En esa misma línea la norma arriba citada, define cada criterio, es decir, la norma ya establece qué se entenderá por cada uno, en ese sentido, aludimos que cada una de las modificaciones se circunscribe a la Ley y sobre todo, están dirigidas a que las fórmulas tarifarias no trasladen a los clientes los costos de una gestión ineficiente.

9.12. No obstante, lo anterior, en atención a los descargos realizados con respecto al artículo 22 del Anexo A de la Resolución recurrida, esta Autoridad Reguladora, ha determinado mantener lo ya establecido en el Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.

9.13. Sobre la eliminación de las variables de las ecuaciones de eficiencia que estaban establecidas en los artículos 24 y 26 del Anexo A de la Resolución recurrida y la transparencia para la elección de las variables de las ecuaciones de eficiencia, vale la pena destacar que, para este periodo tarifario, las mismas ya fueron sometidas a Consulta Pública, presentando toda la información pertinente para que todos los interesados pudieran realizar sus observaciones al respecto de las mismas.

9.14. Es importante señalar que, la estimación econométrica de las funciones de costos que representan las Ecuaciones de Eficiencia conlleva la estimación de diversas especificaciones del modelo con el objeto de encontrar aquella función de costo que mejores resultados estadísticos tiene.

Desde el punto de vista econométrico/estadístico, existen varios modelos aptos que pueden ser utilizados para la predicción de los costos. La elección del modelo (el cual considera variables explicativas específicas) debe mantener el grado de coherencia que existe entre la/las variables explicativas y la naturaleza del costo que se está intentando explicar. El costo de prestación del servicio eléctrico está vinculado o podría relacionarse con un número importante de variables físicas que tiene que ver con la infraestructura y usuarios por atender, sin embargo, muchas veces no se dispone de información completa de estas variables para poderla aprovechar.

9.15. Por lo anterior, la utilización de variables explicativas diferentes a las empleadas en estudios tarifarios anteriores no constituye una afectación grave a la seguridad jurídica de la empresa ni la estabilidad regulatoria, toda vez que el regulador se encuentra constantemente revisando las normas para que se adapten a lo indicado por la ley, las normas sectoriales y la evolución del mercado eléctrico. Por lo que, le reiteramos a las recurrentes, la Sala Tercera de la Corte Suprema ya ha avalado la potestad regulatoria que tiene la esta Autoridad de normar, dictar reglas y actos

ejecutorios, controlar su cumplimiento, sancionar, entre otros, para ejercer un estricto control sobre las empresas prestadoras del servicio público.

9.16. Ahora bien, dentro del proceso de la revisión tarifaria que está llevando esta Autoridad Reguladora, con respecto a la aprobación de las ecuaciones de eficiencia, las empresas de distribución podrán indicar y probar cómo las variables seleccionadas y las ecuaciones de eficiencia determinadas los estarían afectando.

9.17. No obstante, lo anterior, es preciso realizar adecuaciones a los artículos 24 y 26 del Anexo A de la Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023, para tomar en cuenta la modificación realizada al artículo 22.

10. Que en atención a las consideraciones que se dejan anotadas en los párrafos que anteceden, esta Autoridad Reguladora considera procedente aceptar parcialmente el recurso de reconsideración y modificar los artículos 22, 24 y 26 del Anexo A de la Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023, que modifica el Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización aprobado mediante la Resolución No. JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: MODIFICAR el Artículo 22 del Anexo A de la Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023, para que se lea de la siguiente manera:

> ***"Artículo 22*** *La Autoridad revisará al final de cada periodo tarifario, el IMP aprobado con respecto a los ingresos reales percibidos por la empresa distribuidora, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. Para tales efectos deberá considerar que, de acuerdo con las variaciones en las ventas, en la cantidad y/o tipo de clientes y/o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente a lo reflejado por el Índice de Precios al Consumidor que emite la Contraloría General de la República, no constituye un grave error de cálculo y, por lo tanto, no causarán la posibilidad de realizar revisiones extraordinarias de tarifas por motivos de estas situaciones."*

SEGUNDO: MODIFICAR el Artículo 24 del Anexo A de la Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023, para que sea del siguiente tenor:

> ***"Artículo 24*** *Ingreso Permitido por los Costos del Sistema de Distribución (IPSD) IPSD es el valor presente de los ingresos anuales $IPSD_t$ 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:*
>
> $$IPSD_t = ADM_t + OM_t + DEP\ BCD_{0t} + (ID_t * DEP\%) + (BCDN_t * RR),\ t = 1,...,4$$
>
> *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.*
>
> *$DEP\ BCD_{0t}$ es el valor de la depreciación de la Base de Capital de Distribución al año base 0, calculada a partir del detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital Neta, proyectada para el año t.*
>
> *ID_t Son las Inversiones Eficientes de Distribución provenientes de las Ecuaciones de Eficiencia.*

DEP% es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes del sistema de distribución, calculada con base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos.

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

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

a) Cálculo de ADM_t

- *ADM_t = SUM_j (ADM_{jt}), siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.*
- *ADM_{jt} son los costos de administración resultantes para el Área Representativa "j" en el año "t", calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas que se definan para el periodo.*

  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.

  Factor = ADM_t (Empresa 1 + Empresa2) / ADM_t(Empresa1) + ADM_t(Empresa 2)

b) Cálculo de OM_t

- *OM_t = 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 que se definan para el periodo.*

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 período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 101 y Art. 95). 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 2013) considerados eficientes para la determinación de BCD_{t-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 y verificará las justificaciones de su incorporación.

A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente:

1. *A las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de concurrencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018.*
2. *Las inversiones realizadas sin los procesos de libre concurrencia descritos serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.*

La empresa debe presentar la información anual de las inversiones del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas. Deberá identificar las obras realizadas que califican bajo el punto 1 anterior.

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

Los recibidos con posterioridad al 31 de diciembre de 2005 esa fecha no integrará la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar

depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

(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)

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

- *$AD_t = SUM_j\ (AD_{jt})$, 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 que se definan para el periodo.*
- *$ISUBTE_t$ 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."*

TERCERO: MODIFICAR el Artículo 26 del Anexo A de la Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023, para que se lea de la siguiente manera:

***"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:

$$IPCO_t = COM_t + DEP\ BCC_{0t} + (IC_t * DEP\%) + (BCNC_t * RR)$$

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).

$DEP\ BCC_{0t}$ es el valor de la depreciación de la Base de Capital de Comercialización al año base 0, calculada a partir del detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital Neta, proyectada para el año t.

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.

IC_t son las Inversiones Eficientes de Comercialización provenientes de las Ecuaciones de Eficiencia.

$BCNC_t$ es el valor neto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).
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 101 de la Ley.

a) <u>Cálculo de COM_t</u>

- *COM_t = SUMj (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 que se definan para el periodo.*

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

  Factor = COM_t (Empresa 1 + Empresa2) / COM_t (Empresa1) + COM_t (Empresa 2)

b) <u>Cálculo de BCC_t</u>

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

BCC_{t-1} = Base de Capital de Comercialización al inicio del año tarifario "t". Para el primer año (t = 1), BCC_0 representa la Base de Capital de Comercialización al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 101 y Art. 95). 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 comercialización de energía eléctrica.

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

(iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo (t-2) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de Diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCD_{t-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 y verificará las justificaciones de su incorporación.

A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente:

1. *A las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de concurrencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018.*
2. *Las inversiones realizadas sin los procesos de libre concurrencia descritos, serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.*

La empresa debe presentar la información anual de las inversiones del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas. Deberá identificar las obras realizadas que califican bajo el punto 1 anterior.

(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.

IC_t: Inversión Eficiente de Comercialización en el año (t)

$$IC_t = AC_t - AC_{t-1}; \text{ con } t = 1,2,3,4$$

- *AC_t = SUMj (AC_{jt}), siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.*
- *AC_{jt} corresponde a los Activos de Comercialización del Área Representativa "j" en el año "t". Se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas que se definan para el periodo."*

CUARTO: MANTENER en todas sus partes la Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023 y el resto de los artículos los Anexos A y B.

QUINTO: COMUNICAR a las empresas **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA),** la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET)** y a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)** que la presente Resolución rige a partir de su notificación y que con la misma queda agotada la vía gubernativa.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; y, Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.

HILDEMAN R. RANGEL S.
Administrador General, Encargado

anamá a los __—1—__ días

Del mes de __Marzo__ de __2023__

A las __8:16__ de la __am__

Notifico al Sr. __________ de la

Resolución que antecede, con fundamento en la

Resolución No.1075-ADM del 25 de marzo de 2020

Edemet - Edechi

En Panamá a los __—1—__ días

Del mes de __Marzo__ de __2023__

A las __8:16__ de la __am.__

Notifico al Sr. __Julissa Robles__ de la

Resolución que antecede, con fundamento en la

Resolución No.1075-ADM del 20 de marzo de 2020

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los __2__ días del mes de __marzo__ de 20__23__

FIRMA AUTORIZADA