

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN N° 7365-Elec

Panamá, a 5 de julio de 2014

“Por la cual se aprueba el Ingreso Máximo Permitido (IMP) a Elektra Noreste, S.A. y se dictan otras disposiciones.”

LA ADMINISTRADORA GENERAL,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, señala que le corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que conforme lo establecido en el numeral 1 del artículo 93 de la Ley de 6 de febrero de 1997, corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, definir periódicamente fórmulas tarifarias separadas para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada; establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas de acuerdo con los estudios de costos que realice esta Autoridad Reguladora y definir las metodologías para la determinación de tarifas;
5. Que el artículo 95 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece las fórmulas tarifarias señalando que tendrán una vigencia de cuatro años;
6. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, al cual deberán acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la prestación de esa actividad;
7. Que las fórmulas tarifarias vigentes para el Servicio Público de Distribución y Comercialización vencen el 30 de junio de 2014, por lo que es preciso aprobar un nuevo Ingreso Máximo Permitido (IMP);
8. Que toda vez que el Ingreso Máximo Permitido es determinante para definir la tarifa a aplicar, previo a su aprobación, la Autoridad sometió a un proceso de Consulta Pública, conforme a lo establecido en la Resolución AN N° 7321-Elec de 29 de abril de 2014, modificada por la Resolución AN N° 7365-Elec de 19 de mayo de 2014, a fin de recibir opiniones, comentarios y sugerencias de los ciudadanos;



Resolución AN No. 7456-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 2

9. Que conforme al procedimiento establecido en el artículo 98 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, para determinar el Ingreso Máximo Permitido, es necesario establecer las áreas representativas, las empresas comparadoras, las ecuaciones de eficiencia y la tasa de rentabilidad, por lo que en la propuesta sometida a Consulta Pública, se incluyó una explicación y los detalles para la determinación de estos parámetros;
10. Que la propuesta completa estuvo disponible para la Consulta Pública del 6 al 28 de mayo de 2014 y en el periodo dispuesto para recibir comentarios y observaciones de la propuesta de Ingreso Máximo Permitido, recibimos los comentarios de:
 - Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.(EDEMET)
 - Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.(EDECHI)
 - Elektra Noreste, S.A.(ENSA)
 - Oficina de Electrificación Rural (OER)
11. Que mediante Resolución AN N° 7474-Elec de 16 de junio de 2014, esta Autoridad aprobó la Tasa de Rentabilidad a aplicar para efectos del cálculo del Ingreso Máximo Permitido para el periodo 2014-2018 ;
12. Que mediante la Resolución AN° 7512-Elec de 24 de junio de 2014, esta Autoridad aprobó el área representativa, las empresas comparadoras y las ecuaciones de eficiencia, a utilizarse en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido para el periodo de julio de 2014 a junio de 2018 y absolió las interrogantes, comentarios y propuestas de los participantes de la Consulta Pública que guardan relación con estos temas;
13. Que en la presente Resolución se dará respuesta a los comentarios presentados en la Consulta Pública relacionados con los datos y cálculo del Ingreso Máximo Permitido a Elektra Noreste, S.A. (ENSA):

13.1. COMENTARIOS A LA INFORMACIÓN DE BASE

- **Proyección de demanda, energía y cantidad de usuarios.**

ENSA solicita que:

1. Para la energía facturada, se utilice aquella enviada por ENSA en la nota DME-101-14 y, para los clientes no regulados y EDEMET, se utilice la energía consumida en el 2013 según propuesta de la ASE. Adicionalmente, presentan información del cliente no regulado Varela Hermanos, S.A. y solicitan agregar el consumo de alumbrado público, al no estar incluido dentro de la energía facturada.
2. Se apliquen las pérdidas reales de los clientes regulados de ENSA y no la eficiente.

Señalan que la demanda máxima de las empresas comparadoras es la demanda máxima real, que es la utilizada para calcular las ecuaciones de eficiencia y no es utilizada una supuesta demanda máxima eficiente de las empresas comparadoras. Por lo tanto, la ASE debe calcular la demanda máxima con las pérdidas reales y no con las pérdidas eficientes.

3. Solicitan que se utilicen los factores de carga reales para clientes regulados, para cada uno de los clientes no regulados y EDEMET, según el Informe Indicativo de Demanda.



Resolución AN No. 7601-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 3

ANÁLISIS DE LA ASEP

La ASEP ha evaluado las observaciones presentadas y la información adicional adjuntada posteriormente como parte de la Consulta Pública, y al respecto manifiesta lo siguiente:

Energía facturada de Alumbrado Público (AP): Se incluirá la energía facturada de AP.

- **Energía facturada a grandes clientes:** Se considerarán los valores de energía facturada al cliente Varela Hermanos, S.A. de acuerdo a la información adicional presentada.
- **Energía inyectada al sistema:** La energía inyectada es utilizada para estimar la demanda máxima, la cual es una de las variables explicativas de las Ecuaciones de Eficiencia. Conforme a las normas regulatorias se reconocen los costos eficientes, es decir, los costos que tendría una empresa que opera de manera eficiente con redes optimizadas y adaptadas a la demanda. Por esta razón, la demanda máxima que se considera como impulsor de los costos de explotación debe ser la correspondiente a una empresa eficiente, no a la empresa real, y mucho menos considerando pérdidas reales. Este es el criterio habitualmente adoptado por todas las regulaciones que aplican el criterio de empresa eficiente.

Por otro lado, las pérdidas reconocidas denominadas como “pérdidas no técnicas en zonas rojas” no serán incluidas para determinar la energía inyectada. La energía adicional por pérdidas no técnicas se incluyó solamente para determinar el reconocimiento de un ingreso extraordinario, pero no se considera el impacto de dichas pérdidas en el sistema y en el costo de explotación de las empresas.

Por esta razón no se acepta la solicitud de que no se utilicen las pérdidas eficientes para determinar la energía inyectada al sistema y la demanda máxima, de manera que se consideran solamente los niveles de pérdidas eficientes, sin el adicional por pérdidas de energía en zonas rojas.

- **Factores de carga:** A los fines del presente cálculo es suficiente determinar la bolsa total de energía inyectada a la red (ventas más pérdidas de distribución) y la demanda máxima de la distribuidora. Para estimar estos últimos se mantendrá el criterio de utilizar los factores de carga establecidos en el Informe Indicativo de Demandas aprobado por ASEP, y las pérdidas del sistema de distribución.

El factor de carga será ajustado calculando el factor de carga anual, con los datos del Informe Indicativo de Demandas, como la relación entre la energía total anual y la demanda máxima anual. El factor de carga resultante de esto se muestra en la siguiente tabla:

ENSA - DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CARGA ANUAL

Año	Ventas de Energía + Pérdidas de Distribución (MWh)	Demanda Máxima (MW)	Factor de Carga Anual
2014	3,792,261	636	0.681
2015	3,952,199	663	0.681
2016	4,139,758	704	0.671
2017	4,273,905	727	0.671
2018	4,475,745	763	0.670

Fuente: ETESA



Resolución AN No. 766 -Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 4

13.2. COMENTARIOS A LA BASE DE CAPITAL- Valores de Partida

ENSA solicita la revisión de los costos capitalizados en 2013 y los que se esperan sean capitalizados el primer semestre del 2014;

- **Revisión de los Costos Capitalizados en 2013.**

Señalan que en la propuesta de Ingresos Máximo Permitido (IMP) con respecto a las capitalizaciones de 2013 de ENSA, solamente se está tomando en cuenta un monto de \$46.8 MM y que la ASEP está utilizando para el análisis de la información la base de datos enviada el 31 de marzo de 2014, por medio de la nota DME-131-14, en la que se declara que la base es preliminar al no contar en ese momento con los descriptores de todas las inversiones realizadas durante el año e indican que dicha información se entregó de manera preliminar para cumplir con lo estipulado en la Resolución.

No obstante, en los archivos adjuntos a las notas DME-053-14 y DME-146-14, así como en la información enviada por correo electrónico y que fuese solicitada en la reunión sostenida con ASEP y sus consultores el 2 de abril de 2014, se detalla que las inversiones realizadas en el 2013 fueron por un monto de \$52.7 MM.

En virtud de lo anterior, solicitan que para el 2013 sean utilizadas las capitalizaciones finales por un monto de \$52.7 MM.

- **Revisión de los Costos que se esperan sean Capitalizados el Primer Semestre del 2014.**

Indican que para el primer semestre del 2014 esperan capitalizar \$55.1 MM, de los cuales \$31.8 MM corresponde a construcciones en proceso y \$23.3 MM al Capex del primer semestre del 2014. Consideran importante enfatizar, que de estas inversiones a ser capitalizadas en el primer semestre 2014, los proyectos más relevantes (por su costo) están siendo visitados por la ASEP para confirmar su status de campo, pudiendo comprobar que los mismos ya están, o estarán antes del 30 de junio de 2014, en operación. Este es el caso de la subestación Llano Bonito, la subestación María Chiquita, el tendido de cable protegido de Cerro Azul, el nuevo sistema comercial, la alimentación del Metro de Panamá, entre otros.

Señalan que la ASEP, basado en el total reportado por ENSA, procedió a prorratear el total (\$55.1MM) proporcionalmente de acuerdo a las cuentas regulatorias y luego le aplicó un recorte uniforme del 20% a cada una de las cuentas.

Consideran que el procedimiento utilizado por la ASEP para determinar los costos eficientes de lo que se espera sean capitalizados el primer semestre del 2014 no se justifica, ya que este procedimiento afecta el reconocimiento de los costos eficientes a ENSA conforme lo establecido en el artículo 98 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por lo que solicitan sea revisado.

Además, indican que a través de la nota DME-053-14 de 31 de enero de 2014, ENSA presentó el detalle de lo que se espera capitalizar el primer semestre del 2014, clasificados de acuerdo a la gran parte de las cuentas regulatorias, con excepción de los costos que se esperan sean capitalizados en la red de distribución (\$23.4 MM).

Por todo lo antes indicado, ENSA solicita que sea revisada la clasificación por cuenta regulatoria de la capitalización para el primer semestre del 2014 realizada



Resolución AN No. 462 -Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 5

por la ASEPA y sea utilizada la clasificación suministrada oportunamente por ENSA.

ANÁLISIS DE LA ASEPA

La ASEPA ha evaluado las observaciones presentadas y a continuación se presentan las respuestas a las distintas observaciones:

- **Revisión de los Costos Capitalizados en 2013:** Para evaluar las capitalizaciones del año 2013, se considerará la información entregada por ENSA cuyo monto total es de \$52,7 MM la cual es compatible con los niveles de inversiones informados en el anexo BS-01 del balance de situación. Es conveniente resaltar que la entrega de información parcial y en etapas genera este tipo de inconvenientes, que no se producirían si la misma es suministrada a tiempo y en versión final.
- **Revisión de los Costos que se esperan sean Capitalizados el Primer Semestre del 2014:** Con respecto a la información disponible relativa a las inversiones previstas a capitalizar en el primer semestre del 2014 (contenido en el archivo *Lista en Excel de trabajos en proceso que serán capitalizados antes del 30 de junio del 2014.xlsx* suministrado por ENSA) no se cuenta con el detalle que permita asignar dichas inversiones a las cuentas regulatorias tal como en la información que fue presentada por ENSA como respuesta a la Consulta Pública. Al igual que en el punto anterior, se resalta la importancia de entregar información a tiempo y en versión final con el objetivo de evitar estas inconsistencias.

En ese sentido, se utilizará la información suministrada por ENSA en el documento de respuestas a la Consulta Pública presentada en el numeral *Revisión de los Costos que se esperan sean Capitalizados el I Semestre del 2014* del capítulo *III.2. BASE DE CAPITAL*.

Respecto del ajuste aplicado a la información del primer semestre de 2014, el mismo responde a considerar principalmente los siguientes cuatro aspectos:

- De acuerdo a la metodología establecida, a las capitalizaciones presentadas por las empresas, basadas en la información contable, se analizan para verificar que hayan sido eficientes, y a aquellas que tienen costos superiores se les ha aplicado un factor de eficiencia; por lo que no hay razón que justifique que las capitalizaciones correspondientes al primer semestre de 2014 sean exceptuadas, por lo que también se les aplicará dicho ajuste por eficiencia.
- Esta información no fue presentada de acuerdo a lo indicado en el manual de cuentas regulatorio, lo cual dificultó su análisis.
- El nivel de capitalizaciones presentado por la empresa para el primer semestre de 2014 es sensiblemente superior al nivel de inversiones que históricamente ENSA ha realizado para un periodo similar. En efecto, ENSA ha declarado capitalizaciones en el primer semestre de 2014 por B/. 53 millones, y si comparamos con el promedio semestral histórico de B/.16 millones, representa más del 300% de incremento. Este nivel de crecimiento en las capitalizaciones conlleva necesariamente un incremento de los recursos necesarios para la gestión, coordinación, logística y ejecución de las obras, que parece difícil que las mismas puedan realizarse eficientemente considerando los niveles de ejecución históricos.
- La información suministrada es aún una estimación de lo que sería el costo de las obras. Por esta razón se mantiene el ajuste del Factor de eficiencia.



Resolución AN No. 366-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 6

13.3. COMENTARIOS A LA BASE DE CAPITAL – Criterios para el Análisis de Eficiencia

ENSA solicita que se revisen los criterios para el análisis de eficiencia a las inversiones realizadas, ya que el análisis de precio en relación con las referencias internacionales, tuvo un impacto menor en las inversiones reconocidas, por lo que los recortes realizados no están enviando una señal de eficiencia de precios. Consideran que las razones que más afectaron el reconocimiento de las inversiones realizadas por ENSA fueron: no contar con fecha considerada como válida (-\$7.2 MM), y no contar con un registro determinado como adecuado de mano de obra o materiales (-\$16.5 MM), por lo que proceden a explicar cada uno de estos casos:

1. Fecha fuera del periodo: La fecha que aparece en la base de datos no necesariamente refleja la fecha en que es capitalizado el proyecto, esta fecha puede corresponder a la finalización de las obras o es la fecha de alta original del activo sobre el cual se está trabajando. Por esta razón, se indica en el campo de "Observaciones" de la base de datos del Sistema Regulatorio Unificado de Cuentas (SRUC), que el proyecto fue capitalizado en el año de análisis y se debe tomar como un activo adicionado ese año.
2. Registros no adecuados de material y mano de obra: Como comentaron en la nota DME-094-14 del 24 de febrero de 2014, y en la información solicitada por ASEP en la reunión del 2 de abril de 2014, el análisis de los montos declarados de mano de obra y material no se puede realizar por descriptor, se debe realizar por la totalidad del proyecto, y adicionalmente, se debe tomar en cuenta que los proyectos pueden realizarse a través de varios años, ya que en un proyecto con varios tipos de registro no siempre se puede separar la mano de obra. Finalmente, en muchas ocasiones, no se registran montos de mano de obra al ser equipos instalados directamente por personal de ENSA, cuyo salario es registrado como gastos.

ANÁLISIS DE LA ASEP

En primer lugar es necesario mencionar que el manual de cuentas regulatorio establece claramente el procedimiento que debe seguir la empresa, qué información y en qué momento debe incorporarse. Como ejemplo, la fecha a informar corresponde a la fecha de puesta en servicio de la instalación, el registro debe contener todos los costos, adecuadamente desagregados, e incorporados en su totalidad en la fecha mencionada. No es posible realizar adiciones parciales, ni adiciones de activos que no están en condiciones de cumplir su función en el sistema eléctrico de las distribuidoras.

Por otro lado, se observan innumerables inconsistencias en la información presentada por la empresa lo que dificulta el análisis de los registros, en algunos casos hasta el punto de hacer imposible el mismo. Del análisis surgen registros que parecieran ser adiciones parciales de obras, registros sin la adecuada desagregación de costos (registros sin mano de obra, sin materiales, etc.), registros con fecha de puesta en servicio incompatibles con el periodo que se está analizando, entre otras inconsistencias.

No obstante lo indicado, el objetivo del análisis de las capitalizaciones no es desconocer las inversiones presentadas sino procurar que las inversiones que se reconozcan en la Base de Capital regulatoria, sean eficientes y que correspondan efectivamente a una expansión del sistema de distribución y comercialización.

Sin embargo, en algunos casos la forma en que ha sido presentada la información hace inviable su análisis, razón por la cual se utilizó un esquema general. Cabe indicar, que si bien no se ha utilizado la sugerencia de ENSA, si se han modificado los criterios para aquellos casos que se deben a problemas de registro de las

OP



Resolución AN No. 360-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 7

inversiones, con la finalidad de reducir el margen de eliminación, como se señala a continuación:

- **Mano de obra:** se redujo el espectro que descarta dichas inversiones a menos del 1% y más del 99% del monto de la inversión, es decir los registros que presentan una participación de la mano de obra sobre el total, cuyo valor sea menos al 1% o que excede el 99%, han sido ajustados por un factor de 0,8.
- **Materiales:** se analizaron aquellos casos en donde esta revisión tiene impacto relevante, en esos casos (años 2012 y 2013) se determinaron aquellos registros relevantes (> \$100.000) y a estos se les afectó por un factor de 0,8.

13.4. COMENTARIOS A LA BASE DE CAPITAL – Criterios para el Análisis de Eficiencia- Consideraciones Particulares

Solicitan que ASEP revise por renglón las explicaciones que presentan para la aplicación de los factores de la siguiente forma, por rubro:

- Subestaciones
 1. Para las inversiones en subestaciones, para los años 2010-2012, se propone aplicar el mismo factor de eficiencia de la propuesta.
 2. ASEP propone para las inversiones del 2013 un factor de eficiencia de 1. En la revisión de ENSA para el 2013 se solicita cambiar el valor utilizado por la ASEP de \$5.9 MM por el valor real reportado de las inversiones de 2013 para Subestaciones de 115 kv/MT que es \$6.3 MM.
 3. Para el primer semestre del 2014, solicita cambiar el monto total reportado de \$5.4 MM estimado por la ASEP por el monto reportado por ENSA de \$9.7 MM (ver nota No. DME-053-14), los cuales corresponden principalmente a la capitalización de la Subestación de Llano Bonito. Consideran que al monto reportado por ENSA se le debe aplicar el factor de eficiencia aplicado por la propia ASEP (0.997).
- Proyectos de Red de Distribución
 1. Utilizar para los costos capitalizados en el 2013 \$25.2 MM, según se indica en las notas DME-053-14, DME-146-14.
 2. Para el primer semestre del 2014, que sean prorrataeados únicamente \$24.8 MM utilizando las cuentas regulatorias, específicamente de la Red de Distribución y utilizando el promedio del total capitalizado entre el 2010 y 2013.
- Líneas Aéreas de 13.8 kV

Para el caso de las Líneas Aéreas de 13.8 kV, los costos eficientes de referencia proporcionados por la ASEP del mercado eléctrico de México, el valor ponderado por tipo de línea y cantidades, dan como resultado un costo unitario de \$26,871.60/km, que resulta superior comparado con el costo real de \$23,732.88/km, por lo que solicitan que se reconozca el 100% de los costos reportados por ENSA al ser mucho más eficientes.
- Líneas Subterráneas de 13.8 kV

Para el caso de las Líneas Subterráneas de 13.8 kV, los costos eficientes de referencia proporcionados por la ASEP del mercado eléctrico de México, el valor ponderado por tipo de línea y cantidades, dan como resultado un costo unitario de \$133,782.97/km, muy superior al costo unitario real de



Resolución AN No. 7456-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 8

\$67,755.50/km, por lo que solicitan que se reconozca el 100% de los costos reportados por ENSA al ser mucho más eficientes.

- Centros de Transformación de 13.8 kV

Para el caso de los Centros de Transformación de 13.8 kV, los costos eficientes de referencia proporcionados por la ASEP del mercado eléctrico de México, el valor ponderado por tipo de transformador y cantidades, dan como resultado un costo unitario de \$88.37/kVA, muy superior al costo unitario real de \$38.75/kVA, por lo que solicitan que se reconozca el 100% de los costos reportados por ENSA al ser mucho más eficientes.

- Líneas de Baja Tensión (aéreas y subterráneas)

Para el caso de las Líneas de Baja Tensión (aéreas y subterráneas), los costos eficientes de referencia proporcionados por la ASEP del mercado eléctrico de México, el valor ponderado por tipo de línea y cantidades, dan como resultado un costo unitario de \$16,599.53/km, superior al costo unitario real de \$13,953.79/km, por lo que solicitan que se reconozca el 100% de los costos reportados por ENSA al ser mucho más eficientes.

- Acometidas

En el caso de las acometidas, señalan que no hay evidencia de que la ASEP realizó estudios de eficiencia de precios como lo establece la Ley 6, por lo que solicitan que se reconozca el 100% de los valores presentados por ENSA.

Señalan que tal como se indicó en los informes adjuntos a la nota DME-053-14, el costo unitario establecido en el IMP 2010-2014 para medidores y acometidas es de \$134. El 89.72% del total de medidores instalados corresponden a medidores BTS monofásico sin demanda. El costo promedio de instalación es de \$90.65 por vivienda, de los cuales \$50.75 corresponden al medidor y \$39.9 a la acometida aérea.

De acuerdo a los costos capitalizados en acometidas para los años 2010 - 2012 y el número de unidades registradas, el costo unitario por tipo de acometida se establece a continuación:

Descripción	Total		
	Total	Unidades	Costo Unitario
MAR Servicios monofásicos aéreos (residenciales)	3,330,507.67	85,412	38.98
MCA Servicios monofásicos tipo comercial (aéreos)	95,234.32	781	121.94
TCA Servicios trifásicos Comerciales (aéreos)	14,089.88	82	171.72
Subtotal aéreo	3,438,822.87	86,275	39.87
 MCS Servicios tipo comercial (subterráneos)	2,758,135.41	3,074	897.57
TGS Servicios trifásicos grandes clientes (subterráneos)	1,723,418.96	702	2,455.01
Subtotal Soterrado	4,482,554.38	3,776	1,187.12
 N/A			
Total Acometidas	7,922,377.24	80,051	87.88

Acometidas Aéreas: todo cliente con interruptor principal de 200 amperios o menos, salvo algunas excepciones como acometidas de hijo, es conectado a la red eléctrica a través de una acometida aérea. Estas acometidas principalmente son de aluminio de 3 o 4 hilos, dependiendo si el suministro es monofásico o trifásico.

Acometidas Soterradas: este tipo de acometida es aplicable a clientes o edificaciones con interruptor principal superior a los 200 amperios, es decir, son típicamente utilizados en suministros o edificaciones de alto consumo, edificios de oficinas o residenciales, centros comerciales, industria entre



Resolución AN No. 3456 -Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 9

otros. Los cables utilizados principalmente son de cobre con calibres de 4/0 AWG o mayores, por lo que los costos en comparación con las cometidas de aluminio son mucho mayores.

- Proyectos de Soterramiento

ENSA propone reconocer la totalidad del Proyecto de Soterramiento de Colón al ser un proyecto aprobado por la ASEP y realizado por el Ministerio de Obras Públicas. Tomando en consideración de que se trataba de un proyecto llave en mano, no se cuenta con apertura de mano de obra y materiales. Y a los \$5.0 MM del proyecto para la línea subterránea de la subestación Llano Bonito (anteriormente Corredor Sur), proponen aplicarle la misma eficiencia de 0.997 aplicada a los proyectos de Subestaciones.

- Comercialización

ENSA señala que para esta línea de negocio, no está claramente identificado si la ASEP aplicó el criterio de eficiencia por precio, como lo establece la Ley 6. Indican que el origen de los recortes aplicado por la ASEP del 2010 a 2013, es principalmente debido a que los proyectos tienen una fecha considerada como no válida (\$0.8 MM), por tener una partida de mano de obra considerada como no adecuada (\$1.0 MM), y por no tener asignadas partidas de material (\$0.7 MM). Detallan que para la estimación del primer semestre de 2014, la ASEP estimó una inversión de \$4.5 MM, a la cual se le aplicó un recorte de 20% mayor al recorte aplicado de 2010 a 2013 (17%).

En ese sentido, señalan que:

- El 54% de los costos reportados corresponden a medidores BTS monofásico cuyo costo de instalación fue de \$49.4 por medidor. También señalan que conforme se indica en la ley para el supuesto de eficiencia se comparó con información obtenida de empresas de distribución en Guatemala, el precio de referencia sería \$68.8 por medidor.
- En el caso de los medidores BT Trifásico 120/480 con demanda y TX representó el 14.2% del total, cuyo costo unitario de instalación fue de 453.7/medidor, mientras que el precio eficiente aprobado por ASEP en la Revisión Tarifaria 2010-2014 fue de \$555.28 (según archivo CC-01-AD-2008-ELEKTRA.xls).
- En el caso de los medidores BT Trifásico 120/480 con demanda (comercial) representó el 11.7% del total de \$8.7 MM, cuyo costo unitario de instalación fue de \$209.7/medidor (el costo de referencia es del mercado eléctrico de Guatemala).

Basado en lo anterior, la propuesta de ENSA para el reconocimiento de las inversiones de Comercialización, es la siguiente:

- Para los medidores BTS monofásico, BT Trifásico 120/480 con demanda TX y BT Trifásico 120/480 con demanda (comercial), reconocer el 100% por estar dentro del margen de las referencias internacionales.
- No aplicar el criterio de fecha fuera del periodo, ya que estos activos fueron capitalizados en los años en que fueron reportados efectivamente, tal como se muestra en las bases de datos reportadas para cada año del Sistema Reguladorio Unificado de Cuentas (Campo "Observaciones").
- Las eficiencias aplicadas por partidas consideradas como no adecuadas (Material y Mano de Obra) son principalmente aplicadas a la cuenta de "Sistema de Medidores y Accesorios". En esta propuesta se utiliza para esta cuenta una eficiencia de 89%, basada en lo aprobado por la ASEP en la revisión anterior.



Resolución AN No. 766-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 10

- Utilizando la inversión reportada por ENSA para el primer semestre de 2014, utilizar una eficiencia de acuerdo a la histórica para la cuenta "Sistema de Medidores y Accesorios". En esta propuesta se utiliza 89%.
- Alumbrado Público

ENSA señala que observa una gran variabilidad en los porcentajes de eficiencia reconocidos, lo cual pudo haber sido ocasionado por las variaciones puntuales en las capitalizaciones producto de la implementación del nuevo Sistema Máximo, tal como fue notificado oportunamente a la ASEPA, por esta razón, considera que el criterio aplicado por la ASEPA en el análisis de las empresas comparadoras debe también ser aplicado en la determinación de los costos eficientes de las empresas distribuidoras.

La propuesta de revisión de ENSA es utilizar los valores presentados por ENSA mediante informes adjuntos a la nota DME-053-14, así:

- En el caso del crecimiento vegetativo que representa \$4.4 MM, el 60% del total de costos reportados, el costo unitario de instalación fue de \$160/lum, cuando el costo unitario aprobado por la propia ASEPA en el IMP fue de \$195/ Lum. Por lo que se solicita que se reconozca el 100% de los costos reportados por ENSA.
- Al balance de los costos reportados se les aplicaría el 88% que es el porcentaje históricamente aplicado a este rubro.
- Propiedad Planta y Equipo

Para este rubro ENSA propone:

- Reconocer el 100% del nuevo sistema comercial, tomando en consideración el análisis comparativo (Benchmark) adjunto a la nota DME-053-14, en donde ENSA sustentó el monto invertido, así como la nueva información comparativa con Guatemala que se plasma en el documento presentado.
- Reconocer el 100% en el costo de los terrenos. No aplicar el criterio de falta de m² (área), para los terrenos ni para las mejoras a edificios, toda vez que el metraje asociado a cada terreno, fue detallado oportunamente a la ASEPA mediante los informes adjuntos a la nota DME-053-14, aunado a que dicha información consta en el Registro Público de Panamá.
- No aplicar el criterio de fecha fuera del periodo, ya que estos activos fueron capitalizados en los años en que fueron reportados efectivamente, tal como se muestra en las bases de datos reportadas para cada año del Sistema Regulatorio Unificado de Cuentas (Campo "Observaciones").
- Para el resto de las inversiones aplicar una eficiencia más cónsana con la ya aplicada históricamente para esta línea de negocio (90%).

ANÁLISIS DE LA ASEPA

Es conveniente resaltar que la evaluación de las capitalizaciones informadas por las empresas, se realiza sobre la base de la información presentada en la contabilidad regulatoria. Sobre la base del análisis de esta información es que se determinan los niveles de eficiencia de las mismas. En la medida que la presentación se realice cumpliendo con lo indicado en la normativa, se estará reduciendo la asimetría de la información, permitiendo aplicar criterios menos discrecionales que los que resulta necesario aplicar cuando esta información no puede ser adecuadamente analizada, por motivo de las inconsistencias de registro mencionadas en líneas superiores.



Resolución AN No. 3656-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 11

De acuerdo a lo señalado anteriormente, se han incorporado modificaciones a los criterios de análisis de la información de modo que se incorporen capitalizaciones, pero considerando un factor de 0.8 que tome en cuenta la asimetría de información existente producto de dichas inconsistencias. De esta forma, muchos de los cuestionamientos de las empresas han sido tomados en consideración.

Por otro lado, es conveniente resaltar que el análisis de la información presentada por la empresa, considera una visión global o agregada de las obras lo que dificulta su análisis y en ciertos casos incompatible.

Respecto a las observaciones específicas, se responde lo siguiente:

- **Subestaciones**

La información base de las capitalizaciones de los años 2013 y primer semestre de 2014 fue modificada de acuerdo a lo observado y a la nueva información suministrada por la empresa. Respecto a los niveles de eficiencia a considerar, los mismos surgen del análisis realizado a la información de la contabilidad regulatoria y de la aplicación de los criterios detallados, que a la ASEP viene aplicando históricamente.

- **Proyectos de Red de Distribución**

La información base de las capitalizaciones de los años 2013 y primer semestre de 2014 fue modificada de acuerdo a lo observado y a la nueva información suministrada por la empresa.

- **Líneas Aéreas de 13.8 kV**

El análisis de las capitalizaciones es realizado sobre la base de los registros presentados en la contabilidad regulatoria. El mismo solo se realiza cuando el vano que se determina a partir de la información contenida en el código descriptivo se encuentra en un rango razonable, caso contrario resulta imposible la comparación, de esta forma se asegura la consistencia de la comparación.

Por otro lado, como se mencionó antes, y este caso así lo deja en evidencia, cuando se realiza un análisis global se obtienen unas conclusiones que son distintas a las que se obtienen cuando se realiza el análisis sobre los registros de la contabilidad regulatoria. El análisis global propuesto invisibiliza aquellos casos en donde claramente se puede observar un costo excesivo para la obra analizada.

- **Líneas Subterráneas de 13.8 kV**

Ídem líneas aéreas de 13.8 kV. La condición analizada para realizar la comparación es la existencia de volumen de zanja.

- **Centros de Transformación de 13.8 kV**

Ídem líneas aéreas de 13.8 kV

- **Líneas de Baja Tensión (aéreas y subterráneas)**

Ídem líneas aéreas de 13.8 kV

- **Acometidas**

Debido a la variabilidad de tipos de acometidas dada por las diferentes secciones, tipo de conductor, fases, etc. Se hizo imposible plantear una comparación que pueda resultar razonable. Por estos motivos fue que se decidió no aplicar la comparación con costos de referencia. No obstante lo dicho, cada registro debe cumplir con los criterios planteados para determinar si el mismo es considerado una inversión, los cuales han sido modificados.

- **Proyectos de Soterramiento, Proyectos de Comercialización, Alumbrado Público y propiedad, Planta y Equipo.**



Resolución AN No. 766-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 12

El criterio de análisis ha sido la revisión de los registros de la contabilidad regulatoria, en la medida que los mismos cumplan con lo requerido por la normativa vigente estos registros no se verán afectados por ninguno de los criterios de evaluación de inversiones que han sido aplicados.

No obstante, sobre la base de los comentarios de la empresa, se modificaron los criterios de ajuste de mano de obra y de materiales de modo de que sean menos rígidas las reglas utilizadas para la determinación del factor de inversión, de forma de no descartar información por problemas de registro. El resto de los criterios adoptados se mantienen.

A continuación, dada su relevancia, se responden específicamente los aspectos relativos a Soterramiento.

Respecto del proyecto de soterramiento Colón reportado en el archivo de capitalizaciones del año 2013 bajo el código de proyecto C-2-10-2013-0001-21-09-CO, se ha incluido la información total suministrada por la empresa, tomando en consideración que este proyecto fue realizado con la coordinación del Ministerio de Obras Públicas.

Respecto del proyecto para la línea subterránea de la subestación Llano Bonito también se decidió reconocer la totalidad de la inversión declarada por la empresa, por considerar que la misma tuvo problemas asociados a protestas de la comunidad por donde pasaba la instalación lo que trajo como consecuencia la necesidad de efectuar cambios en su ruta original.

13.5. COMENTARIOS A LA BASE DE CAPITAL A JUNIO 2014

ENSA solicita que la Base de Capital Bruta y la Base de Capital Neta sea modificada en función de:

- Revisión del método de depreciación aplicado por la ASEPA a las adiciones del 2002 al 2009

Indican que para obtener los valores de la Base de Capital Neta, se hacen varios cambios a la metodología aplicada en períodos anteriores, los cuales afectan el valor de depreciación acumulada. Los principales cambios introducidos en la propuesta de ASEPA son:

- Se aplica la depreciación equivalente a la mitad de un año para los activos adicionados en el año de análisis (año n):

Para aplicar la depreciación del primer año de los activos se realizan cambios en la formulación de las pestañas AA-01-20XX (dentro del archivo AA_ENSA.xls), estos cambios también afectan el resultado de la depreciación acumulada reconocida para activos adicionados en años anteriores. Por ejemplo para un activo adicionado en el 2009, se le reconoce una depreciación acumulada equivalente a dos años (2009 y 2010) como si todos estos activos fueran capitalizados a inicios del año. Entendemos que en este caso, la intención del cambio era reconocer depreciación acumulada por un año y medio para los activos adicionados en años anteriores al año 2009 y por medio año para los activos adicionados en el año 2010. ENSA solicita que se corrija este error.

- Se resta de la depreciación acumulada la depreciación acumulada de los retiros realizados en el año del análisis.

A partir del 2010, se está restando de la Depreciación Acumulada Total, la Depreciación Acumulada de los activos retirados en cada año. Señalan que este cambio es correcto, pero para ser consistente con la reevaluación



Resolución AN No. 7656/Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 13

de las depreciaciones de períodos anteriores, solicitan incluir la depreciación acumulada asociada a los retiros realizados en los años 2002 a 2009.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Se ha analizado el argumento presentado y se observa que lo indicado con respecto de la depreciación equivalente a mitad de año es correcta y que, por ende, se acepta el comentario y se procederá a realizar la modificación correspondiente, en la Base de Capital y en el Modelo de Cálculo del IMP.

Respecto de la depreciación acumulada de retiros, se debió adoptar el cambio metodológico indicado en virtud de la falta de información referida a los mismos. La ASEP considera que la metodología aplicada es correcta, toda vez que para los retiros acumulados en cada año se descuenta la depreciación acumulada de dichos retiros.

13.6. COMENTARIO SOBRE LAS INVERSIONES EFICIENTES EN DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN PARA EL PERÍODO 2014-2018

ENSA indica que el monto total en Inversiones considerando las determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia y las no contempladas en las ecuaciones es por \$252. MM. Propone que las Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia sean por un máximo de \$84.3 MM. Considera que el monto de inversiones eficiente debe ser revisado por lo siguiente:

1. Las inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencias deben ser revisadas en función de las ecuaciones de eficiencia finales, como resultado de la revisión de las empresas comparadoras.
2. Las inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia deben revisarse en función de los siguientes factores que afectan a la empresa:
 - La capacidad financiera de ejecución en inversiones de la empresa para el periodo, se resumen de la siguiente manera:
 - En el periodo de 4 años, ENSA pudiera acumular un máximo de \$90.0 MM en depreciación.
 - La capacidad de endeudamiento depende del Ebitda y ésta a su vez, depende de los resultados de esta revisión tarifaria.
 - Con una revisión del IMP según las propuestas de ENSA, el Ebitda podría mejorar y estar entre \$80.0 MM y \$85.0 MM, con lo cual la capacidad de endeudamiento podría estar entre \$240 MM y \$255 MM. La deuda actual es de \$196 MM, por lo que solamente se podrá incrementar entre \$44.0 MM y \$59.0 MM en el periodo de 4 años.
 - Para cumplir con este nivel de inversiones, la empresa tendría que retener en dividendos aproximadamente \$100 MM en los próximos cuatro años, o bien, los accionistas (incluyendo al Estado que es dueño del 48.25% de las acciones) tendrían que capitalizar a la empresa por este monto. Por este motivo, considera que este nivel de las inversiones solo podrá ser ejecutado mediante aporte no reembolsable del Estado.

Solicitan que el monto de las inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia sean revisadas conforme las siguientes observaciones:



Resolución AN No. 7656-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 14

Revisión de las inversiones en Subestaciones

Con relación a la Tabla 52, página 54: Inversiones adicionales en subestaciones de AT para el período 2014-2018:

- **La Nueva S/E 24 de Diciembre**, inició su construcción en el actual período tarifario, por lo que se tienen inversiones (en Proceso y Reservas) que capitalizarán una vez entre en operación la nueva subestación. Estas inversiones ascienden a B/.4,862,746, conforme a la información remitida por ENSA mediante respuesta a la nota DSAN 2923-2013 Capítulo 2 (31/01/2014) en páginas 13 y 16.
- **Para el caso del proyecto de S/E Gonzalillo**, el monto indicado de B/.1,000,000 corresponde sólo a la adquisición del terreno donde en un futuro se construirá la nueva subestación.
- **Para los proyectos Nueva S/E Costa del Este y LATs Costa del Este**, se han actualizado los costos del proyecto debido al reciente ajuste salarial acordado entre la CAPAC y los trabajadores.

En el caso de las Subestaciones las inversiones proyectadas se propone que sea la siguiente:

	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Nueva S/E 24 de Diciembre	3,000					3,000
Reemplazo TXB S/E BLM	1,000	1,500				2,500
Expansión Colón	850	640	5,068			7,158
Expansión I S/E Santa María		3,610				3,610
Nueva S/E Costa del Este		995	6,214	2,854		10,009
Expansión S/E Tinajitas				3,834		3,834
LAT Costa del Este	3,461	2,410	6,345	2,060		14,276
Sub Total S/E	4,650	9,211	9,013	12,559	8,748	44,381

Revisión de las inversiones en Proyectos Especiales

En la Tabla 53, página 55: Inversiones adicionales especiales para el período 2014-2018:

- **El proyecto denominado por ASEP “Soterramiento Ave. La Paz y otros”** muestra una inversión muy baja en comparación a lo que se estiman los costos de Soterramiento de Ave. La Paz solamente. El monto para el soterramiento de infraestructura eléctrica de la Ave. La Paz se estima en B/. 11,025,063. Cabe indicar además que en el caso específico del soterramiento de la Avenida La Paz, además de no estar en una vía principal, dicho proyecto al igual que todos los de soterramiento, no constituyen facturación adicional para la empresa (ya que constituye un reemplazo de la red aérea existente), y por ende, de por sí solos dificultan aún más su financiamiento, por lo que solicitamos sea eliminado como proyecto especial.
- **Integración del Darién \$26.7 MM.** El proyecto de integración de Darién al SIN, además de ser una inversión muy cuantiosa (\$26.7MM), el mismo realmente no constituye un mejoramiento en la calidad del servicio a los clientes, es más, podría ser todo lo contrario, ya que al servir la carga con plantas de generación locales, se obtiene una mejor confiabilidad que con largas líneas de distribución que deberán atravesar la selva. En su lugar proponemos desarrollar un tendido sobre la carretera (en lugar de dentro de las cercas de los potreros) para integrar las principales poblaciones de Darién (Tortí, Santa Fé y Metetí). El realizar estas inversiones se alinea con los planes del Estado de infraestructura de Salud, pues son necesarios para dar servicio al Centro de Atención Primaria de Tortí y el Hospital de Metetí, a la vez que se alinean con



Resolución AN No. 3654-Elec
de 25 de Julio de 2014
Página No. 15

el plan de integración de Darién. Por lo anterior, solicitamos modificar la inversión para este proyecto a \$5.0 MM.

Por las consideraciones antes expuestas, las inversiones en Proyectos Especiales propuesta por ENSA quedarían así:

	II Sem 2014	2015	2016	2017	I Sem 2018	Total
Integración del Darién			5,000			5,000
Refuerzo Potabilizadora de Pacora		75				75
Refuerzo Potabilizadora de Yoviza		34				34
Refuerzo de Antenas de Radiodifusión Santa Rita			309	309		618
Refuerzo de Antenas de Radiodifusión Cerro Oscuro	138					138
Medición Inteligente		991	1,200	3,051		3,242
Mejoras Líneas de MT		4,870	4,670	4,800		14,600
Sub Total S/E	138	5,970	11,379	6,220		23,707

ANÁLISIS DE LA ASEP

La propuesta de ENSA de limitar a B/.84.3 Millones las Inversiones Eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia, se rechaza por lo siguiente:

La ASEP realizó un análisis financiero para verificar la sustentabilidad financiera del IMP resultante para el periodo 2010-2014, encontrándose que el EBITDA de la empresa es suficiente para cubrir los costos de explotación y de inversión de la empresa.

Adicionalmente, la ASEP realizó un análisis financiero detallado, basado en la información contable. Algunos aspectos generales que se concluyeron de dicho análisis, y a partir de la información suministrada por ENSA en la contabilidad regulatoria fueron:

- El ratio de endeudamiento total (pasivo / patrimonio neto) de la empresa fue, en 2012 y 2013, superior a 2, valor que indica un alto nivel de endeudamiento (en otras palabras, la estructura de financiamiento ha sido 70% deuda). De acuerdo a la información contable, ENSA constituye su estructura de capital en deuda de largo plazo.
- Este alto nivel de endeudamiento de largo plazo de la empresa observado en el periodo de estudio (2010 – 2013) es consistente con el bajo costo de financiamiento con capital de terceros en Panamá.
- Consistente con lo anterior, se observa que el apalancamiento de la empresa, o leverage, (que cuantifica el efecto que produce la estructura de financiamiento en la rentabilidad de los accionistas, producto de la parte de la inversión total que ellos no están financiando, pero por la que sí están obteniendo beneficios) muestra ratios superior a 2, en 2012 y 2013. Esto indica que la estructura de financiamiento adoptada ha generado mayor rentabilidad del capital.
- La elevada dependencia puede repercutir negativamente en la medida en que la diferencia entre el EBITDA y los intereses de la deuda no fuera suficiente para asegurar el pago de los mismos y generar recursos propios. Sin embargo, el ratio EBITDA / intereses, que indica la capacidad de flujo de caja operativo para pagar los intereses, muestra en general valores entre 7 y 9, mostrando que, hasta el momento, la aptitud de la empresa de afrontar los intereses con sus utilidades ha sido adecuado.
- Sin embargo, el ratio deuda / EBITDA de la empresa ha sido cercano a 4 en 2012 y 2013, algo por encima del valor máximo recomendado (3.5).
- La rentabilidad sobre activos (utilidad neta / activo) de la empresa muestra valores adecuados; en promedio 7.5% entre 2010 y 2013. La rentabilidad de los



Resolución AN No. 7474-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 16

accionistas (utilidad neta / patrimonio neto) aumenta anualmente, mostrando un valor medio de 22.6% en el período mencionado. Esta alta rentabilidad está principalmente asociada a la estructura de capital de la empresa (alto apalancamiento).

Considerando todo lo anterior, cabe indicar que la ASEP entiende que si bien la estructura de financiamiento adoptada es una decisión empresarial, no resulta razonable trasladar a los usuarios finales vía tarifas decisiones de financiamiento de la empresa que de alguna manera condicione el desarrollo del sistema eléctrico, toda vez que desde el punto de vista regulatorio la estructura de capital recomendable para las empresas reguladas, es aquella que esté en el rango de referencia utilizado en el cálculo del WACC para la determinación de la Tasa de Rentabilidad, aprobada mediante Resolución AN N° 7474-Elec. de 16 de junio de 2014 (Valor que en el estudio de este período estuvo en el orden de 0.50 a 0.57).

A continuación, se presentan las respuestas específicas a las observaciones de ENSA respecto de las Inversiones Eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia:

- La nueva S/E 24 de Diciembre; indican que la inversión asciende a 4.8 Millones, pero en el cuadro de inversiones de Subestaciones, mantienen la cantidad de B/. 3.0 Millones, por lo que se rechaza el nuevo monto por asimetría de la información suministrada.
- Proyecto S/E Gonzalillo; efectivamente, en el período tarifario 2014-2018, no se incluirá el costo por B/. 1.0 Millones, debido a que este solo comprende la adquisición del terreno.
- Para los Proyectos Nueva S/E Costa del Este y LATs Costa del Este; se ha aceptado lo solicitado.

Respecto de la solicitud de revisión de las inversiones en Proyectos Especiales, comentamos lo siguiente:

Proyecto denominado “Soterramiento Ave. La Paz u otros”; Se mantiene el monto para soterramiento. No obstante, se solicita a la empresa hacer un análisis de verificación de si se realiza la inversión en la Avenida La Paz o en otro lugar que se requiera con mayor necesidad, por lo que se ha modificado el nombre de este proyecto.

Integración del Darién; la propuesta de ENSA de reducir para el período tarifario 2014-2018, la inversión de B/.26.7 Millones a B/.5.0 Millones, en principio se rechaza en virtud que estos proyectos son compromisos adquiridos por ENSA al firmar su Contrato de Concesión de Distribución 2013-2018. No obstante se revisó la información y se determinó que la inversión necesaria es de B/.16.2 Millones y no de B/.26.7 Millones, de los cuales B/.5 Millones, que dependen de S/E de ETESA, posiblemente no puedan completarse en el próximo período, por lo que finalmente se decidió considerar para esta inversión un total de B/.11.2 Millones.

Con estos ajustes y el nuevo monto para inversiones producto del establecimiento de nuevas ecuaciones de eficiencia, la inversión para ENSA se resume como se presenta a continuación:

Inversiones	Consulta Pública	Aprobadas
Inversiones determinadas a partir de las Ecuaciones de Eficiencia	142,650,858	173,163,929
Inversiones Eficientes no contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia	109,876,631	97,898,809
Total de Inversiones	252,527,489	271,062,738



Resolución AN No. 7656-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 17

Como se puede observar, el monto para inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia previsto en la consulta pública de B/.109.9 millones ha quedado en B/.97.9 millones, reduciendo el impacto en el nivel y requerimiento de capacidad de ejecución de ENSA.

13.7. COMENTARIO SOBRE LAS INVERSIONES EFICIENTES EN ALUMBRADO PÚBLICO

ENSA propone que ASEP tome las inversiones propuestas por ellos en las fechas originalmente indicadas y que se revisen los costos debido al reciente ajuste salarial acordado entre la CAPAC y los trabajadores.

En ese sentido, señalan que en la información enviada en el Anexo 1: Detalles de Inversiones Previstas 2014-2018 el 26 de febrero de 2014 como respuesta a nota DSAN 0559-2014, se presentó el cronograma de inversiones en Alumbrado Público:

- **Para el caso de alumbrado de Corredores**, han ajustado el cronograma de ejecución para dar inicio al proyecto a partir del segundo semestre 2014. Por otro lado, debido al reciente ajuste salarial acordado entre la CAPAC y los trabajadores, han actualizado los costos del proyecto a B/.7,071,641 y presentan el siguiente cronograma actualizado del proyecto de iluminación de Corredores:

Proyecto Iluminación de Corredores	2014	2015	2016	2017	Total 2014-2018
Inversión (miles US\$)	1,701	3,227	1,978	166	7,072
Cantidad de Luminarias (aproximado)	458	869	533	45	1,904

- **Para proyectos Especiales**, ENSA envió a la ASEP una propuesta valorada en 952 luminarias (\$934,706) y facilitó un listado de proyectos con 2,671 luminarias adicionales (\$1,021k) para completar los últimos \$195,706 y completar una inversión propuesta para proyectos especiales de \$1,130,412. En la propuesta de IMP la ASEP unió ambas tablas para un total de \$2,152,189. Este nuevo monto está \$1,021,777 por encima de lo propuesto por ENSA.

ENSA propone que las Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia sean por un máximo de \$84.3 MM con los proyectos que se detallan a continuación:

Periodo 2014-2018 - No contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia Propuestas por ENSA

	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	Total
AP Crecimiento Vegetativo	380,000	265,000	276,000	432,000	1,353,000
AP Corredores	1,701,000	3,227,000	1,978,000	166,000	7,072,000
AP Proyectos Especiales	283,000	283,000	283,000	283,000	1,132,000
Subestaciones	9,455,500	9,112,000	10,786,000	15,027,500	44,381,000
Inversiones Especiales	3,123,000	8,674,500	8,799,500	3,110,000	23,707,000
Electrificación Rural	1,657,000	1,657,000	1,657,000	1,657,000	6,628,000
Total	16,599,500	23,218,500	23,779,500	20,675,500	84,273,000

ANÁLISIS DE LA ASEP

El Alumbrado Público cumple una función de seguridad para la ciudadanía del país, además que es una obligación establecida en su Contrato de Concesión de Distribución, razón por la cual no se acepta la propuesta de revisar las fechas originalmente propuestas y la revisión de costos propuesta por ENSA.

Respecto al argumento de revisión de costos por ajuste salarial con la CAPAC, para el caso del alumbrado de los Corredores, el aumento de costos propuestos para el año 2015 de 2.05 Millones a 3.27 Millones, implica un aumento del 60%, lo cual no ha sido debidamente justificado.



Resolución AN No. 7650-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 18

No obstante, para los proyectos especiales se ha reducido el monto de inversiones a aproximadamente el 53% de los previstos en la Consulta Pública.

13.8. RESUMEN DE LAS INVERSIONES APROBADAS – ANÁLISIS DE LA ASEP:

Como se puede observar se han realizado ajustes a las inversiones adicionales propuestas en la Consulta Pública, en atención al análisis realizado a los puntos expuestos por ENSA. No obstante, no se puede limitar a B/.84.2 Millones las inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia, en razón de las respuestas a los numerales 13.6 y 13.7.

La Resolución AN N°7650-Elec del 25 de julio de 2014 por la cual se resuelve el recurso de reconsideración presentado por ENSA y el recurso de reconsideración presentado por EDEMET y EDECHI, ambos en contra de la Resolución AN N° 7512-Elec de 24 de junio de 2014, se indicó que las empresas deben presentar a la ASEPA un programa de inversión y mantenimiento que asegure el restablecimiento del sistema de distribución, en el cual se establezca un orden de atención para reducir el nivel de interrupciones iniciando con aquellos que tienen un mayor número de clientes asociado.

Cabe destacar que las inversiones que surgen de las ecuaciones de eficiencia permiten continuar con el programa de instalación de medidores prepago en el periodo, teniendo en cuenta que la ASEPA considera que este mecanismo de medición conlleva un cambio en la atención del servicio que favorece a los clientes de bajos recursos o con sistemas de trabajo jornaleros, ya que les facilita la obtención del servicio en base a los ingresos que van recaudando. Además, es un sistema que favorece el control de pérdidas de energía.

Adicionalmente se ha agregado un Fondo Para Obras Especiales por la suma de B/.2.5 millones, cuya finalidad es que el mismo sea utilizado para obras de electrificación u otros que surjan dentro del periodo con carácter de prioridad y que no hayan sido previstas a la fecha. Esto ha sido considerado por lo indicado en el Contrato de Concesión en su cláusula 26, literal x), que establece lo siguiente:

x) El **CONCESIONARIO** está obligado a realizar aquellas inversiones obligatorias que sean aprobadas por la **AUTORIDAD** en cada periodo tarifario. La Autoridad podrá adecuar las inversiones aprobadas a los requerimientos que surjan durante el periodo tarifario correspondiente.

Las inversiones para el periodo quedarán como se presentan a continuación:

DESCRIPCIÓN	En miles de Balboas (B/.)
INVERSIONES EN ALTA TENSIÓN	
Nueva S/E 24 de Diciembre	3,000
Reemplazo TX9 S/E BLM	2,500
Expansión Colon	7,158
Expansión S/E Santa María	3,610
Nueva S/E Costa del Este	10,003
Expansión S/E Tinajitas	3,834
LATs Costa del Este	14,276
SUBTOTAL	44,381
INVERSIONES ADICIONALES ESPECIALES	
Soterramiento Ave de la Paz y otros	6,500
Integración del Darién	11,200



Resolución AN No. 3656-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 19

DESCRIPCIÓN	No miles de Balboas (B/.)
Confiabilidad de Plantas Potabilizadoras	109
Confiabilidad Plantas Radiodifusoras	755
Medición Inteligente	3,242
Mejoras Lineas MT	14,600
Electrificación Rural	6,629
SUBTOTAL	43,035
ALUMBRADO PÚBLICO	
Crecimiento Vegetativo	1,352
Adecuación a normas (Corredores)	5,500
Proyectos especiales	1,131
SUBTOTAL	7,983
FONDO PARA OBRAS ESPECIALES	
Fondo para obras especiales	2,500
SUBTOTAL	2,500
TOTAL	97,899

13.9. COMENTARIOS SOBRE LA BASE DE CAPITAL PROYECTADA DEL PERÍODO 2014- 2018

ENSA señala que la Base de Capital Bruta y Neta Proyectada debe ser modificada para considerar las siguientes revisiones:

- Revisión de la Base de Capital Bruta y Neta para el año Base de acuerdo a los nuevos costos reportados y reconocidos.
- Revisión de la metodología de depreciación de la Base de Capital Proyectada.

En la propuesta de la ASEPA se destaca que para obtener la depreciación del año “n”, la tasa de depreciación fue aplicada sobre la Base de Capital Bruta corriente (del año “n”).

Para determinar la Base de Capital Neta al 30 de junio del 2014, la ASEPA calculó la depreciación del año “n” aplicando la tasa de depreciación sobre la suma de la Base de Capital Bruta del año anterior “n-1” más el 50% de las inversiones corrientes (del año “n”)

ENSA considera que para la determinación de la Base de Capital Neta proyectada para el periodo jul 2014- jun 2018, la ASEPA debió ser coherente y consistente y aplicar la misma metodología aplicada al 30 de junio del 2014.

ANÁLISIS DE LA ASEPA

Se ha analizado el argumento presentado y se observa que el mismo es correcto, motivo por el cual se acepta el comentario y se procederá a realizar las modificaciones correspondientes.

13.10. COMENTARIOS SOBRE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO

En relación a los costos de O&M para el alumbrado Público, la ASEPA propone \$6.1 por luminaria, lo cual produce un estimado de \$648,530 anual. Este monto es similar al monto aprobado por la ASEPA en el periodo tarifario anterior; no obstante, en esta propuesta la ASEPA no considera que el nuevo periodo de



Resolución AN No. 3656-Elec
de 15 de julio de 2014
Página No. 20

concesión impone a las distribuidoras nuevas y más estrictas normas de calidad en el Alumbrado Público, que requieren mayores costos de O&M.

En términos generales los mayores impactos de estas nuevas normas de calidad en Alumbrado Público, son:

- 4 Recorridos Anuales Obligatorios, al exigir recorridos semestrales tanto en la noche como en el día en toda la Zona de concesión. Hoy en día el recorrido, gestión interna de ENSA no regulada, está en el orden de entre 1.5 a 2 recorridos completos de la red al año.
- Tiempos de atención de reportes a 7 días para urbano y 10 días para rural. Para referencia nuestro tiempo promedio de atención actual es de 15 días para reportes de clientes. Esto es así pues también se dedica recurso a lo detectado en recorridos.
- Penalizaciones asociadas al incumplimiento de los niveles de servicio, 10.00 diarios después del 7to día para urbano y 10.00 diarios a partir del 10mo día para rural. Para referencia las penalizaciones hoy en día son sólo por lo detectado en recorrido conjunto con ASEPA en la totalidad de un corregimiento y es sobre aquellos que resulten con 2% o más de inconsistencias cuya penalización a la misma es de 10.00 por luminaria apagada una sola vez y 3.00 por encendida una sola vez. El hecho de pasar de una gestión de alumbrado sin penalización a una con penalizaciones genera acciones de parte de las distribuidoras para evitar la penalización las cuales se traducen en un mejor servicio. Estas acciones no siempre son eficientes y tienen un costo que debe ser reconocido.
- Adicional a las acciones de campo, también hay nuevos sistemas informáticos a los cuales hay que dar mantenimiento para lograr los reportes requeridos por la nueva regulación.

En virtud de lo anterior, ENSA requiere aumentar sus gastos de operación y mantenimiento en alumbrado público en al menos \$750 mil al año, para así brindar el nivel de servicio exigido con la nueva norma y evitar o minimizar al máximo las penalizaciones a las que se verá expuesta.

ANÁLISIS DE LA ASEPA

El criterio adoptado por la ASEPA es el mínimo costo entre el valor aprobado en la revisión tarifaria anterior ajustado con las fórmulas establecidas para el ajuste tarifario y el valor real reflejado por las empresas para el año 2013 en los informes regulatorios. Los valores obtenidos fueron:

- Valor RT anterior ajustado: \$7,11 por luminaria
- Valor contable 2013: \$6,32 por luminaria (ajustado a Mayo 2014)

De esta forma el valor adoptado para determinar el costo de operación y mantenimiento del alumbrado público fue el obtenido del informe regulatorio del año 2013 ajustado a Mayo de 2014.

No se acepta lo solicitado por el cambio en la normativa de calidad, ya que esto no ha sido fundamentado en debida forma y consideramos que no va a ocasionar el costo indicado.

13.11. COMENTARIOS SOBRE EL DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS

ENSA solicita eliminar este descuento. Consideran que el nuevo criterio propuesto por la ASEPA de aplicar un descuento al IMP por las inversiones no ejecutadas (INVNE) en el periodo anterior, afecta de manera importante los ingresos, lo que reduce la capacidad de la empresa de operar bajando el O&M.



Resolución AN No. 3656 -Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 21

Considera que la propuesta de la ASEP de ajustar el IMP por las inversiones no ejecutadas en el periodo anterior debe ser eliminada, toda vez que infringe lo estipulado en el Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), donde se establece bajo qué condición se podría dar la posibilidad de devolución, además:

- Elimina el incentivo del sistema de Regulación de las Distribuidoras en Panamá
- Constituye una falta de continuidad y de coherencia

También señalan que utilizar las inversiones eficientes para determinar el INVNE causa una doble afectación financiera a la empresa distribuidora, ya que la Base de Capital es recortada en base a las inversiones eficientes.

ANÁLISIS DE LA ASEP

El análisis de este punto se dividirá en dos partes: un análisis legal y un análisis técnico.

• Análisis legal

De la revisión realizada por la Autoridad Reguladora con motivo de la Revisión Tarifaria, se ha podido determinar que las empresas distribuidoras no realizaron en tiempo y forma las inversiones que fueron reconocidas dentro de las sumas determinadas como Ingreso Máximo Permitido correspondientes al periodo tarifario 2010-2014, conforme a lo establecido en el artículo 98 de la Ley 6 de 1997.

En ese sentido, cabe indicar que conforme a lo establecido en los artículos 23 y siguientes del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario, así como en la Metodología del Cálculo del IMP para el periodo 2010-2014, a las inversiones que las distribuidoras debían realizar se les reconoció base de capital y depreciación.

Cabe advertir que, en atención al numeral 9 del artículo 19 de la Ley 26 de 1996 en concordancia con el numeral 6 del artículo 9 de la Ley 6 de 1997, tal cual quedó modificado por el Decreto Ley 10 de 2006, la Autoridad está facultada para supervisar y verificar la aplicación del Régimen Tarifario y de los valores tarifarios, de acuerdo a los mecanismos que se prevean en las leyes sectoriales, y establecer las medidas correctivas en caso de que dicha aplicación sea incorrecta o no esté debidamente sustentada.

A la fecha, las empresas distribuidoras no han justificado la razón por la cual las referidas inversiones fueron postergadas o no fueron realizadas, aun cuando conforme al Régimen Tarifario y las Metodología de Cálculo de IMP para el periodo 2010-2014, las mismas han sido incorporadas, incluyendo su cronograma anual de desembolsos; aunado a que el artículo 79 de la Ley 6 de 1997 les obliga, entre otras cosas, a prestar el servicio de manera regular y continua, con los niveles de calidad que se determine, manteniendo las redes en las condiciones adecuadas y ampliando cuando se requiera.

Es decir, que las empresas distribuidoras obtuvieron rentabilidad y depreciación sobre activos que aún no habían sido capitalizados o construidos, en perjuicio de los clientes regulados, quienes pagaron una tarifa en contraprestación.

• Análisis técnico

Entendemos que el esquema regulatorio vigente en Panamá introduce algunas particularidades que implican que el mismo no sea el modelo de empresa eficiente descrito por la empresa en su documento de comentarios. El VAD en Panamá se conforma, según su definición habitual, como la suma de los costos de capital, costos de explotación y costos de pérdidas de la red.

A handwritten signature in black ink is located in the bottom right corner of the page.



Resolución AN No. 3656-Elec
de 26 de julio de 2014
Página No. 22

En un modelo de “Empresa Eficiente” (de incentivos) puro, tanto los costos de explotación como los costos de capital son los que tendría una empresa eficiente. En esos casos, la base de capital surge, en general, de un modelo teórico que valoriza el valor nuevo de las instalaciones optimizadas y adaptadas a la demanda, de forma tal que las inversiones futuras están implicitamente remuneradas en la determinación de la base de capital, y usualmente asociadas al cumplimiento de determinadas metas de calidad de servicio.

El modelo regulatorio implícito en la normativa panameña tiene características híbridas: se asemeja a un sistema de “Empresa Eficiente” (Empresas Comparadoras, que fijan la referencia de precios) en lo que se refiere a los costos de administración, distribución, comercialización, pérdidas, y una parte de las nuevas ampliaciones de capital; pero tiene características de un sistema de control por tasa de retorno en lo que se refiere a los activos fijos existentes en el momento de fijarse la regulación tarifaria.

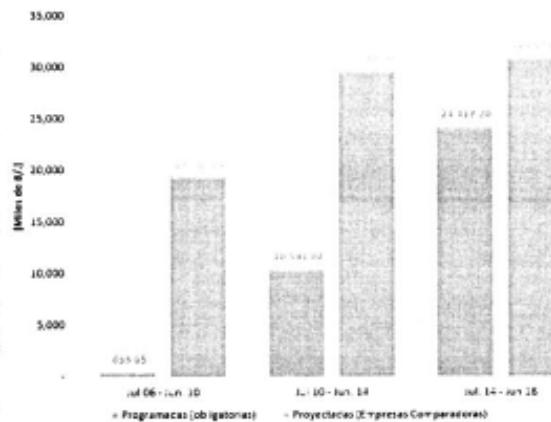
En la práctica, la base de capital (activos netos) se determina en Panamá a partir de:

- i. Los activos existentes al inicio del período tarifario, valorados de acuerdo a los libros contables. Estos activos surgen de la base de capital reconocida en el período tarifario anterior (la cual queda entonces blindada) y las inversiones realizadas durante el período tarifario anterior. Estas últimas surgen asimismo del valor de libros informado por la empresa, y de un factor de eficiencia determinado por el regulador sobre la base del análisis de la información de la empresa.
- ii. Los activos nuevos que se incorporarán durante el período tarifario (proyectados). Estas inversiones proyectadas durante el período tarifario son valoradas en parte en base a un modelo de empresas comparadoras eficientes, y en parte en base a inversiones adicionales específicas reconocidas por la ASEP, las cuales se asume que no forman parte de las Ecuaciones de Eficiencia; y tienen carácter de obligatorias.

De esta forma, se observa que la base de capital del valor contable de los activos que recoge las capitalizaciones realizadas por inversiones determinadas a partir de ecuaciones de eficiencia y las asociadas a inversiones específicas, que son de carácter obligatorio para la empresa, son verificadas antes de incluirlas en la Base de Capital regulatoria, a fin de no trasladar a los clientes aquellas que no hayan sido realizadas en forma eficiente.

En la gráfica siguiente se muestran las inversiones reconocidas en las últimas dos revisiones tarifarias, así como las propuestas en el IMP presentado en Consulta Pública.

ENSA – INVERSIONES OBLIGATORIAS Y “EFICIENTES” (PROMEDIO ANUAL DEL PERÍODO TARIFARIO)



Fuente: ASEP



Resolución AN No. 7656-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 23

Se observa que en el cálculo del IMP 2006-2010 solo se consideraron inversiones adicionales en Alumbrado Público.

Adicionalmente, también deja en evidencia que el descuento por inversiones adicionales no genera mayores incentivos "... a realizar inversiones sólo por elevar las tarifas...", considerando que desde el punto de vista del reconocimiento del costo de capital, el esquema tarifario actual se asemeja mucho más a un modelo tipo "Tasa de Retorno" (también denominado "Cost Plus"), que a un modelo tipo "Price Cap" o de incentivos.

Más adelante, en el documento, la empresa indica que "... utilizar las inversiones eficientes para determinar el INVNE causa una doble afectación financiera a la empresa distribuidora, ya que la Base de Capital es recortada en base a las inversiones eficientes."

De acuerdo al comentario de la empresa sobre la doble afectación por el descuento de inversiones no realizadas o realizadas a destiempo, cabe indicar que el mismo no es correcto toda vez que se descuentan montos correspondiente a la diferencia entre las inversiones reconocidas en la tarifa actual y que no fueron ejecutadas tal como han sido reconocidas, implicando para la distribuidora un ingreso extraordinario. Por otro lado, es entendible el argumento de la empresa respecto de la gestión que la misma puede realizar sobre la ejecución de las inversiones eficientes (determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia), sin embargo lo que motivó a esta Autoridad a realizar este **ajuste es la magnitud de las diferencias (monto y fecha del desembolso) observadas en esta oportunidad.**

Adicionalmente, por mandato de la norma jurídica regulatoria la ASEP debe lograr progresivamente mayores niveles de eficiencia. Esta Autoridad Reguladora no está inmersa en normas regulatorias estáticas sino que las mismas responderán a las modificaciones propias de la experiencia regulatoria dentro de los parámetros de la Ley de su creación y las normas sectoriales.

En este contexto, desde el punto de vista técnico, corresponde entonces descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas en tiempo y forma, pero si pagadas por los usuarios a través de las tarifas.

Cabe indicar que en virtud de las observaciones presentadas por las empresas en la Consulta Pública y considerando que era prudente incluir un criterio de gradualidad dado el impacto de las mismas, se decidió considerar la totalidad de las inversiones presentadas por las empresas.

A continuación se resume el procedimiento utilizado para determinar el valor a descontar por inversiones no ejecutadas:

1. En primer lugar, se estimó la diferencia entre el monto anual de inversiones en activo brutos fijos pagadas vía IMP y el monto anual de inversiones efectivamente ejecutadas, en cada periodo Julio a Junio de los años 2010 a 2014. Cabe indicar que estas últimas, que están a precios corrientes de cada año, han sido deflacionadas para llevarlas a precios constantes de Junio 2010, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2010 a Junio 2014. Para esto se utilizó la variación promedio observada en el índice de ajuste tarifario realizado por ASEP durante el periodo.
2. En segundo lugar, se estimaron las depreciaciones anuales y las acumuladas asociadas al diferencial de inversiones resultante de lo comentado en el punto 1., considerando una vida útil de 30 años.

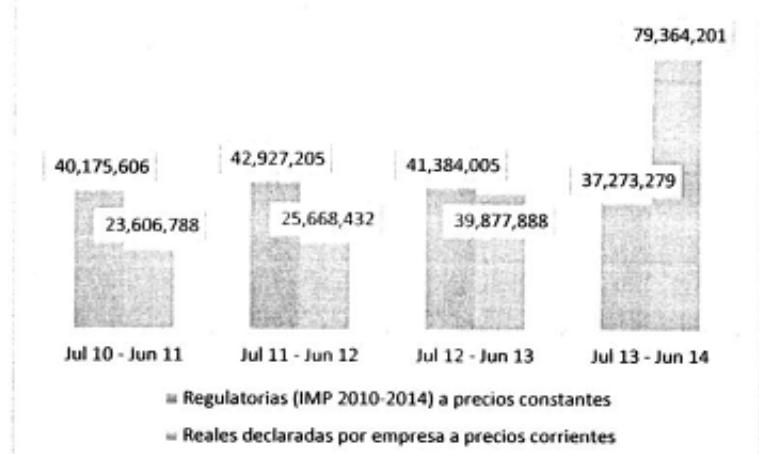


Resolución AN No. 7656-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 24

3. Posteriormente, se estimó el monto anual de inversiones netas de depreciaciones pagadas a través del IMP, pero no ejecutadas, considerando en cada año los valores brutos obtenidos en el punto 1. menos las depreciaciones acumuladas obtenidas en el punto 2.
4. En cuarto lugar, se estimó el costo de capital que fue reconocido en el cálculo del IMP vigente, pero cuyas inversiones asociadas no fueron ejecutadas, considerando la tasa real antes de impuestos aprobada por la ASEP para la determinación del IMP del período 2010-14, igual a 10.44%.
5. Finalmente, la suma del valor obtenido en 4., representativo del costo de capital que se ha pagado pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado en tiempo y forma, y del valor obtenido en 2., representativo del costo de depreciaciones que ha sido pagado pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado, fueron llevados a precios del año base del cálculo del nuevo IMP, esto es, diciembre de 2013 y actualizados considerando la tasa regulada de 10.44% real antes de impuestos.

En el siguiente gráfico se presentan las inversiones reconocidas en el IMP 2010-2014 y las declaradas por las empresas, donde queda en evidencia la diferencia entre ambos montos:

ENSA – DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS EN TIEMPO Y FORMA



Adicionalmente, cabe indicar que este ajuste no se ha efectuado en revisiones anteriores porque las empresas han ejecutado las inversiones más oportunamente, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Inversiones (En Balboas)	Jul 06 / Jun 07	Jul 07 / Jun 08	Jul 08 / Jun 09	Jul 09 / Jun 10	Total
INVERSIONES ENSA	19,582,952	19,438,112	20,726,368	30,169,227	89,916,659
INVERSIONES EN IMP	25,082,948	20,525,073	18,323,503	16,721,653	80,653,177

Señalamos también, que en esta oportunidad se ha aceptado realizar el cálculo de la cuantía del descuento por inversiones no ejecutadas, utilizando el valor declarado por la empresa sin ajustarlo por el análisis que determina si en ese valor declarado se incluyen gastos de operación y mantenimiento, ni por el factor de eficiencia, con la finalidad de gradualizar el impacto.

No obstante, reiteramos la importancia de que las empresas distribuidoras realicen las inversiones a tiempo, es decir en las fechas establecidas, ya que su atraso causa por lo general afectaciones en el servicio público de electricidad, con los perjuicios que podrían ocasionar a los clientes, como lo son las interrupciones frecuentes, etc., lo cual ha sido evidenciado en este periodo.



Resolución AN No. 7656-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 25

Por esta razón advertimos que esta decisión de gradualizar el impacto, no nos limita a que en las próximas revisiones tarifarias, de presentarse una situación similar en el desfase en la ejecución de las inversiones, la ASEP pueda adoptar medidas más estrictas.

14. Que vistas las anteriores consideraciones, esta Autoridad debe indicar que la revisión del Ingreso Máximo Permitido considera lo siguiente:
 - 14.1. Las ecuaciones de eficiencia para cuantificar las inversiones futuras en Activos de Distribución y Activos de Comercialización, para calcular el ingreso para cubrir los Costos de Administración, Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución y los Costos de Comercialización, establecidas mediante la Resolución AN N°7512-Elec de 24 de junio de 2014, modificada mediante la Resolución AN N°7650-Elec de 25 de julio de 2014.
 - 14.2. La Tasa de Rentabilidad aprobada mediante Resolución AN N°7474-Elec, fechada 16 de junio de 2014.
 - 14.3. El programa de instalaciones de Alumbrado Público que fuera propuesto en la Consulta Pública, con los ajustes establecidos en esta Resolución, el plan de soterramiento de infraestructuras y el resto de las inversiones adicionales especiales y el programa de inversiones en electrificación rural.
15. El cálculo de la Base de Capital para Distribución, Comercialización y Alumbrado Público, tomando en consideración los criterios establecidos en el Régimen Tarifario para la Distribución y Comercialización de Electricidad, y los valores revisados de:
 - Las tasas de depreciación anual para ENSA, como siguen:
 - Activos de Distribución: 3.50%
 - Activos de Comercialización: 5.43%
 - Activos de Alumbrado Público: 3.33%
16. Que vistas las anteriores consideraciones, es deber de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos hacer cumplir las funciones y objetivos de la Ley de su creación y las Leyes Sectoriales correspondientes, por lo que

RESUELVE:

PRIMERO: FIJAR en Seiscientos Treinta y Seis Millones Seiscientos Setenta y Dos Mil Seiscientos Veintitrés Balboas con Cincuenta y Seis Centésimos (B/.636,672,723.56) el Ingreso Máximo Permitido a Elektra Noreste, S.A., para un periodo de cuatro (4) años, que tendrá vigencia desde el 1º de julio de 2014 al 30 de junio de 2018, como sigue y cuyo detalle se incluye en el Anexo A de la presente Resolución y cuyo modelo de cálculo se incluye en el Anexo B, los cuales forman parte integral de la presente Resolución (en Balboas):

Distribución.....	323,451,364.62
Comercialización.....	122,302,518.08
Alumbrado Público (sistema).....	9,634,282.46
Sub-Total.....	455,388,165.16
Pérdidas Estándar en Distribución.....	181,284,558.40
Total.....	636,672,723.56



Resolución AN No. 7656-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 26

SEGUNDO: ADVERTIR que el valor de Pérdidas Estándar en redes de distribución es un valor calculado con el porcentaje de pérdidas estándar fijado y el precio monómico de la energía estimado para el periodo. El precio monómico de acuerdo a las reglas es revisado semestralmente en base a los costos reales.

TERCERO: INDICAR a Elektra Noreste, S.A., que el Ingreso Máximo Permitido aprobado en el Artículo Primero de la presente Resolución contempla el programa de inversiones en alumbrado público de calles y avenidas siguiente, el cual deberá cumplirse en ese periodo, como sigue:

- Cantidad de luminarias y proyectos especiales:

Concepto	Jul 14 / Jun 14	Jul 15 / Jun 15	Jul 16 / Jun 16	Jul 17 / Jun 17	Jul 18 / Jun 18	Total del Período
Crecimiento Vegetativo	1,125	1,170	1,215	1,264	1,310	6,084
Proyectos Especiales - Corredores	151	869	533	45	-	1,598
Proyectos especiales - Otros	-	-	-	319	774	1,093
Total	1,276	2,039	1,748	1,628	2,084	8,775

- Monto para las Inversiones en Alumbrado Público:

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 14 / Jun 15	Jul 15 / Jun 16	Jul 16 / Jun 17	Jul 17 / Jun 18	Total del Período
Crecimiento Vegetativo	380.0	265.0	275.5	431.5	1,352.0
Proyectos Especiales - Corredores	2,016.6	2,412.6	993.9	76.9	5,500.0
Proyectos especiales - Otros	-	-	165.0	966.0	1,131.0
Total	2,396.6	2,677.6	1,434.4	1,474.4	7,983.0

Detalle Proyectos Especiales - Alumbrado Público	Cantidad de Luminarias	Inversión en B/.
Carretera Gonzalillo Pedregal	179	280,659
Milla 8 - Chilibre	560	358,509
Vía a Chepo	213	295,538
Otros Proyectos Especiales que ASEP considere	141	195,706
Total	1,093	1,130,412

CUARTO: INDICAR a Elektra Noreste, S.A., que el Ingreso Máximo Permitido aprobado en el Artículo Primero de la presente Resolución contempla el programa de inversiones en subestaciones de alta tensión, el cual deberá cumplirse en ese periodo, como sigue:

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 14 / Jun 15	Jul 15 / Jun 16	Jul 16 / Jun 17	Jul 17 / Jun 18	Total del Período
Nueva S/E 24 de Diciembre	3,000.0	-	-	-	3,000.0
Reemplazo TX9 S/E BLM	1,750.0	750.0	-	-	2,500.0
Expansión Colon	1,170.0	3,154.0	2,834.0	-	7,158.0
Expansión S/E Santa María	1,805.0	1,805.0	-	-	3,610.0
Nueva S/E Costa del Este	-	409.1	3,556.1	6,037.8	10,003.0
Expansión S/E Tinajitas	-	-	-	3,834.0	3,834.0
LATs Costa del Este	1,735.6	2,939.6	4,373.4	5,227.5	14,276.1
Total	9,460.6	9,057.7	10,763.5	15,099.3	44,381.1

QUINTO: INDICAR a Elektra Noreste, S.A., que el Ingreso Máximo Permitido aprobado en el Artículo Primero de la presente Resolución contempla el programa de inversiones adicionales especiales, el cual deberá cumplirse en ese periodo, como sigue:

Detalle (En Miles de Balboas)	Jul 14 / Jun 15	Jul 15 / Jun 16	Jul 16 / Jun 17	Jul 17 / Jun 18	Total del Período
Soterramiento Ave de la Paz u otros	-	750.0	2,500.0	3,250.0	6,500.0
Integración del Darién	2,560.0	5,051.4	3,588.5	-	11,199.9
Confiabilidad de Plantas Potabilizadoras	54.6	54.6	-	-	109.2
Confiabilidad Plantas Radiodifusoras	137.7	154.4	308.7	154.4	755.2



Resolución AN No. 7656-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 27

Detalle (En Miles de Balboas)	Jul 14/ Jun 15	Jul 15/ Jun 16	Jul 16/ Jun 17	Jul 17/ Jun 18	Total del Período
Medición Inteligente	524.4	1,064.6	1,096.6	556.4	3,242.0
Mejoras Líneas MT	2,435.0	4,870.0	4,865.0	2,430.0	14,600.0
Total	5,711.7	11,945.0	12,358.8	6,390.8	36,406.3

Dentro de estas inversiones adicionales especiales, las plantas potabilizadoras a las que se van a realizar refuerzos para aumentar la confiabilidad del sistema de abastecimiento son las siguientes:

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 14/ Jun 15	Jul 15/ Jun 16	Jul 16/ Jun 17	Jul 17/ Jun 18
Potabilizadora de Pacora	37.4	37.4		
Potabilizadora de Yaviza	17.3	17.3		

SEXTO: INDICAR a Elektra Noreste, S.A., que el Ingreso Máximo Permitido aprobado en el Artículo Primero de la presente Resolución contempla el programa de inversiones en electrificación rural estimadas por la empresa. El detalle de las poblaciones incluidas se encuentra en el Anexo B de esta Resolución. Los totales por periodo se indican en la siguiente tabla:

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 14/ Jun 15	Jul 15/ Jun 16	Jul 16/ Jun 17	Jul 17/ Jun 18	Total del Período
Electrificación Rural	1,657.13	1,657.13	1,657.13	1,657.13	6,628.50

De necesitarse una modificación al listado de poblaciones aprobado, deberán coordinar con la Oficina de Electrificación Rural para que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos lo apruebe.

SÉPTIMO: INDICAR a Elektra Noreste, S.A. que el Ingreso Máximo Permitido aprobado en el Artículo Primero de la presente Resolución contempla inversiones denominadas "Fondo para Obras Especiales" las cuales deberán cumplirse en este periodo, por la suma de Dos Millones Quinientos Mil Balboas (B/.2,500,000.00). Las obras a realizar serán establecidas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos durante el transcurso de este periodo tarifario.

OCTAVO: ORDENAR a Elektra Noreste, S.A. presentar a esta Autoridad un programa de mantenimiento y/o inversión de líneas y subestaciones para el periodo 2014-2018 que permita el restablecimiento de un adecuado servicio. Este programa debe considerar la atención de los circuitos en orden de prioridad según los clientes asociados de mayor a menor, tomando como referencia el listado indicado en el Anexo C de esta Resolución. Este programa se entregará a más tardar a los treinta (30) días de notificada esta Resolución. Posteriormente deberán presentar informes de avance trimestrales. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos hará un seguimiento estricto de este programa y de las mejoras del servicio.

NOVENO: DESTACAR que el Ingreso Máximo Permitido fijado para la Elektra Noreste, S.A., contempla los recursos para atender el crecimiento esperado en el periodo, así como el desarrollo de las inversiones detalladas en los artículos previos.

DÉCIMO: INDICAR a Elektra Noreste, S.A., que el Pliego Tarifario de Distribución que regirá para el nuevo periodo tarifario se atenderá de la siguiente forma:

1. Del 1º de julio de 2014 al 31 de diciembre de 2014 se basará en el Pliego Tarifario vigente, actualizado de acuerdo al Régimen Tarifario.
2. La ASEP está evaluando alternativas tarifarias, las que serán puestas a consideración de las empresas distribuidoras, con la finalidad de seleccionar la que se considere más adecuada. Una vez se tenga definida la estructura tarifaria la empresa tendrá que presentar el Pliego Tarifario a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos



Resolución AN No. 3696-Elec
de 25 de julio de 2014
Página No. 28

para que sea sometida al proceso de Consulta Pública. Este proceso deberá terminar antes del 31 de diciembre de 2014.

3. El nuevo Pliego Tarifario que regiría del 1º de enero de 2015 hasta el 30 de junio de 2018. El Pliego Tarifario debe considerar lo siguiente:

- El Régimen Tarifario aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.
- El Régimen de Suministro aprobado mediante la Resolución AN N°411-Elec fechada 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones.
- El Ingreso Máximo Permitido aprobado en el Artículo primero de esta Resolución.

DÉCIMO PRIMERO: ADVERTIR a Elektra Noreste, S.A., que las tarifas contenidas en los Pliegos Tarifarios que presente a esta Autoridad deben incluir los componentes que corresponden a la actividad de distribución, comercialización y alumbrado público, por separado de los componentes de costos de generación y transmisión.

DÉCIMO SEGUNDO: ADVERTIR que la presente Resolución regirá a partir de su notificación y sólo admite el recurso de reconsideración, el cual deberá interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación.

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 y sus modificaciones Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; y, Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.

NOTIFIQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

ZELMAR RODRIGUEZ CRESPO
Administradora General

En Panamá a los 25 de julio de 2014 días
Notifico al Sr. Alvaro Durante Ríos de la AN
Resolución que antecede.
Notificación por escrito.

El presente Documento es 1 copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 01 días del mes de 08 de 2014

Zelmar Rodriguez Crespo
FIRMA AUTORIZADA



ANEXO A

Resolución AN No. 4656 -Elec

de 25 de julio 2014

CUADRO N° 1
ENSA
INGRESO MÁXIMO PERMITIDO = IMP

	En miles de Balboas	JUL/14 / JUN/15	JUN/15 / JUN/16	JUL/16 / JUN/17	JUL/17 / JUN/18
ISP D		87,465.28	95,999.15	103,722.07	110,871.53
IMPCO		35,600.27	36,967.49	38,128.35	39,247.71
ALUMPU		2,666.23	2,943.77	3,053.33	3,166.58
IPPD		53,275.73	54,153.97	56,801.07	58,019.90
INVNE		-14,323.53	-	-	-
IMP	164,683.99	190,064.37	201,704.82	211,305.71	

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

Detalle	UNIDADES	JULIO/14-JUNIO/18
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.:	323,451.36
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.:	122,302.52
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.:	9,634.28
SUB-TOTAL	En miles de B/.:	455,388.17
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN (1)	En miles de B/.:	181,284.56
TOTAL	En miles de B/.	636,672.72

(1) Las pérdidas estándar de energía se han fijado conforme a las ecuaciones de eficiencia, no obstante, el monto (en B/.) Es un valor de referencia. El mismo se revisa semestralmente, según varía el costo real de la energía.

Anexo A de la Resolución AN N° 7656 -Efec 25 de julio de 2014

Sistema de Máximo Permitido ENSA



ASEP

CUADRO N° 2
ENSA

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN = IMPD

DISTRIBUCIÓN		(En miles de Balboas)	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Rentabilidad sobre Activos	BEDN * RR	26,536.84	31,149.12	35,251.23	38,905.30	
Depreciación	BED * DEP%	17,098.63	19,409.07	21,613.62	23,731.41	
Operación y Mantenimiento	OM	24,860.11	25,813.45	26,653.63	27,470.30	
Administración	ADM	18,962.70	19,627.51	20,203.59	20,764.50	
	IPSD	87,465.28	95,999.15	103,722.07	110,871.53	
Pérdidas (anterior FIN)	PD% * MWHD * C2M	32,748.55	53,641.64	56,284.68	57,513.09	
Pérdidas Carga de FDEMET	PD% * MWHD * C2M	527.17	512.33	516.38	506.81	
	IPPD	53,275.73	54,453.97	56,801.07	58,019.90	
	IMPD	140,741.01	150,153.12	160,523.13	168,891.43	

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN = IPCO

COMERCIALIZACIÓN		(En miles de Balboas)	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Rentabilidad sobre Activos	W.NC * RR	2,821.94	2,789.26	2,716.42	2,627.75	
Depreciación	WCC * DEP%	2,680.21	2,810.88	2,925.64	3,037.66	
Commercialización	C2M	30,998.12	31,367.34	32,486.29	33,582.29	
	IPCO	35,600.27	36,967.49	38,128.35	39,247.71	

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO = ALUMPU

ALUMBRADO PÚBLICO		(En miles de Balboas)	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Rentabilidad sobre Activas	ACTN alum * RR	1,210.13	1,387.28	1,437.76	1,487.42	
Depreciación	ACT alum * DEP%	798.66	887.82	935.59	984.69	
Operación y Mantenimiento	OM alum	657.45	668.67	679.98	694.47	
	ALUMPU	2,666.23	2,943.77	3,053.33	3,166.58	

Anexo A de la Resolución AN N° 766 -Efecto 25 de julio de 2014



ASEP -

CUADRO N° 3
ENSA

PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CALCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS

PARÁMETROS	UNIDADES	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	9.66%	9.66%	9.66%
Depreciación Activos Distribución	DEP%	%	3.50%	3.50%	3.50%
Depreciación Activos Comercialización	DEP%	%	5.43%	5.43%	5.43%
Depreciación Activos de AP	DEP%	%	3.33%	3.33%	3.33%
Operación y Mantenimiento de AP	OM: alum	R\$/Luminaria	6.32	6.32	6.32
IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17
Demandas Mínimas	MWh	617,37	649,42	683,59	715,78
Fuente Ingresada al Sistema	MWh	3,461,529	3,652,558	3,826,162	3,986,986
Energía Ingresada al Sistema - EDENET	MWh	219,331	219,331	219,331	219,331
Energía Facturada (sin AP)	MWh	3,341,533	3,521,378	3,682,582	3,849,013
Clients	Nº Clientes	392,304	410,137	426,390	440,686
Custo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B\$/MWh	-	160,24	155,72	156,96
Cantidad de Luminarias		193,228	104,886	106,779	108,467
COSTOS EFICIENTES	UNIDADES	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Administración	Miles de B/.	18,962,699	19,627,511	20,203,587	20,774,497
Operación y Mantenimiento	Miles de B/.	24,860,111	25,813,449	26,653,633	27,470,297
Comercialización	Miles de B/.	30,098,115	31,367,342	32,485,292	33,582,294
Pérdidas	PL%	%	7.84%	7.83%	7.82%
Pérdidas No Técnicas en Zonas Rojas (PNT)	PL%	%	1.17%	1.17%	1.17%
Pérdidas Carga de EDENET	PL%	%	1.50%	1.50%	1.50%
ACTIVOS PERMITIDOS - BASE DE CAPITAL	UNIDADES	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17
Activos Brutos					
Distribución	RCD	Miles de B/.	424,192,20	488,532,35	554,544,75
Comercialización	RCC	Miles de B/.	46,777,36	49,373,52	51,780,65
Alquilerado Público	MCT: albm	Miles de B/.	21,587,16	23,983,75	26,561,38
Activos Netos					
Distribución	BCND	Miles de B/.	226,412,13	274,779,61	322,538,16
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	29,182,45	29,220,22	28,881,80
Alquilerado Público	MCT: albm	Miles de B/.	10,892,60	12,530,43	14,364,82

Anexo A de la Resolución AN N° 7056 -Elec 25 de julio de 2014

Sociedad de Servicio Permitida- ENSA





ANEXO B

Resolución AN No. 7456 -Elec

de 25 de *julio* 2014

ENSA

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO = IMP

En miles de Balboas

INGRESO TARIFARIO	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
IPSD	87,465.26	95,999.15	103,722.07	110,871.53
IMPICO	35,600.27	36,987.49	38,128.35	39,247.71
ALUMPU	2,666.23	2,943.77	3,053.33	3,166.58
IPPD	53,275.73	54,153.97	56,301.07	58,019.90
INMUE	-14,333.53			
IMP	164,683.99	190,064.37	201,704.82	211,305.71

Factor de Descuento	0.91193	0.83162	C.75938	0.69159
Factor de Descuento Aplicado	0.95597	0.87177	0.79500	0.72498

VPN DEL INGRESO TARIFARIO	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
IPSD	76,023	83,630	82,459	80,380
IMPICO	31,309	32,227	30,312	28,454
ALUMPU	2,345	2,556	2,427	2,296
IPPD	46,855	47,210	45,157	42,063
IMP	157,432.15	165,693.11	160,354.69	153,192.78

Energía Facturada (MWh) sin incluir AP

3,366,314.30	3,210,378.25	3,044,052.97	2,896,831.96
--------------	--------------	--------------	--------------

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

DETALLE	UNIDADES	JULIO/14-JUNIO/18
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/. Miles de B/. Miles de B/. Miles de B/. Miles de B/. Miles de B/.	323,451.36 122,302.52 9,634.28 455,388.17 181,284.56
COMERCIALIZACIÓN		
ALUMBRADO PÚBLICO		
SUB-TOTAL		
PERDIDAS		
TOTAL		
ENERGIA FACTURADA sin AP	MWh	636,672.72
IMP (AÑO TARIFARIO) =	B/. /MWh	12,507,577
IMP (AÑO TARIFARIO) SIN PÉRDIDAS =	B/. /MWh	50.90
		36.41

IMP-RESUMEN



ENSA

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN = IMPD
En miles de Balboas

DISTRIBUCIÓN	JUL14 / JUN15		JUL15 / JUN16		JUL16 / JUN17		JUL17 / JUN18	
		Miles de Balboas		Miles de Balboas		Miles de Balboas		Miles de Balboas
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	26,536.84		31,149.12		35,251.23		38,905.30
Depreciación	BCD * DEP%	17,098.63		19,409.07		21,613.62		23,731.44
Operación y Mantenimiento	CM	24,860.11		25,813.45		26,653.63		27,470.30
Administración	ADM	18,969.70		19,627.51		20,203.59		20,764.50
IPSD		87,465.28		95,999.15		103,722.07		110,871.53
Pérdidas (incluye PNT)	PD% * MWhd * CMM	52,748.55		53,641.64		56,284.68		57,513.09
Pérdidas carga EDEMET	PD% * MWhd * CMM	527.17		512.33		516.38		505.81
IPPD		53,275.73		54,153.97		56,801.07		58,019.90
IMPD		140,741.01		150,153.12		160,523.13		168,891.43



IMPD

ENSA

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN = IPCO
 En miles de Balboas

COMERCIALIZACIÓN	JUL14 / JUN15		JUL15 / JUN16		JUL16 / JUN17		JUL17 / JUN18	
	Miles de Balboas							
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	2,821.94	2,789.26	2,716.42	2,627.75			
Depreciación	BCC * DEP%	2,580.21	2,810.88	2,925.64	3,037.66			
Commercialización	COM	30,098.12	31,367.34	32,486.29	33,582.29			
IPCO	35,600.27	36,967.49	38,128.35	39,247.71				

IPCO



ENSA

ENSA

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO = ALUMPU
En miles de Balboas

ALUMBRADO PÚBLICO	JUL14 / JUN15		JUL15 / JUN16		JUL16 / JUN17		JUL17 / JUN18	
	Miles de Balboas							
Rentabilidad sobre Activos	ACTNalum * RR	1,210.13	1,387.28	1,437.76	1,487.42			
Depreciación	ACTAlum * DEP%	798.66	887.82	935.59	984.69			
Operación y Mantenimiento	OMAlum	657.45	668.67	679.98	694.47			
ALUMPU	2,666.23	2,943.77	3,053.33	3,166.58				

	jun-14	jun-15	jun-16	jun-17	jun-18
Cantidad de luminarias al 30/6	103,228	104,886	106,779	108,467	111,365
Costo O&M por luminaria [B/. /año]	6.32				



ALUMPU

ENSA

IMPULSORES DE COSTOS		BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
Demandada Máxima	MW	617.37	649.42	683.59	715.78	744.93	4.81%
Energía Facturada (sin/AP)	MWh	3.241.533	3.521.378	3.682.582	3.829.013	3.981.938	4.48%
Energía ingresada al sist. sin carga EDEMET	MWh	3.451.529	3.652.558	3.826.162	3.986.986	4.154.955	4.67%
Energía ingresada al sist. Por carga EDEMET	MWh	3.291.331	219.331	219.331	219.331	219.331	0.00%
Clientes	Nº Clientes	322.304	410.137	426.390	440.686	454.661	3.76%
DEM/CLIENTE	KW/CL	1.57	1.54	1.56	1.58	1.59	
ENERGIA/AÑO/CLIENTE	MWh/CL	8.52	8.08	8.16	8.27	8.32	

Energía ingresada c/EDEMET sin AP	MWh	3.560.864	3.740.708	3.901.913	4.048.343	4.201.268	4.22%
Energía ingresada al sist. con carga EDEMET	MWh	3.660.860	3.289.369	3.457.843	3.639.643	3.799.853	

DEMANDA




REGRESIONES CON DATOS DE LA FERC, AÑOS 2011-2012 - MÓDULO OLS MUESTRA COMPLETA

Anexo B de la Resolución AN N°7656-Eco 25 de julio de 2014

1- CAPEX y OPEX

Variable	AD	AC	OM	COM	ADM
Ln(DMI)			0.96		
Ln(C) - Ln(DM/AC)	1.00	0.96	-0.92	1.06	0.88
Constante	8.31	5.88	5.33	3.77	5.96

DATOS FÍSICOS EMPRESA

ENSA

Variable	Unidad	Base	Proyección ENSA				
		Jul 2012-Jun 2013	Jul 2013-Jun 2014	Jul 2014-Jun 2015	Jul 2015-Jun 2016	Jul 2016-Jun 2017	Jul 2017-Jun 2018
Demanda	MW	582.41	617.37	649.42	689.59	715.78	744.93
energía Inyectada sin EDI	MWh	3,272,922	3,461,579	3,652,558	3,826,162	3,986,986	4,154,955
Clientes	Cont.	376,312	392,304	410,137	426,990	440,685	454,661

RESULTADOS CAPEX y OPEX

ENSA

En USD 2013 sin ajuste

COSTO	Jul 2012-Jun 2013	Jul 2013-Jun 2014	Jul 2014-Jun 2015	Jul 2015-Jun 2016	Jul 2016-Jun 2017	Jul 2017-Jun 2018
AD	3,519,493,005	3,584,016,648	3,655,971,870	3,721,545,602	3,779,225,665	3,855,805,728
AC	76,517,456	79,622,377	83,079,720	86,124,229	88,985,809	91,881,490
OM	46,348,339	35,765,442	37,327,062	38,758,455	40,020,008	41,246,216
COM	36,116,764	39,277,292	40,234,146	41,930,007	43,426,582	44,891,661
ADM	30,771,177	31,395,664	32,645,198	33,777,210	34,766,613	35,733,880

Factores de ajuste
1) Componente Mano de Obra

Costo laboral relati

0.9855

Participación de la mano de obra en los costos totales

AD

54.09%

AC

34.43%

OM

51.60%

COM

35.50%

ADM

62.90%

2) Componente Materiales

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PPP	0.651	0.651	0.651	0.651	0.651	0.651
% Nacional						
AD	10%					
AC	10%					
OM	10%					
COM	15%					
ADM	15%					

En USD 2013 con ajuste

COSTO	Jul 2012-Jun 2013	Jul 2013-Jun 2014	Jul 2014-Jun 2015	Jul 2015-Jun 2016	Jul 2016-Jun 2017	Jul 2017-Jun 2018
AD	390,395,218	1,032,156,551	1,079,924,275	1,121,751,836	1,169,734,618	1,195,071,629
AC	58,574,487	60,951,779	63,597,947	66,005,070	68,119,073	70,182,430
OM	22,876,258	23,820,059	24,860,111	25,814,449	26,653,638	27,470,297
COM	27,465,852	28,705,049	30,098,115	31,367,342	32,486,292	33,582,294
ADM	17,920,186	18,244,193	18,989,699	19,627,511	20,262,587	20,764,497

Activos totales
OPEX Totales
TOTEX (Costos Totales)

INVERSIONES	Jul 2012-Jun 2013	Jul 2013-Jun 2014	Jul 2014-Jun 2015	Jul 2015-Jun 2016	Jul 2016-Jun 2017	Jul 2017-Jun 2018
ID		47,043,333	48,883,741	42,727,561	37,582,783	36,737,011
IC		2,377,292	2,646,158	2,407,133	2,114,003	2,063,556
Inversión Totales	44,420,624	49,531,882	45,134,693	39,696,785	38,800,568	

2- PÉRDIDAS
Variable

EP

Ln(MWh)

0.97

Constante

-2.14

RESULTADOS PÉRDIDAS

ENSA

Percentiles

COSTO	Jul 2012-Jun 2013	Jul 2013-Jun 2014	Jul 2014-Jun 2015	Jul 2015-Jun 2016	Jul 2016-Jun 2017	Jul 2017-Jun 2018
EP [MWh]	237,403	271,828	286,417	299,657	311,929	324,620
EP [%]	7.00%	7.85%	7.84%	7.83%	7.82%	7.81%

REGRESIONES



Ático 3 de la Resolución AN N°7556, de 20 de junio de 2014

ENSA

INVERSIONES

En miles de Balboas

INVERSIONES TOTALES		JUL14 / ABR15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	TOTALES
		Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de B.
Distribuidor	ID	6,240.45	56,014.40	5,981.20	60,506.13	253,948.89
Comercialización	IC	2,546.16	2,467.13	2,114.00	2,053.56	9,120.85
Alimentado Público	IAP	2,269.59	2,577.63	1,434.42	1,474.35	7,983.00
TOTAL INVERSIONES		65,363	71,097	66,336	64,047	271,063

INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN EQUACIONES DE EFICIENCIA		JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	TOTALES
		Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de B.
Distribución (AT)	ID	9,460.56	3,057.56	10,753.43	—	15,099.26
Otras inversiones	ID	5,711.76	11,945.02	12,358.81	6,390.74	46,366.31
Fondo para obras en ejecución	ID	525.00	625.00	625.00	615.00	2,500.00
Electrificación Rural	ID	1,557.13	1,657.13	1,657.13	1,657.13	6,618.50
Estas inversiones se refieren a las que resultan de las ejecuciones de eficiencia						

INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO		JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	Total
		Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de B.
ENSA		2,396.56	2,677.63	1,234.42	1,474.36	7,983.00

INVERSIONES



Annex

INVERSIÓN EN AT NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA - Miles de Balboas

OTRAS INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICACIA - Miles de \$U (cont.)

OTRAS INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS EJECUCIONES DE EJERCICIO - Miles de Millones					
DETALLE	Jul a Dic 2013	2015	2016	2017	Ene a Jun 2018
Software y licencias de software	1.027	520	250	390	150
Investigaciones y desarrollo	1.027	717	717	717	717
Construcción de planta, Poca y/o usos	1.027	215	215	215	215
Otros activos fijos (bienes, soporte)	1.027	1.027	1.027	1.027	1.027
Activos intelectuales	1.027	1.027	1.027	1.027	1.027
Activos Leven M	1.027	1.027	1.027	1.027	1.027
TOTALES	1.027	8.954	11.946	9.788	1.542

INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO - Móviles de Balostas

INVERSIÓN EN ALUMBRADO PÚBLICO - MUN. de Bahía						
DETALLE	1º sem 2014	2º sem	2015	2016	2017	Ene a Jun 2018
Proyecto de Variación	210	245			270	291
Correcciones	521	2.091			1.834	154
PROYECTOS EJECUTIVOS					340	901
TOTALES	731	3.285			4.104	3.145

Centrado de la muestra

Detalle Proyectos Especiales - Almendra Pabellón	Cantidad de Luminarias	Instalación en %.
Corredores Gómez de Medina	279	280/675
Mármol 8. Chubré	560	354/549
Mármol 3. Canto	213	201/533
Total	141	135/200
	1.093	1.100/414



ANEXO B DE LA RESOLUCIÓN AN N° 7556 DE 2013
CÓDIGO PÚBLICO

WESSELS EN EZZEVIELEN 819 Galhaar

INVERSIÓN EN ELECTRIFICACIÓN RURAL - Balboas											
NUM	PROVINCIA	DISTRITO	COMBUSTIBLE	POBLADO			# viv	Pobl. net	Relativ	Estructur	Cant. Puntas
				Nombre	Altitud	Altitud					
1	Colón	Chiriquí	El Gasoil	Santa Fe Arriba	46	0.3	0.1	41	3	124,200	
1	Colón	Chiriquí	El Gasoil	Santa Fe Abajo	46	0.3	0.1	48	3	124,000	
1	Colón	Chiriquí	Fósilb	La Florida	32	4.4	2.0	4.8	134	6	65,000
1	Colón	Chiriquí	Fósilb	El Pilarito	24	0.8	0.4	4.6	115	6	64,000
1	Colón	Chiriquí	La Encuentada	La Encuentada	23	1.3	0.4	4.6	145	3	59,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Turrialba	31	1.0	0.4	3.3	35	1	29,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Quiebradentro	20	2.2	0.1	2.3	86	0	34,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	El Chiquito	36	2.1	0.5	3.4	98	1	42,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Uvita Pequena	122	0.1	0.1	0.1	15	1	119,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	La Barranca del Río Negro	15	2.2	0.5	1.5	95	1	40,500
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	San Juan Señor de la Escuela	11	0.3	0.1	0.3	21	1	39,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Agua Clara y Guanacaste	18	3.5	0.6	2.6	31	0	63,200
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	El Pilar Arriba (Barrio Losos)	79	4.8	1.3	5.2	165	0	213,300
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Río Sardinal	11	0.3	0.1	0.2	15	1	29,200
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Solomonte	46	4.6	2.5	5.1	211	0	126,600
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Solomonte	18	5.0	1.5	5.5	174	0	136,400
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	El Matinal	22	0.1	0.1	0.2	17	1	32,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Santa Rosa	27	0.1	0.1	0.3	26	1	45,200
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolera	23	1.6	1.1	1.2	31	1	33,100
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Uvita	21	1.4	0.4	1.4	57	2	26,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	El Morro	22	1.1	0.3	0.3	31	1	26,200
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Barrios	19	3.8	0.1	1.5	41	1	48,500
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Barrios	19	4.9	2.4	6.6	145	1	125,500
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Barrios	17	4.5	1.1	4.3	146	0	115,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Barrios	71	0.1	0.1	0.1	179	0	21,500
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Barrios	25	0.1	0.1	1.6	43	1	54,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	26	2.1	0.1	0.1	13	1	75,600
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Monterrey Barrio Vida	20	1.1	0.4	1.9	11	1	41,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	29	0.1	0.1	0.7	4.7	0	18,400
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Aurita	14	0.1	0.1	0.1	11	1	21,500
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	26	2.1	0.1	0.1	11	1	70,100
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	34	0.1	0.1	2.9	89	1	51,400
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	31	0.1	0.1	2.6	46	1	49,300
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	45	0.8	0.6	0.6	69	1	99,300
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	La Villa	62	1.7	0.7	1.2	92	2	121,500
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	34	0.1	0.1	0.1	11	1	32,400
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	34	0.2	0.1	3.3	80	1	37,400
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	36	0.1	0.1	3.4	109	0	37,800
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	44	1.7	0.4	2.9	92	1	118,800
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina # 1	14	0.8	0.3	0.3	11	1	27,300
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina # 2	14	0.4	0.1	0.3	32	1	37,400
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Sab Viejo	08	0.5	0.1	0.3	33	1	128,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Villa Grande	18	0.3	0.1	0.3	31	1	75,600
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	20	2.0	0.1	1.0	26	1	48,600
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	21	2.8	0.2	1.1	30	1	27,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Sab Viejo (Cerro) [Cerro]	25	2.0	0.5	2.1	53	1	43,200
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	49	0.5	0.1	2.8	87	1	128,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Sab Viejo Arriba	24	0.5	0.1	1.6	121	0	24,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Sab Viejo Baja	51	0.5	0.2	0.2	29	1	128,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Gasolina	36	1.4	0.3	1.4	32	1	43,200
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Tavera	51	2.7	0.2	1.4	71	1	128,000
1	Colón	Chiriquí	Gasoil	Nasua Nasua	61	2.7	1.5	0.1	144	1	128,000

INTERSCENES



Anexo B de la Resolución AN N° 7660
de los Jueces de los Juzgados Públicos



Anexo B de la Resolución AN N°7656-04/2014-ENOS

ENSA

ACTIVOS TARIFARIOS PERMITIDOS
En miles de Balboas

BASE DE CAPITAL	ACT JUN10	AJUSTE ACTNOREG	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
	Miles de B/. Adim						
Valor Bruto Base Capital de Distribución	433,984.614	0.977.64	424,159.20	486,532.35	554,544.75	617,531.96	678,041.09
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	47,806.053	0.977.44	45,727.36	49,373.52	51,780.65	53,894.65	55,558.21
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	22,035.496	0.977.44	21,587.16	23,983.75	26,661.38	28,095.80	29,570.16
	573,872.164		492,595.73				
Valor Neto Base Capital Distribución	281,638.825	0.977.44	276,412.43	274,779.61	322,538.16	365,014.02	402,850.62
Valor Neto Base Capital Comercialización	29,856.125	0.977.44	26,711.45	29,220.22	28,881.80	28,127.55	27,209.45
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	11,144.051	0.977.44	10,812.60	12,530.43	14,364.82	14,887.53	15,401.76
	272,639.001		256,457.35				

ACTIVOS

ZJ



ENSA

PERDIDAS Y OTROS DATOS

CONCEPTO	UNIDADES	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Costo de la Energía en Mercado Mayorista	CMM	160.24	135.72	156.96	154.05
Pérdidas	PD%	7.84%	7.83%	7.82%	7.81%
Pérdidas Carga EDEMET	PD%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%
Pérdidas No Técnicas en Zonas Rojas (PNT)	PD%	1.17%	1.17%	1.17%	1.17%
Depreciaciones Activos de Distribución	DEP%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%
Depreciaciones Activos de Comercialización	DEP%	5.43%	5.43%	5.43%	5.43%
Depreciaciones Activos de AIP	DEP%	3.31%	3.33%	3.33%	3.33%
Operación y Mantenimiento de AIP	O&M Iaum	657.45	668.67	679.98	694.47

PERDIDAS y OTROS



Anexo B de la Resolución AN N°7656-Elec 29 de julio de 2014

ENSA
RETORNO SOBRE CAPITAL DISTRIBUCION

RETORNO SOBRE CAPITAL DISTRIBUCION

Concepto	Valor	Valor
Tasa Libre de Riesgo	3.66%	3.66%
Beta Equity Panama	0.7016	0.727
Prima Riesgo Mercado	6.70%	4.18%
Riesgo País	1.99%	1.99%
<i>Costo Capital Propio</i>	10.37%	8.69%
<i>Tasa Endudamiento antes de Impuesto</i>	7.64%	6.25%
<i>Tasa Endudamiento después de Impuesto</i>	5.35%	4.38%
D/(D+E)	50%	57%
E/(D+E)	50%	43%
<i>WACC Nominal después de Impuestos</i>	7.86%	6.25%
<i>WACC Nominal antes de Impuestos</i>	11.23%	8.92%
Tasa Inflación EUA Largo Plazo	2.16%	2.29%
<i>WACC Real después de Impuestos</i>	5.58%	3.87%
<i>WACC Real antes de Impuestos</i>	8.88%	6.49%

RETORNO SOBRE CAPITAL DISTRIBUCION

A. RESOLUCIÓN ASEP

	WACC REAL ANTES. IMPUESTOS(%)	WACC REAL ANTES. IMPUESTOS(%)
	5.58%	5.58%

B. REFERENCIAL

	WACC REAL ANTES. IMPUESTOS(%)	WACC REAL ANTES. IMPUESTOS(%)
	6.49%	6.49%



ANEXO C

Resolución AN No. 7656 -Elec

de 25 de julio 2014



ANEXO C

**CIRCUITOS CON MAYORES AFECTACIONES DE LA
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELEKTRA NORESTE S.A.**

No.	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	Clientes
1	BAHIA LAS MINAS - TX-8 B.L.M. - BARRA 1	10-1	5,074
2	BAHIA LAS MINAS - TX-8 B.L.M. - BARRA 2	10-2	7,845
3	BAHIA LAS MINAS - TX-9 B.L.M. - BARRA 2	10-4	4,339
4	CALZADA LARGA - TX-1 C.L. - BARRA 2 C.L.	CL-130	10,562
5	CERRO VIENTO - TX-3 C.V. - BARRA 3 C.V.	8-74	5,182
6	CHILIBRE - TX-2 CH. - BARRA 2 CH.	7-59	4,053
7	CHILIBRE - TX-2 CH. - BARRA 2 CH.	7-60	4,669
8	CHILIBRE - TX-2 CH. - BARRA 2 CH.	7-87	5,649
9	FRANCE FIELD - TX-1 F.F. - BARRA 1A	15-9	4,776
10	FRANCE FIELD - TX-2 F.F. - BARRA 1C	15-15	7,886
11	GEEHAN - TX-1 GAN - BARRA 1 GAN.	GAN-3	9,824
12	HIDRO - S/E GATUN	HE-9	2,959
13	SISTEMAS REGIONALES: SANTA FE	210	6,497
14	SISTEMAS REGIONALES: YAVIZA	215	2,502
15	TINAJITAS - TX-1 TIN - BARRA 1 TIN	TIN-1	3,739
16	TINAJITAS - TX-1 TIN - BARRA 1 TIN	TIN-3	11,311
17	TINAJITAS - TX-2 TIN - BARRA 2 TIN	TIN-2	7,515
18	TOCUMEN - TX-1 TOC. - BARRA 1 TOC	TOC-11	13,748
19	TOCUMEN - TX-1 TOC. - BARRA 1 TOC	TOC-2	9,790
20	TOCUMEN - TX-1 TOC. - BARRA 1 TOC	TOC-5	12,848
21	TOCUMEN - TX-2 TOC - BARRA 2 TOC	TOC-3	8,229
			148,997