

Panamá, 30 de Octubre de 2018

COMENTARIOS
CONSULTA PÚBLICA NO.016-18

Propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2018 al 30 de junio de 2022

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET) Señores
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
Edificio Office Park
Vía España y Fernández de Córdoba
Primer Piso
Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario

DIR-SJ-292-2018 30 de Octubre de 2018

Ref. Comentarios a la Consulta Pública No.16-18 que ha sido ordenada por su despacho a través de la Resolución AN No.12760-Elec de 1 de octubre de 2018.

Estimados señores:

Por este medio EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (en adelante **EDEMET**), comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y comentarios a la propuesta de "Propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2018 al 30 de junio de 2022", con ocasión de la Consulta Pública No.016-18 que ha sido ordenada por su despacho a través de la Resolución AN No. 12760-Elec del 1 de octubre de 2018 (en adelante Resolución 12760).

El presente Pliego de Observaciones y Comentarios está encaminado a que su despacho efectúe una detenida y ponderada revisión de algunas metodologías y pasos de cálculo que forman parte de la determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) propuesto, en atención a que se han detectado inconsistencias que, de no corregirse, comprometerían no solo la legitimidad legal y técnica de esta actuación administrativa sino que, además, podría originar relevantes amenazas a la suficiencia financiera y estabilidad de la inversión que han realizado y que proyectan realizar las empresas concesionarias del servicio de distribución de energía.



Contenido

<u>1</u>	R	ESUMEN EJECUTIVO	4
1.1		SITUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA DE EDEMET ANTE LA REVISIÓN TARIFARIA 2018/2022	4
1.2		TASA DE RENTABILIDAD INSUFICIENTE	
1.3		PUNTO DE CORTE DISCRECIONAL EN DETERMINACIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS	5
1.4		DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS	
1.5		INCONSISTENCIA EN TASAS DE DEPRECIACIÓN PROYECTADAS	
1.6		Proyección de Mercado	6
1.7		PÉRDIDAS DE ENERGÍA	6
1.8		BASE DE ACTIVOS A JUNIO DE 2018	7
1.9		CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE LAS INVERSIONES 2014 - 2017	8
1.10)	INVERSIONES ADICIONALES A LAS EFICIENTES	8
1.11	L	COSTOS NO CONTEMPLADOS EN ECUACIONES DE EFICIENCIA	9
<u>2</u>	ΕI	L CONTEXTO DE EDEMET ANTE LA REVISIÓN TARIFARIA 2018/2022	10
<u>3</u>	0	BSERVACIONES SOBRE LA METODOLOGÍA APLICADA	12
3.1		SOBRE EL PRINCIPIO DE CONTINUIDAD REGULATORIA	12
3.2		TASA DE RENTABILIDAD INSUFICIENTE	13
3.3		PUNTO DE CORTE DISCRECIONAL EN LA DETERMINACIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS	14
3.4		DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS	16
3.5		INCONSISTENCIA EN TASAS DE DEPRECIACIÓN PROYECTADAS	20
3.6		PROYECCIÓN DE MERCADO	24
3.6.	1	LOS CLIENTES QUE DETERMINAN LOS COSTOS CON LOS ACTIVO Y NO LOS FACTURADOS	26
3.6.	2	CRECIMIENTO DE ENERGÍA ARBITRARIAMENTE OPTIMISTA	29
3.7		PÉRDIDAS DE ENERGÍA	32
3.7.	1	Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas Técnicas de Energía	32
3.7.	2	Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas No Técnicas de Energía	34
3.8		BASE DE ACTIVOS A JUNIO DE 2018	43
3.8.	1		43
3.8.			
DESC	CO	NSIDERACIÓN DE RETIROS	44
3.9		CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE LAS INVERSIONES 2014 - 2017	45
3.9.	1	COEFICIENTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OYM)	46
3.9.	2	Asimetría	58
3.9.	3	EFICIENCIA PRECIO	
3.9.	4		
3.10)	INVERSIONES ADICIONALES A LAS EFICIENTES	
3.10).:		
3.11	L	COSTOS NO CONTEMPLADOS EN ECUACIONES DE EFICIENCIA	
3.11	L.:	1 Costos de OYM de Alumbrado Público	88
3.11	L.2	2 Costos de OYM por Inversiones adicionales de Distribución y Comercialización	90

1 Resumen Ejecutivo

En lo que sigue de este documento, se desarrolla detalladamente las observaciones en el proceso de determinación del IMP puesto a consideración en la Consulta Pública. En esta sección se incluye un Resumen Ejecutivo resaltando los puntos esenciales de cada observación.

1.1 Situación Económica Financiera de EDEMET ante la Revisión Tarifaria 2018/2022

De aplicarse el IMP propuesto para el periodo julio 2018 – junio 2022, se haría inviable la operación de la empresa desde el punto de vista Económico Financiero. Esta situación se debe a que la fuerte inversión realizada por la empresa en los últimos años, junto con un estancamiento del VAD Unitario que no guarda relación con ese fuerte nivel de inversiones, han llevado los indicadores financieros a un límite tal que, si no se lograra un incremento del VAD, no sería posible contar con el financiamiento necesario para afrontar las inversiones mínimas que obligatoriamente deben hacerse para satisfacer el incremento de la demanda.

1.2 Tasa de Rentabilidad Insuficiente

EDEMET solicita a la ASEP reconsiderar lo resuelto en la Resolución AN N° 12702 y atienda las consideraciones de la empresa planteadas en el Recurso de Reconsideración, ya que la Tasa de Rentabilidad definida por esa resolución atenta contra lo establecido en la Ley N° de 1997 en materia de suficiencia financiera. Las razones son las siguientes:

- 1. Resulta insuficiente en la situación actual de las empresas distribuidoras, caracterizada por altas inversiones en un contexto de caída del Margen de Distribución.
- Es objetivamente menor a la tasa de rentabilidad aprobada para el mismo sector en países de la región, lo que cuestiona el principio de remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como se lo hace en empresas eficientes en sectores de riesgo comparable.
- 3. Resulta insuficiente ya que el régimen tarifario no permite ajustar por inflación este costo de capital y, por lo tanto, la tasa efectivamente alcanzable resulta menor de lo que resultaría en cualquier otro país, donde el costo de capital se indexa por inflación al igual que el resto de los costos incluidos en la tarifa. De no ser así, la tasa WACC calculada por ASEP debe ser una Tasa Nominal.
- 4. El WACC es una metodología para evaluar decisiones de inversión a futuro, que debe aplicarse con gran cuidado si se la aplica para remunerar el retorno sobre inversiones del pasado. La ASEP aplica el WACC con criterios como si se tratara de la evaluación de proyectos de inversión a futuro, sin tener en cuenta que el resultado debe ser una tasa de retorno para remunerar los activos en operación, que son el resultado de la sumatoria de una serie de inversiones ejecutadas en el pasado.

1.3 Punto de Corte Discrecional en Determinación de Empresas Comparadoras

En la Resolución AN No.12688-Elec, la ASEP se apartó de un criterio aplicado en las últimas tres revisiones tarifarias al utilizar como punto de corte para la determinación de las Empresas Comparadoras un valor de 90% en lugar de 80%. Ante esto, EDEMET presentó un recurso de reconsideración con las razones por las cuales no corresponde este cambio. Seguidamente, en la Resolución AN No.12745-Elec la ASEP revisó el punto de corte llevándolo al 85%. No habiendo ninguna razón fundada para este cambio, como ya lo demostró la empresa en la Consulta Pública y en el Recurso de Reconsideración correspondiente, se solicita reconsiderar esta decisión y mantener el valor de 80% aplicado en todas las revisiones tarifarias anteriores.

1.4 Descuento por Inversiones No Ejecutadas

Se debe revisar el cálculo del Descuento por Inversiones no Ejecutadas para subsanar los siguientes errores:

- 1. Tasa de depreciación incorrecta: El dato de depreciación anual de los activos brutos se estima en 30 años, equivalente a un 3,33%. Sin embargo, la tasa depreciación que surge del IMP 2010-2014 es de un 3,11% promedio para todos los activos, equivalente a 32.15 años de vida útil de los activos. En este caso corresponde aplicar la misma vida útil del IMP (32.15 años) ya que cualquier vida útil menor implicaría un descuento mayor al monto de IMP aprobado.
- 2. Se deben calcular los montos de inversiones no ejecutadas según los desembolsos realizados por la empresa y no según lo capitalizado. Esto debe hacerse de este modo para que exista coherencia con los montos de inversión proyectada en el IMP 2014/2018, en el cual se proyectaron montos a ser desembolsados. De lo contrario, se incurriría en un error de cálculo, ya que se estaría calculando la diferencia entre montos de inversión de distintos conceptos: los montos según desembolsos incluidos en el cálculo del IMP 2014/2018 y los montos capitalizados de las inversiones realizadas en ese mismo período.
- 3. Aminorar el monto de inversiones no ejecutadas en el período 2014/2018 teniendo en cuenta los fondos que debió inmovilizar la empresa para el financiamiento de los subsidios FACE y FET durante ese mismo período. El financiamiento forzado de estos subsidios impidió que EDEMET pudiera disponer de dichos fondos para destinarlos a inversiones.

1.5 Inconsistencia en Tasas de Depreciación Proyectadas

Las tasas de depreciación utilizadas en el Informe para proyectar el IMP 2018/2020 son diferentes a las utilizadas por la ASEP para registrar los activos en las cuentas de la Contabilidad Regulatoria (Planillas "AA"). En consecuencia, se solicita que a los efectos de proyectar el IMP 2018/2020, se utilicen las tasas de depreciación con las cuales se calculó el Activo Neto Inicial a Junio de 2018.

1.6 Proyección de Mercado

Cantidad de Clientes

Se solicita que para la proyección se tomen en cuenta los Clientes Activos y no los Clientes Facturados. Los clientes que realmente determinan los costos de la empresa son los Clientes Activos, ya que comprenden la totalidad de los clientes de la empresa. Los siguientes son algunos casos que muestran porque la cantidad de Clientes Facturados no incluyen la totalidad de clientes de la empresa: clientes recientemente incorporados que al momento del cierre del mes no fueron facturados porque no estaban activos al momento de cerrar el ciclo de lectura, clientes no facturados por imposibilidad de realizar lectura, clientes con anomalías administrativas, etc.

Energía

El Informe del IMP utiliza una proyección de consumo de energía excesivamente optimista, la cual surge de un sencillo método sin ningún fundamento econométrico y además porque está basado en el Informe Indicativo de Demanda que está desactualizado. El Informe Indicativo de Demanda utilizado está elaborado con información suministrada al CND por las empresas distribuidoras el 15 de julio de 2017. Ello significa que para esa proyección se utilizó como último dato real el resultado del año 2016, en donde todavía la demanda había crecido a un ritmo alto.

En consecuencia, habida cuenta de la importancia de la proyección de energía en el recupero del IMP, se solicita a la ASEP que base el pronóstico en una proyección metodológicamente más robusta, no basándose en un simple promedio o tome el estudio presentado por la empresa.

1.7 Pérdidas de Energía

Pérdidas Técnicas de Energía

La ASEP determina las pérdidas reconocidas para las empresas de distribución de Panamá según una ecuación de pérdidas que no tiene en cuenta ninguna de las variables que determinan el nivel de pérdidas que puede alcanzar una empresa de distribución: configuración de las redes, niveles de tensión desde los cuales se distribuye la energía y se sirven los clientes, patrón de consumo de los clientes, etc.

Las características del mercado que atiende EDEMET son muy distintas a las de las empresas de la FERC. EDEMET tiene alimentadores muy extensos y en muchos casos para atender pocos clientes, con consumos bajos y muy dispersos. Esto hace que las redes de EDEMET sean radiales y transiten varios kilómetros hasta servir los clientes. Otra diferencia importante entre las redes de EDEMET y las de las empresas de la FERC es que la mayoría de la energía de la demanda de EDEMET se sirve del nivel de Baja Tensión, mientras que las empresas de la FERC entregan gran cantidad de energía en niveles de tensión superiores. Todo esto hace que el porcentaje de Pérdidas Técnicas mínimas que puede alcanzar EDEMET sea mucho mayor al promedio de las empresas de la FERC.

Atento todo lo expuesto, se solicita que la ASEP fije el porcentaje de pérdidas técnicas en 8.12% que es el que surge del estudio de pérdidas encargado por la empresa presentado a la ASEP.

Pérdidas no Técnicas

Las Pérdidas no Técnicas de Energía pueden clasificarse en dos tipos:

- a) Pérdidas no Técnicas no Gestionables
- b) Pérdidas no Técnicas Gestionables

La ASEP sólo reconoce una parte de las Pérdidas no Técnicas no Gestionables. Cuando en realidad debería reconocerlas en su totalidad, ya que la empresa no puede reducir estas pérdidas porque ellas dependen de políticas de estado que escapan a su control. Se solicita reconocer la totalidad de las pérdidas no técnicas No Gestionables según se describe en las observaciones correspondientes de este documento.

Por otra parte, la ASEP no reconoce nada de Pérdidas no Técnicas Gestionables, cuando se sabe que es económicamente inviable llevar estas pérdidas a cero, porque si se lo intentara hacer, el beneficio de su reducción más allá de un punto mínimo se vería sobrepasado por los mayores costos de inversión y O&M para reducir estas pérdidas.

Teniendo en cuenta lo expuesto, se solicita a la ASEP reconozca la totalidad de las Pérdidas no Técnicas no Gestionables y el equivalente al 2% de la energía ingresada en BT en concepto de Pérdidas no Técnicas Gestionables.

1.8 Base de Activos a Junio de 2018

Coeficiente de Actividad No Regulada

El cálculo del coeficiente de ajuste por actividades no reguladas propuesto por la ASEP para EDEMET se aleja del valor real que surge de la información contable. Se advierte un trato discriminatorio con respecto a la empresa ENSA, para la cual este coeficiente se determina en base a su información contable, mientras que para EDEMET se ignora esta información y arbitrariamente se lo fija igual al de ENSA.

Cambio de Criterios de Cálculo: Eliminación Activos Depreciados

La ASEP elimina de la Base de Capital los activos totalmente depreciados. Si bien desde un punto de vista estrictamente contable este proceder es correcto, no lo es desde el punto de vista regulatorio. Los entes reguladores de varios países, por ejemplo Brasil, no eliminan de la Base de Capital los activos totalmente depreciados a los efectos de generar una señal positiva que incentive a las empresas a mantener en operación activos totalmente depreciados. De lo contrario, las empresas podrían retirar de la operación esos activos para reemplazarlos por activos nuevos, con el consiguiente mayor costo para los usuarios.

Por lo tanto, a los efectos de mantener una buena práctica regulatoria, solicitamos a la ASEP mantenga la política anterior de reconocer depreciación, no rentabilidad, sobre los activos totalmente depreciados.

1.9 Criterios para el Análisis de Eficiencia de las Inversiones 2014 - 2017

La ASEP aplica una metodología arbitraria e indiscriminada para castigar por "eficiencia" a las inversiones realizadas que padece de las siguientes deficiencias:

Criterio de Castigo por Operación y Mantenimiento: este castigo es gravísimo ya implica desconocer el total de lo invertido. El mismo es aplicado erróneamente en muchas obras de nuevos suministros que por su naturaleza requieren de pocos postes o pocos metros de conductor. También es erróneamente aplicado cuando se castigan partes de una obra cuando otra parte de la misma obra es considerada inversión. Esto sucede porque la ASEP no analiza las obras de modo integral sino que lo hace de modo parcial, desconsiderando la obra en su conjunto.

Criterio de Castigo por Asimetría: este castigo es arbitrario y generalizado, y no se corresponde con los esfuerzos y disposición manifestados por la empresa para atender todos los pedidos de información que la ASEP ha realizado. Así mismo, vale decir que las inversiones se presentan anualmente desde el año 2015, habiendo tiempo para satisfacer cualquier duda o consulta.

Criterio de Castigo por Costos Internacionales: se comete aquí la arbitrariedad de penalizar inversiones cuando la ASEP no tiene precios de referencia para ciertos elementos.

Ante esta situación que afecta gravemente el reconocimiento de las inversiones realizadas por la empresa, se solicita la ASEP atienda las consideraciones puntuales que se destacan en la sección correspondiente de este documento y que justifican la no aplicación de reglas generalizadas.

1.10 Inversiones Adicionales a las Eficientes

En la sección correspondiente de este documento se realizan una serie de observaciones a las Inversiones Adicionales a las Eficientes incluidas en el cálculo del IMP. No obstante, cabe aclarar que el compromiso de ejecutar el Plan de Inversiones Adicionales a las Eficientes que resultan de la propuesta de la ASEP junto con las observaciones mencionadas está condicionado a que se acepten el resto de las observaciones realizadas en el presente documento. Esta aclaración es necesaria porque de lo contrario sería validar un plan de inversiones que no sería viable ejecutar por falta de financiamiento por lo bajo de la tarifa resultante. En síntesis, la empresa no puede convalidar un plan de inversiones "a ciegas", es decir sin conocer si el nivel del IMP posibilita su ejecución.

1.11 Costos no Contemplados en Ecuaciones de Eficiencia

Costos de O&M de Alumbrado Público

La ASEP propone reconocer a EDEMET un costo de alumbrado público que representa sólo el 43% del costo real de alumbrado público reflejado por la Contabilidad Regulatoria de EDEMET para los años 2016 y 2017. Este insuficiente reconocimiento de costos se debe a que:

- Se han tomado en consideración sólo los Gastos de Operación y Mantenimiento de Alumbrado Público reportados en la Contabilidad Regulatoria, desconsiderado los ítems de Otros Gastos y de Gastos Administrativos relacionados con el Alumbrado Público.
- 2. Se ha aplicado un cambio metodológico arbitrario en relación con el IMP 2014-2018, ya que ahora se propone reconocer un valor promedio entre lo real y lo aprobado en el pasado, cuando la práctica tradicional de la ASEP ha sido aprobar el valor reflejado en la Contabilidad.

En consecuencia, a fin de mantener continuidad regulatoria con los criterios de cálculo de la última revisión tarifaria y de reconocer la totalidad de los costos que la actividad de Alumbrado Público genera, se solicita a ASEP aprobar un costo de B./ 15.60 por luminaria.

Costos de O&M por Inversiones Adicionales en Distribución y Comercialización

Las ecuaciones de eficiencia resultantes de las empresas comparadoras, permiten determinar las inversiones eficientes necesarias para atender la demanda y los correspondientes costos vinculados a la Operación y Mantenimiento de los activos. Además del reconocimiento de esas Inversiones Eficientes, la ASEP reconoce Inversiones Adicionales a las vinculadas para atender la demanda.

Sin embargo, no se han reconocido Costos de O&M vinculados a estas inversiones, razón por la cual se solicita a la ASEP el reconocimiento de estos costos según se describe en la sección de observaciones correspondiente de este documento.



2 El contexto de EDEMET ante la Revisión Tarifaria 2018/2022

Mediante la Resolución AN No. 12760-Elec, la ASEP ha puesto en consideración su propuesta de cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para las tres empresas distribuidoras de Panamá para el periodo julio 2018 – junio 2022, en adelante el Informe.

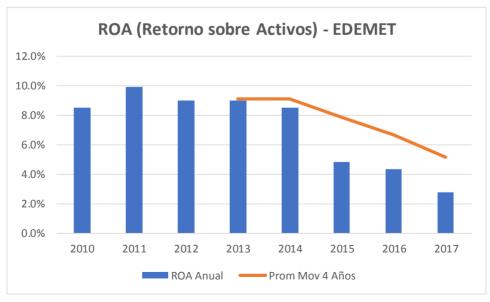
Inviabilidad Financiera

En las siguientes secciones de este documento, se incluyen las observaciones en el proceso de determinación del IMP. Antes de entrar en los detalles metodológicos de esas observaciones, consideramos muy importante destacar que de aplicarse el IMP propuesto para el periodo julio 2018 – junio 2022, se haría inviable la operación de la empresa desde el punto de vista Económico Financiero. La gravedad de la perspectiva es tal que, ya no decimos que se pondría en riesgo la Suficiencia Financiera mencionada en el Artículo 92 de la Ley 6, sino que directamente la empresa no tendrá la rentabilidad mínima para conseguir el financiamiento necesario, ni de terceros ni de los propios accionistas, para acometer las inversiones previstas para satisfacer la demanda y seguir operando.

En efecto, el Artículo 92 de la Ley 6 establece que "Se entiende que existe suficiencia financiera cuando las fórmulas de tarifas garantizan la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable....".

Perspectiva de Ingresos y Rentabilidad

Si se aplicara el IMP resultantes del Informe, se acentuaría la baja rentabilidad actual de EDEMET, haciéndose imposible conseguir el financiamiento necesario para afrontar las inversiones que se requieren. El siguiente gráfico muestra la evolución de la rentabilidad de la empresa durante los últimos años.





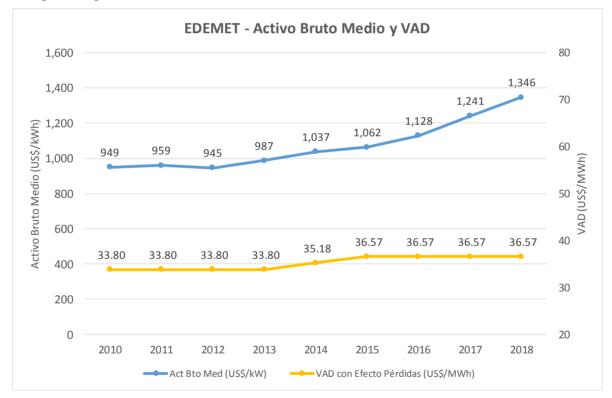
- Una tendencia declinante del ROA durante los últimos años
- Un valor muy bajo y preocupante en los últimos años.

Causas

Las causas de esta situación han sido las siguientes:

- 1. Alto nivel de Pérdidas no Técnicas NO GESTIONABLES y no reconocidas debidamente
- 2. Alto nivel de inversiones por encima del crecimiento de la demanda
- 3. Tarifas desacopladas con la demanda y la inversión.
- 4. No reconocimiento de Costos de Operación y Mantenimiento para Inversiones no Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia.
- 5. Menor crecimiento de la venta de energía, debido a la mayor eficiencia energética del equipamiento electrodoméstico y mayor cantidad de clientes con autogeneración.

El siguiente gráfico muestra en números las causas anteriores:



- Durante el Período 2010/2014 el Activo Bruto Medio (Activo dividido por la Demanda Máxima), representado por la línea de color celeste, se mantuvo en un nivel relativamente constante alrededor de 1.000 US\$/kW. Esto significa que las inversiones se realizaron al mismo ritmo que el crecimiento de la demanda, es decir similar crecimiento en activos y demanda máxima.
- En ese mismo Período, el VAD (línea de color amarillo), se mantuvo relativamente constante.



- En el Período 2014/2018 que está finalizando, el Activo Bruto Medio creció fuertemente, como consecuencia de inversiones adicionales al crecimiento de la demanda. Pasó de 1.037 a 1.346 US\$/kW.
- Sin embargo, en ese mismo Período, el VAD creció en mucho menor medida. Esto fue consecuencia de unas tarifas similares a las del período anterior agravado por el leve crecimiento de la venta de energía.

Necesidad

Ante esta situación, generada por causas externas a la empresa, se hace imperioso una mejora en el IMP de EDEMET, lo cual puede lograrse si se atienden las observaciones que por este medio presentamos a la Consulta Pública que nos ocupa, que representan reclamos históricos de la empresa en las Revisiones Tarifarias anteriores.

Igualmente, es necesario indicar que un IMP que no dé la Suficiencia Financiera, medida en términos de que las empresas no empeoren su rentabilidad y además que puedan cumplir con los indicadores financieros exigidos por las entidades financieras. podría ser la causa de que las empresas no puedan acometer el programa de inversiones que se incorporan como parte del IMP.

3 Observaciones sobre la metodología aplicada

3.1 Sobre el Principio de Continuidad Regulatoria

A lo largo del Informe, como se lo señala específicamente en las siguientes secciones se observan cambios metodológicos arbitrarios respecto de lo realizado por la ASEP en las revisiones tarifarias anteriores que significan violar el Principio de Continuidad Regulatoria. Es lógico que, en pos del progreso en la aplicación de técnicas de Regulación de Servicios Públicos, en cada revisión tarifaria se introduzcan cambios metodológicos, siempre y cuando ellos signifiquen un progreso en cuanto a la precisión de los cálculos que se realizan. Por el mismo razonamiento, no es aceptable cambios en la metodología cuando de ello no se deriva una mejora en las prácticas regulatorias. Es más, no sólo esto es ilógico, sino que es ilegal, ya que cambios que no signifiquen una mejora metodológica implican una decisión arbitraria del funcionario público, lo que es contrario al Principio de la Razón Fundada de las decisiones de los funcionarios públicos.

Para cumplir con este 'principio y para respetar el Concepto de Continuidad Regulatoria, solicitamos a la ASEP atienda las observaciones que se realizan en las siguientes secciones en cuanto a evitar cambios metodológicos que no signifiquen un progreso en cuanto a la precisión de los cálculos que se realizan.

Es necesario resaltar una vez más, la importancia de respetar el Principio de Continuidad Regulatoria, ya que es esencial para generar señales de estabilidad y transparencia, fundamentales para alentar la vocación de inversión, no sólo de los propios accionistas de las empresas de distribución, sino también de terceros del sector financiero.



3.2 Tasa de Rentabilidad Insuficiente

EDEMET solicita a la ASEP reconsiderar lo resuelto en la Resolución AN No.12702-Elec. va que la Tasa de Rentabilidad allí definida atenta contra lo establecido en el Texto Único de la Ley No.6 de 1997 en materia de suficiencia financiera de las empresas distribuido-

"Artículo 92. Criterios para definir el régimen tarifario.

Se entiende que existe suficiencia financiera cuando las fórmulas de tarifas garantizan la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable..."

Concretamente, la Tasa de Rentabilidad definida en la Resolución AN No.12702-Elec atenta contra lo establecido en el articulo anterior de la ley por las siguientes razones:

- 1. Resulta insuficiente en la situación actual de las empresas distribuidoras, caracterizada por altas inversiones en un contexto de caída de la rentabilidad. lo cual deteriora la remuneración al patrimonio de los accionistas y no garantiza el recupero de costos y gastos, incluyendo expansión, reposición y mantenimiento.
- 2. Es objetivamente menor a la tasa de rentabilidad aprobada para el mismo sector en países de la región, lo que cuestiona el principio de remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como se lo hace en empresas eficientes en sectores de riesgo comparable.
- 3. Resulta insuficiente ya que el régimen tarifario no permite ajustar por inflación este costo de capital y, por lo tanto, la tasa efectivamente alcanzable resulta menor de lo que resultaría en cualquier otro país, donde el costo de capital se indexa por inflación al igual que el resto de los costos incluidos en la tarifa. De no ser así, la tasa WACC calculada por ASEP debe ser una Tasa Nominal.

Adicional a lo anterior, de acuerdo a la Ley 6 de 1997, y según lo indica la ASEP en la Resolución AN N°12161, que fue confirmada por la Resolución AN N° 12072, la tasa de rentabilidad de referencia, partiendo de los Bonos del Tesoro de USA de Enero a Diciembre de 2017 más 8 puntos es 10.90%.(Parte I Resumen Ejecutivo)

En la Tabla 16 de la Resolución AN N°12161, se presentan los valores resultantes del WACC Real antes de impuesto, que sirve de referencia para determinar que la Tasa de Rentabilidad de Referencia sea disminuida en 2 puntos, es decir, a 8.90%.

En el Capítulo V de la misma Resolución, se establece lo siguiente: "La tasa nominal se puede utilizar para realizar el análisis de sensibilidad si los flujos de fondos coinciden con el tipo de tasa que se aplica, sin embargo para el cálculo de remuneración anual requerida por gastos de capital se requiere una tasa real, pues los costos que se deducen en este ejercicio son ajustados posteriormente por la inflación pertinente, de no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales. (el subrayado es nuestro).

A pesar del sustento que hace la ASEP de utilizar WACC Real Antes de Impuestos, como referencia para definir la Tasa de Rentabilidad, posteriormente no se cumple, ya que el componente de costo de base de capital que forma parte de los cargos tarifarios no es indexado por la inflación.

Por lo que, en esta oportunidad, solicitamos a la ASEP consistencia con los enunciados que hace y lo que posteriormente realiza con los cargos tarifarios que resultan de la base de capital, va que lo que corresponde, de acuerdo con la teoría económica, es la indexación total de estos cargos.

3.3 Punto de corte discrecional en la determinación de empresas comparadoras

En la Resolución AN No.12688-Elec, la ASEP se apartó de un criterio aplicado en las últimas tres revisiones tarifarias al utilizar como punto de corte para la determinación de las empresas comparadoras un valor de 90% en lugar de 80%. Ante esto, EDEMET presentó un recurso de reconsideración con las razones por las cuales no corresponde este cambio, cuya consecuencia es una importante reducción de ingresos de las empresas distribuidoras.

Seguidamente, en la Resolución AN No.12745-Elec la ASEP revisó este valor y lo llevó a 85%, haciendo dos observaciones al planteo de EDEMET: primero, en el punto 13.1, indica que EDEMET no sustentó su afirmación de que hay una incorrecta asociación por parte de ASEP entre el concepto de eficiencia y el punto de corte para determinar empresas comparadoras que se pretendería llevar al 100%; segundo, en el punto 13.2, ASEP indica que el ingreso observado durante el período tarifario 2014-2018 ha sido mayor al aprobado, y que en consecuencia no se puede decir que el ingreso tarifario fue bajo.

En cuanto al segundo punto, no es correcto indicar que los ingresos fueron mayores a los aprobados, ya que al compararse el Margen Aprobado contra el Margen Real es evidente el deterioro del Margen Real por causa del Costo de las Pérdidas de Energía no Reconocidas. La insuficiencia de estos ingresos se pone aún más de manifiesto cuando se observa que no estuvo a la altura de acompañar el alto plan de inversiones incluido en el IMP del período 2014-2018.

En relación al concepto de eficiencia, si bien es correcto que la ASEP promueva con sus decisiones la eficiencia establecida como objetivo por la Ley, lo cual no se le ha cuestionado en absoluto, hay que notar que en este caso se está haciendo una incorrecta asociación entre el principio de eficiencia de la Ley y el "criterio de eficiencia" definido como este porcentaje que ASEP aspira a llevar al 100%. Esto además tiene como agravante que afecta a la transparencia del proceso y a la suficiencia financiera de las empresas. A continuación, se explican estos puntos.



Por un lado, el punto de corte del 80% ha constituido un aiuste prudente de la muestra resultante del DEA a fin de contemplar diferencias entre las empresas de EEUU y las de Panamá que no se contemplan en los datos ni en la metodología (mercados más industriales y demanda en mayor nivel de tensión en EEUU que en Panamá, mayor madurez de las empresas americanas, distinto nivel de desarrollo socioeconómico del mercado, características geográficas y de dispersión de los clientes, etc.). Es decir, que el parámetro del 80% es, en lugar de un criterio de eficiencia, una suerte de ajuste por variables no observables o no factibles de incluirse en la metodología. En este sentido, procurar llevar este parámetro de 80% a 100% puede implicar castigar los ingresos de las empresas distribuidoras por cuestiones muy diferentes de la eficiencia en la prestación del servicio.

Por otro lado, la metodología aplicada actualmente ya contempla compartir con los clientes el efecto de una mayor eficiencia. En efecto, dado que la actual metodología implica actualizar cada cuatro años la muestra de empresas de la FERC y que de esa muestra actualizada se seleccionan las más eficientes con el DEA, es claro que las ecuaciones de costos resultantes ya incorporan la eficiencia que han obtenido las más eficientes empresas estadounidenses durante los últimos cuatro años. Por lo tanto, el hecho de que el punto de corte sea constante en 80%, o en cualquier otro valor, no implica en absoluto que se trasladen los beneficios de esta eficiencia a los clientes en cada revisión tarifaria.

Teniendo en cuenta que este parámetro ha estado fijo en 80% desde el momento en que se comenzó a aplicar el DEA, durante las tres últimas revisiones tarifarias, y habiéndose visto que esto no impidió en absoluto que los clientes recibieran a través de menores costos las ganancias en eficiencia de las empresas, el cambio de este parámetro a 90% se convierte en un acto arbitrario. Esto evidentemente afecta la transparencia del proceso tarifario, y genera una gran incertidumbre sobre el futuro de las tarifas, lo cual socava la confianza necesaria para asumir compromisos de inversión en un negocio donde la previsibilidad es un requisito fundamental.

Esta incertidumbre se agrava por la magnitud que tiene sobre los ingresos de la empresa esta decisión de pasar el punto de corte de 80% a 90%. En concreto, para el caso de EDEMET esto representa una reducción de ingresos de alrededor de US\$ 6 Millones por año, los cuales tienen un impacto muy considerable sobre la suficiencia financiera de la empresa. Esto es especialmente delicado en el contexto financiero actual de EDEMET, ocasionado por las altas inversiones y el bajo ingreso del período tarifario 2014-2018.

En conclusión, la decisión tomada por ASEP de incrementar arbitrariamente el criterio de eficiencia de 80% a 85% en esta revisión tarifaria, no implica un mejor traslado de eficiencia del negocio a los clientes, sino que principalmente atenta contra la transparencia y previsibilidad necesarios para este negocio, además de deteriorar la suficiencia financiera de las empresas distribuidoras. Por esto, se solicita reconsiderar esta decisión y mantener el valor de 80% aplicado en todas las revisiones tarifarias anteriores. O bien si, a pesar de lo dicho, la ASEP considerase que la modificación de este parámetro es un instrumento válido, se solicita establecer una senda gradual y previsible de evolución para este parámetro.



Descuento por Inversiones No Ejecutadas

El Informe sobre el IMP propuesto por ASEP, propone descontar un monto de US\$ 16,162,619 en concepto de Inversiones No Ejecutadas de acuerdo con siguiente detalle:

Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Inversiones proyectadas	97,340,451	100,583,291	90,029,097	81,746,867
Inversiones realizadas a precios corrientes	70,916,447	75,704,832	94,213,752	117,085,688
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	70,916,447	76,698,537	94,960,755	117,020,145
Inversión Bruta no ejecutada	26,424,005	23,884,754	- 4,931,658	- 35,273,278
Depreciación acumulada de la Inversión no				
ejecutada	880,800	1,676,959	1,512,570	336,794
Inversión Neta no ejecutada	25,543,205	47,751,000	41,306,772	5,696,700
Costo de capital anual asociado a la inversión no				
ejecutada	2,467,474	4,612,747	3,990,234	550,301
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	3,348,274	6,289,705	5,502,804	887,095
Valor indexado a Junio 2018	3,350,149	6,372,264	5,546,435	887,095
Valor total a descontar	16,155,944			

El cálculo de este monto es incorrecto ya que no contempla las siguientes consideraciones:

1. Tasa de depreciación incorrecta: El dato de depreciación anual de los activos brutos se estima en 30 años, equivalente a un 3,33%. Sin embargo, el valor contenido de la depreciación en el IMP 2010-2014 es de un 3,11% promedio para todos los activos, equivalente a 32.15 años de vida útil de los activos. En este caso corresponde aplicar la misma vida útil del IMP (32.15 años) ya que cualquier vida útil menor implicaría un descuento mayor al monto de IMP aprobado.

Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Inversiones proyectadas	97,340,451	100,583,291	90,029,097	81,746,867
Inversiones realizadas a precios corrientes	70,916,447	75,704,832	94,213,752	117,085,688
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	70,916,447	76,698,537	94,960,755	117,020,145
Inversión Bruta no ejecutada	26,424,005	23,884,754	- 4,931,658	- 35,273,278
Depreciación acumulada de la Inversión no				
ejecutada	821,387	1,563,841	1,410,541	314,076
Inversión Neta no ejecutada	25,602,618	47,923,532	41,581,333	5,993,979
Costo de capital anual asociado a la inversión no				
ejecutada	2,473,213	4,629,413	4,016,757	579,018
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	3,294,599	6,193,254	5,427,298	893,094
Valor indexado a Junio 2018	3,296,445	6,274,547	5,470,330	893,094
Valor total a descontar	15.934.416			



2. En la tabla anterior, la fila "Inversión Bruta no Ejecutada" tiene un error de cálculo, va que está calculada como la diferencia entre montos de inversión de distintos conceptos: se resta a los montos según desembolsos incluidos en el cálculo del IMP 2014/2018 los montos capitalizados de las inversiones realizadas. Para corregir este error de cálculo, la Inversión Realizada debe ser según desembolsos y no según montos capitalizados: El plan de inversiones incluido en el IMP está basado en Desembolsos y no en activos Capitalizados. Esto es evidente al analizar el cronograma de inversiones de, por ejemplo, inversiones en AT y Otras del IMP aprobado para el período 2014-2018, donde se observa que los montos de cada proyecto son incluidos en los periodos en los que se realizan los desembolsos, y no en un momento único de Capitalización.

INVERSION EN AT NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA - Miles de Balboas									
DETALLE	Jul a Dic 2014	2015	2016	2017	Ene a Jun 2018				
Nueva Subestación Guadalupe (115kV) en Chorrera	2,000	3,000	0	0	0				
Repotenciación de línea LLS-ARE 115 kV	0	9,800	0	0	0				
Nueva Subestación Las Tablas 115 y línea ARE-LTA	0	0	0	1,000	3,500				
Nueva Subestación Howard	0	0	7,500	0	0				
Doble Circuito Combinado Miraflores Howard (115 kV)	0	1,500	500	5,200	0				
Nueva Línea LLS-POC 115 KV	0	0	2,000	3,000	0				
Nueva SE La Floresta 115/13,8 KV	500	4,000	2,000	0	0				
Diseño de Línea 230 KV Panamá 1 - SE Bella Vista	0			0	1,000				
Línea 230 KV Panamá 1 - SE Bella Vista	0	1,000	7,500	0	0				
Nueva SE Arraiján 230/34,5 KV	600	6,000	0	0	0				
Ampliación SE El Higo	0	1,000	2,500	0	0				
Ampliación SE Santiago	2,500	0	0	0	0				
Nueva SE Chame Coronado y Línea de 115 KV	0	0	0	4,000	4,000				
Nueva línea Chorrera-Guadalupe 115 kV	0	3,240	0	0	0				
TOTAL	5,600	29,540	22,000	13,200	8,500				

OTRAS INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS	S ECUACIONES	DE EFICIENCIA - Mil	es de Balboas		
DETALLE	Jul a Dic 2014	2015	2016	2017	Ene a Jun 2018
Soterrado Polígono Centro Bancario	5,500	5,078	5,078	0	0
Soterrado Ciudad de Santiago (Ave. Central)	879	879	0	0	0
Sorretamiento Vía brasil	0	1,600	0	0	0
Sorretamiento Vía Porras	0	0	2,994	2,994	0
Sorretamiento Vía Cincuentenario	0	0	2,134	0	0
Sorretamiento Chitré	0	0	1,905	0	0
Nuevo Circuito Las Tablas - Cerro Canajagua (refuerzo para antenas de radiodifusión)	2,521	-	-	-	-
Confiabilidad de plantas potabilizadoras EDEMET	0	2,225	2,036	529	191
Medidores Inteligentes	0	514	514	514	0
Conversión de 4.16kV a 13.2kV	-	1,120	1,000	-	-
Nuevo Circuito SE Arraiján	150	-	-	-	-
IMPD IMPCO ALUMPU DEMANDA REGRESIONES INV	ERSIONES	ACTIVOS	. (+) : [4]		اممد

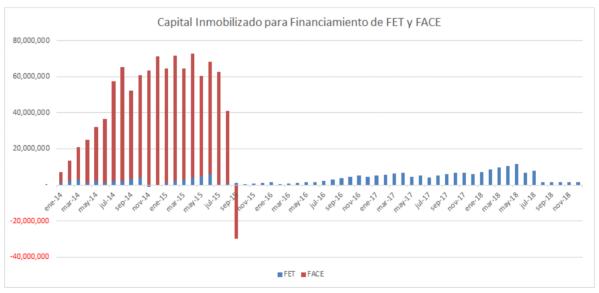
En consecuencia, lo que corresponde para realizar el cálculo de la devolución por Subejecución de inversiones es analizar el flujo de desembolsos de cada año tarifario, en lugar de lo capitalizado. La siguiente tabla presenta el cálculo realizado por ASEP para la devolución, pero incluyendo los desembolsos en lugar de las Adiciones al Activo en Explotación, es decir, capitalizado.

A esto además hay que agregarle que, dado los retrasos en la aprobación del IMP, al no saber las distribuidoras cuales de las obras iban o cuales no, desplazó su inicio para el año 2015, por lo que castigarlas por la "subejecución" del 2014 implica desconocer esta realidad que no es responsabilidad de las distribuidoras, sino exclusiva de la ASEP.



Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Inversiones proyectadas	97,340,451	100,583,291	90,029,097	81,746,867
Inversiones realizadas a precios corrientes	76,138,500	92,767,241	100,484,741	116,604,000
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	76,138,500	93,984,908	101,281,465	116,538,727
Inversión Bruta no ejecutada	21,201,951	6,598,383	- 11,252,368	- 34,791,860
Depreciación acumulada de la Inversión no				
ejecutada	353,366	816,705	739,138	- 28,265
Inversión Neta no ejecutada	20,848,585	26,630,264	14,638,757	- 20,124,837
Costo de capital anual asociado a la inversión no				
ejecutada	2,013,452	2,571,818	1,413,738	- 1,943,556
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	2,366,818	3,388,522	2,152,876	- 1,971,822
Valor indexado a Junio 2018	2,368,144	3,361,867	2,124,984	- 1,971,822
Valor total a descontar	7.523.597			

3. Fondos Inmovilizados por FACE y FET: durante el período tarifario 2014-2018 EDEMET debió destinar muy importantes sumas de dinero al financiamiento de los subsidios otorgados por el Estado a los clientes finales. El siguiente gráfico muestra, durante cada mes del periodo tarifario, el Capital Inmovilizado por la empresa por haberlo destinado al financiamiento del FET y al FACE.



El financiamiento forzado de estos subsidios impidió que EDEMET pudiera disponer de dichos fondos para destinarlos a inversiones. La primera fila de la siguiente tabla muestra el Capital Inmovilizado Promedio por cada año tarifario.

	JUL14/JUN15	JUL15/JUN16	JUL16/JUN17	JUL17/JUN18
Capital Inmobilizado Promedio	64,278,213	7,058,006	4,822,999	7,425,916
Capital Inmobilizado Incremental	64,278,213	- 57,220,206	- 2,235,008	2,602,917



La segunda fila de la tabla anterior muestra el Capital Inmovilizado Incremental o la Inversión Neta destinada a financiar el FET y el FACE. Los montos negativos significan que el financiamiento provisto por la empresa fue menor al recupero del subsidio de cada año.

Si bien este dinero no fue destinado a obras, fue destinado a la actividad de distribución eléctrica forzado para acompañar Políticas de Estado para subsidiar a los consumidores.

Por lo tanto, el cálculo de la devolución por sub-ejecución de inversiones no puede ignorar el efecto de este dinero no disponible para las inversiones. Por lo tanto, se solicita a la ASEP incluir el Capital Inmovilizado Incremental como parte de la inversión realizada, y recalcular la devolución de acuerdo a la tabla siguiente.

Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Inversiones proyectadas	97,340,451	100,583,291	90,029,097	81,746,867
Inversiones realizadas a precios corrientes	135,194,659	18,484,625	91,978,744	119,688,606
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	135,194,659	18,727,255	92,708,026	119,621,606
Inversión Bruta no ejecutada	- 37,854,208	81,856,036	- 2,678,930	- 37,874,738
Depreciación acumulada de la Inversión no				
ejecutada	- 1,261,807	1,466,728	1,377,430	114,939
Inversión Neta no ejecutada	- 36,592,401	43,796,907	39,740,548	1,750,871
Costo de capital anual asociado a la inversión no				
ejecutada	- 3,534,826	4,230,781	3,838,937	169,134
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	- 4,796,633	5,697,509	5,216,367	284,073
Valor indexado a Junio 2018	- 4,799,319	5,772,295	5,257,726	284,073
Valor total a descontar	6,514,774			

Teniendo en cuenta los tres puntos mencionados anteriormente (la corrección en la tasa de depreciación, la consideración de las inversiones según desembolsos y el efecto del financiamiento del FACE y del FET), se solicita a ASEP a proceda a calcular el descuento por sub-ejecución de inversiones teniendo en cuenta estas observaciones, según se detalla en la siguiente planilla de cálculo:

Periodo	jι	ıl 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul	17 - jun 18
Inversiones proyectadas		97,340,451	100,583,291	90,029,097		81,746,867
Inversiones realizadas a precios corrientes		140,416,713	35,547,034	98,249,733		119,206,917
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014		140,416,713	36,013,626	99,028,737		119,140,187
Inversión Bruta no ejecutada	-	43,076,261	64,569,665	- 8,999,640	-	37,393,320
Depreciación acumulada de la Inversión no						
ejecutada	-	1,339,020	668,119	388,367	-	773,999
Inversión Neta no ejecutada	-	41,737,242	22,164,304	12,776,297	-	23,843,023
Costo de capital anual asociado a la inversión no						
ejecutada	-	4,031,818	2,141,072	1,234,190	-	2,303,236
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	-	5,370,837	2,809,191	1,622,557	-	3,077,235
Valor indexado a Junio 2018	-	5,373,845	2,846,065	1,635,422	-	3,077,235
Valor total a descontar	-	3,969,594				



3.5 Inconsistencia en Tasas de Depreciación Proyectadas

"De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado la tasa de depreciación a utilizar en el cálculo del Ingreso corresponde al promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa, calculado a partir de la vida útil de cada uno".

Este enfoque del Régimen Tarifario es correcto, ya que de esta forma hay consistencia entre la depreciación que se viene reconociendo y registrando regulatoriamente (las planillas "AA") y la provección de las depreciaciones para el cálculo del IMP.

Sin embargo, el Informe desconoce este mandato del Régimen Tarifario ya que finalmente toma las tasas de depreciación basadas en lo siguiente:

- Se fija en las tasas promedios que surgen de la contabilidad financiera de la empresa, no en la contabilidad regulatoria que son los activos brutos y netos que reconoce la propia ASEP.
- Luego ajusta esas tasas de depreciación para que caigan dentro de los rangos definidos por los límites del SRUC.

Esta misma observación se hizo en la revisión tarifaria del período 2014/2018, a la cual la ASEP rechazó con los siguientes argumentos:

Cabe mencionar que la metodología utilizada para estimar los niveles de depreciación de las inversiones previstas es una aproximación más que razonable, toda vez que dichas inversiones son: previstas, se estiman de manera global v además no son específicas (p.e. las inversiones en distribución consideran parte de inversiones de planta general). Así por ejemplo, las inversiones previstas dentro del agrupamiento denominado "distribución" consideran activos con distinta vida útil (redes: 30 años, equipos de medición: 22 años, terrenos: 1000, Edificios y Mejoras 40, etc.), adicionalmente debe considerarse que el monto determinado es una previsión que normalmente no se ve reflejada en la realidad.

Es decir la ASEP afirma que al tratarse de "inversiones previstas" la estimación de la Tasa de Depreciación utilizada es una aproximación razonable.

Este argumento no es válido ya que no es cierto que en la proyección de las Depreciaciones, la Tasa de Depreciación se aplique solamente sobre inversiones previstas; la mayor parte de la proyección del Activo Bruto proviene de inversiones ya ejecutadas, sobre las cuales sí se conoce su composición para determinar exactamente la Tasa de Depreciación correspondiente.

Para ilustrar claramente este caso utilicemos un ejemplo extremo: supongamos por un momento que no se proyectaran inversiones a futuro. Para este caso, se debería tomar la Tasa de Depreciación promedio derivada de las inversiones históricas, para que su progresiva depreciación acabe con un Activo Neto nulo al final de la Vida Útil, habiéndose reconocido de esta forma en el componente de Depreciaciones del IMP los mismos montos de depreciaciones de la contabilidad regulatoria.



En definitiva, ya que la mayor parte de la proyección del Activo Bruto proviene de inversiones capitalizadas previamente al inicio del Período Tarifario, corresponde realizar su proyección con las Tasas de Depreciación promedio de las inversiones históricas.

Ejemplo de Ilustración

Vamos a ilustrar el problema descripto con un ejemplo, que por sencillo para representar claramente el enfoque planteado, no deje de ser exacto y representativo del problema general.

Ejemplo con Tasa de Depreciación Única

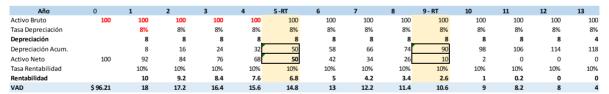
En este primer ejemplo, se ilustra que tomando la Tasa de Depreciación Proyectada (Modelo IMP) igual a la tasa histórica (Planillas "AA"), la empresa recupera la totalidad de la inversión.

Tomamos el caso de un activo cuyo valor de origen son 100 B/. y tiene una vida útil de 10 años. En la segunda columna de la tabla siguiente puede verse que aplicando a lo largo de toda la vida útil la tasa de depreciación del 10% el Valor Presente de la suma del VAD de cada año es igual al monto inicial de la inversión, lo que significa que se recuperó toda la inversión.

Año	VNA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Activo Bruto	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Tasa Depreciación		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Depreciación		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Depreciación Acum.		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Activo Neto	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	0
Tasa Rentabilidad		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Rentabilidad		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
VAD	\$ 100	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11

Ejemplo Tasa de Depreciación Histórica Diferente a Proyectada

La tabla que se muestra a continuación representa el Modelo del IMP para calcular los componentes de Depreciación y Rentabilidad. En este ejemplo, la Tasa de Depreciación de la Contabilidad Regulatoria es 10% y la del Modelo IMP 8%.



En la tercera fila de la tabla, se ve que el monto de depreciación es constante a lo largo de todo el período analizado. En la cuarta fila se ve que cada año el Activo Neto se reduce en esa cantidad, excepto al inicio de cada período tarifario, momento en el cual el valor del Activo Neto se toma de la contabilidad regulatorio y es menor a lo que correspondería si se diera continuidad al modelo de proyección de la Depreciación Acumulada.

Esta caída del Activo Neto genera un componente de Rentabilidad menor que el que surgiría si como correspondiera se diera continuidad a la proyección de la Depreciación Acumulada.

Este problema se ve reflejado en la segunda columna de la tabla anterior, donde puede verse que el Valor Presente de la suma del VAD de cada año es menor que la inversión inicial, lo que significa que no se recuperó la totalidad de la inversión.

Tasas de Depreciación Utilizadas en el IMP y lo Solicitado

La siguiente tabla muestra las Tasas de Depreciación utilizadas por la ASEP y las que deberían utilizarse:

EDEMET	Tasa Dep. para Depreciaciones Anuales incluidas en el IMP	Tasa Dep. para Base Inicial Neta de Capital (a junio de 2018)*		
Distribución	3.0%	3.43%		
Comercialización	5.18 %	4.64%		
Alumbrado	3.3%	4.45%		

^(*) Se ha asignado la depreciación de planta general con los criterios del Informe de Consulta Pública.

Se hace necesario resaltar que el punto reclamado no es una cuestión de debate sobre un criterio metodológico para la definición de la Tasa de Depreciación. No aplicar las Tasas de Depreciación que resultan de los datos históricos se traduciría en un error de cálculo que perjudicaría a la empresa, ya que no le permitiría recuperar la totalidad de la inversión ejecutada en años anteriores.

En síntesis, se solicita que para el cálculo del IMP se utilicen las siguientes tasas de depreciación:

Distribución: 3.43%
Comercialización: 4.64%
Alumbrado Público: 4.45%

Detalle de Cálculo de las Tasas de Depreciación Históricas Solicitadas

A continuación, se presenta la memoria de cálculo de las Tasas de Depreciación Promedio reclamadas a la ASEP por EDEMET.

La siguiente tabla muestra el cálculo de la Vida Útil promedio ponderada para cada grupo de activos.

LÍNEA DE NEGOCIO	CUENTAS	Vida útil estándar	Activo Bruto Dic 2017	Activo Bruto Ponderado Dic 2017	Vida Util Promedio	Tasa Depreciacion Promedio
	Planta Intangible	4	14,690,535	58,762,141		
	Terrenos	1000	8,971,183	-		
	Edificios y mejoras	40	24,219,790	968,791,619		
	Mobiliario y equipo de oficina	7	717,731	5,024,114		
PROPIEDADES Y PLANTA	Equipos de computación	4	1,451,278	5,805,113		
IFLANIA	Equipos de transporte y carga	5	3,767,313	18,836,564		
	Equipos de comunicaciones	8	537,770	4,302,157		
	Otros equipos de uso general	17	1,738,753	29,558,797		
	Total de Propiedades y Planta		56,094,353	1,091,080,506	19.45	5.14%
	Activos intangibles (software)	4	, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	, , , , , , ₋		
	Alta tensión AT (230 y 115 Kv)	0	-	-		
	Líneas aéreas de 230 kV	30	-	-		
	Líneas aéreas de 115 kV	30	16,112,784	483,383,518		
	Líneas subterráneas de 230 kV	30	-	-		
	Líneas subterráneas de 115 kV	30	6,255,240	187,657,206		
	Subestaciones 230 kV / MT	30	24,498,966	734,968,989		
	Subestaciones 115 kV / MT	30	54,199,010	1,625,970,298		
	M edia tensión M T (34,5kV, 13,8 kV y otras: 44; 20; 12; 7,9; 6,9;4,16		- ,,	-		
	Líneas aéreas de 34,5 kV	30	87.022.996	2.610.689.880		
SISTEM A DE	Líneas aéreas de 13,8 kV	30	147,261,318	4,417,839,555	1	
DISTRIBUCION	Líneas aéreas otras tensiones	30	11,896,434	356,893,013		
	Líneas subterráneas de 34,5 kV	30	13,269,153	398,074,596		
	Líneas subterráneas de 13,8 kV	30	66,214,009	1,986,420,256		
	Líneas subterráneas de otras tensiones	30	1,153,249	34,597,485		
	Subestaciones 34.5 kV / MT	30	27,309,215	819,276,437		
	Subestaciones 34,8 kV/MT	30	21,303,213	013,270,437		
	Otras subestaciones MT/MT	30	7,923,888	237,716,643		
	Centros de reflexión MT	30	3,515,758	105,472,729		
	Centros de transformación 34,5 kV / BT	30	47.260.166	1,417,804,981		
	Centros de transformación 13,8 kV / BT	30	99,249,620	2,977,488,601		
	Otros centros de transformación MT/BT		3,467,222	104,016,669		
	Baja tensión BT (<600V)	30	5,407,222	104,010,009		
	Líneas aéreas BT	30	53,697,794	1,610,933,817		
			43,401,438	1,302,043,148		
	Líneas subterráneas BT	30	37,681,271	1,130,438,136	-	
	Acometidas BT Otros equipos sistema distribución	30	37,001,271	1,130,436,136	-	
	Otros equipos sistema distribución Otros equipos del sistema de Distribución		311,438	3,114,382	-	
	Equipos de transporte y carga	10				
	Terrenos	5	112,491	562,453		
		1000	-	-		
	Edificios y mejoras	40	7.004.050	70.640.556	-	
	Despachos de maniobra y SCA DA	10	7,064,356	70,643,556	 	
	Equipos de medición y control de la calidad del suministro	22	2,391,695	52,617,295	.	
	Equipos de computación	4	-	-	.	
	Equipos de comunicaciones	8				_
	Total de Distribución		761,269,511	22,668,623,641	29.78	3.36%
ALUM BRADO	Lámparas, accesorios y postes de alumbrado público	22	33,304,007	732,688,151		
PÚBLICO	Total de Alumbrado Público		33,304,007	732,688,151	22.00	4.55%
	Activos intangibles (software)	4	-	-	1	
	Terrenos	1000	3,360	-		
	Edificios y mejoras	40	2,099,110	83,964,419	1	
	Sistema de medidores y accesorios	22	20,473,698	450,421,364		
OM ED COM TO	Elemento de Control Comercial	22	16,640,551	366,092,114		
OM ERCIALIZA CIÓN	Mobiliario y equipo de oficina	7	-	-		
	Equipo de computación	4	-	-		
	Equipos de transporte y carga	5	-	-		
	Equipos de comunicaciones	8	-	-		
	Otras Instalaciones Electricas	17	206,575	3,511,770		
	Total de Comercialización		39,423,294	903,989,667	22.93	4.36%

Finalmente, en las siguientes tablas se muestra, la síntesis del cálculo anterior y se realiza la asignación del activo de Propiedad y Planta al resto de las actividades.

LÍNEA DE NEGOCIO	Activo Bruto Dic 2017	Activo Bruto Ponderado Dic 2017	Vida Util Promedio	Tasa Depreciacion Promedio
PROPIEDADES Y PLANTA	56,094,353	1,091,080,506	19.45	5.14%
DISTRIBUCION	761,269,511	22,668,623,641	29.78	3.36%
ALUMBRADO PÚBLICO	33,304,007	732,688,151	22.00	4.55%
COMERCIALIZACIÓN	39,423,294	903,989,667	22.93	4.36%

Tasa de Depreciacion por Linea de Negocio, con Planta General distribuida

DISTRIBUCION	812,472,250	23,686,232,635	29.15	3.43%
ALUMBRADO PÚBLICO	35,544,023	765,578,990	21.54	4.64%
COMERCIALIZACIÓN	42,074,892	944,570,340	22.45	4.45%

Proyección de Mercado 3.6

La proyección de mercado propuesta por ASEP no refleja adecuadamente la demanda que espera EDEMET para período tarifario 2018-2022 por las siguientes razones:

- 1. La cantidad de clientes no refleja correctamente la cantidad de Clientes Activos que la empresa debe atender
- 2. La energía presentada por ASEP es sustancialmente mayor a la que se obtendrá, habida cuenta de la importante merma en el crecimiento observado en 2017, que se ha profundizado en 2018 y que se espera continúe profundizándose en base al impacto tecnológico sobre el ahorro energético. la desaceleración de la economía y la señal tarifaria para los clientes de autoconsumo que seguramente continuarán creciente de modo acelerado.

En consecuencia, se solicita a ASEP corregir la cantidad de clientes para contemplar los Clientes Activos y adecuar el pronóstico de energía. Ambas variables están a disposición de ASEP en el estudio de pronóstico de la demanda, remitido por EDEMET en Nota CM-779-18 de 10 de julio de 2018, y que no fue considerado para esta Consulta Pública. Las proyecciones resultantes de dicho estudio se resumen en las siguientes tablas.



Escenario Base de Consumo (Autoconsumo moderado)

	Consumo (MWh)									
Año	Residencial	General	Alumbrado	Consumo Propio	Auto- consumidores	Total	Var. %			
2005	682,339	1,616,986	53,299	4,370		2,356,994	2.0%			
2006	710,532	1,680,782	56,193	4,480		2,451,988	4.0%			
2007	778,613	1,783,869	57,307	5,056		2,624,845	7.0%			
2008	782,018	1,851,217	59,309	3,942		2,696,487	2.7%			
2009	835,181	1,944,827	60,519	4,218		2,844,746	5.5%			
2010	910,364	2,052,126	61,284	4,180		3,027,953	6.4%			
2011	960,640	2,169,059	63,403	4,279		3,197,382	5.6%			
2012	1,040,929	2,361,940	69,983	4,600	32	3,477,485	8.8%			
2013	1,116,884	2,420,127	81,957	4,563	478	3,624,008	4.2%			
2014	1,195,197	2,501,321	83,662	4,429	1,352	3,785,961	4.5%			
2015	1,272,873	2,703,174	89,652	4,686	3,913	4,074,299	7.6%			
2016	1,270,607	2,794,293	95,205	4,746	15,114	4,179,965	2.6%			
2017	1,304,556	2,813,606	103,495	3,386	18,467	4,243,510	1.5%			
2018	1,319,133	2,800,422	110,914	3,472	27,700	4,261,642	0.4%			
2019	1,334,727	2,847,878	116,894	3,868	37,395	4,340,763	1.9%			
2020	1,351,422	2,901,486	123,908	3,868	46,744	4,427,428	2.0%			
2021	1,368,924	2,953,929	131,343	3,868	56,093	4,514,156	2.0%			
2022	1,388,128	3,007,751	139,223	3,868	64,507	4,603,477	2.0%			

Escenario Base de Clientes (Autoconsumo moderado)

				Clientes				
Año	Residencial	General	Alumbrado	Consumo Propio	Auto- consumidores	Total	Nuevos	Var. %
2005	252,356	43,136	-	75		295,566	11,200	3.9%
2006	262,548	44,100	-	75		306,723	11,157	3.8%
2007	273,202	42,820	-	84		316,106	9,383	3.1%
2008	285,797	45,226	-	74		331,096	14,990	4.7%
2009	298,395	47,213	-	82		345,689	14,593	4.4%
2010	310,931	49,477	-	87		360,495	14,805	4.3%
2011	323,803	52,054	-	94		375,950	15,456	4.3%
2012	337,278	53,497	-	90	2	390,866	14,916	4.0%
2013	352,248	54,696	-	90	6	407,040	16,174	4.1%
2014	366,319	56,155	-	91	13	422,579	15,539	3.8%
2015	383,776	59,102	-	90	28	442,995	20,417	4.8%
2016	399,755	60,895	-	88	83	460,821	17,826	4.0%
2017	423,997	59,346	-	89	118	483,550	22,729	4.9%
2018	442,020	62,718	-	89	176	505,003	21,453	4.4%
2019	460,111	64,006	-	89	238	524,444	19,441	3.8%
2020	478,746	65,277	-	89	297	544,409	19,965	3.8%
2021	497,941	66,551	-	89	357	564,938	20,529	3.8%
2022	517,721	67,854	-	89	410	586,074	21,136	3.7%



Escenario Alternativo de Consumo (Autoconsumo incentivado)

	Consumo (MWh)									
Año	Residencial	General	Alumbrado	Consumo Propio	Auto- consumidores	Total	Var. %			
2005	682,339	1,616,986	53,299	4,370		2,356,994	2.0%			
2006	710,532	1,680,782	56,193	4,480		2,451,988	4.0%			
2007	778,613	1,783,869	57,307	5,056		2,624,845	7.0%			
2008	782,018	1,851,217	59,309	3,942		2,696,487	2.7%			
2009	835,181	1,944,827	60,519	4,218		2,844,746	5.5%			
2010	910,364	2,052,126	61,284	4,180		3,027,953	6.4%			
2011	960,640	2,169,059	63,403	4,279		3,197,382	5.6%			
2012	1,040,929	2,361,940	69,983	4,600	32	3,477,485	8.8%			
2013	1,116,884	2,420,127	81,957	4,563	478	3,624,008	4.2%			
2014	1,195,197	2,501,321	83,662	4,429	1,352	3,785,961	4.5%			
2015	1,272,873	2,703,174	89,652	4,686	3,913	4,074,299	7.6%			
2016	1,270,607	2,794,293	95,205	4,746	15,114	4,179,965	2.6%			
2017	1,304,556	2,813,606	103,495	3,386	18,467	4,243,510	1.5%			
2018	1,315,572	2,794,750	110,914	3,472	36,934	4,261,642	0.4%			
2019	1,314,492	2,807,695	116,894	3,868	64,634	4,307,583	1.1%			
2020	1,309,916	2,827,420	123,908	3,868	96,950	4,362,063	1.3%			
2021	1,309,140	2,850,748	131,343	3,868	126,036	4,421,134	1.4%			
2022	1,312,792	2,879,797	139,223	3,868	151,243	4,486,923	1.5%			

Escenario Alternativo de Clientes (Autoconsumo incentivado)

				Clientes				
Año	Residencial	General	Alumbrado	Consumo Propio	Auto- consumidores	Total	Nuevos	Var. %
2005	252,356	43,136	-	75		295,566	11,200	3.9%
2006	262,548	44,100	-	75		306,723	11,157	3.8%
2007	273,202	42,820	-	84		316,106	9,383	3.1%
2008	285,797	45,226	-	74		331,096	14,990	4.7%
2009	298,395	47,213	-	82		345,689	14,593	4.4%
2010	310,931	49,477	-	87		360,495	14,805	4.3%
2011	323,803	52,054	-	94		375,950	15,456	4.3%
2012	337,278	53,497	-	90	2	390,866	14,916	4.0%
2013	352,248	54,696	-	90	6	407,040	16,174	4.1%
2014	366,319	56,155	-	91	13	422,579	15,539	3.8%
2015	383,776	59,102	-	90	28	442,995	20,417	4.8%
2016	399,755	60,895	-	88	83	460,821	17,826	4.0%
2017	423,997	59,346	-	89	118	483,550	22,729	4.9%
2018	441,985	62,694	-	89	235	505,003	21,453	4.4%
2019	460,008	63,936	-	89	411	524,444	19,441	3.8%
2020	478,555	65,148	-	89	617	544,409	19,965	3.8%
2021	497,676	66,371	-	89	802	564,938	20,529	3.8%
2022	517,392	67,631	-	89	962	586,074	21,136	3.7%

A continuación, se explican las razones de estas dos observaciones en mayor profundidad.

3.6.1 Los clientes que determinan los Costos con los Activo y no los Facturados

EDEMET reporta a la ASEP distinta información, de acuerdo con sus requerimientos. En lo que respecta a la cantidad de clientes, la empresa presenta dos datos:



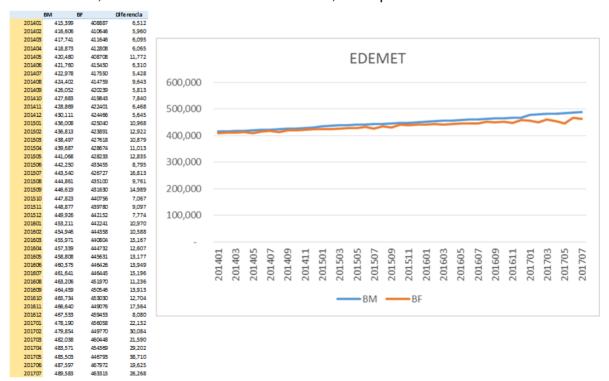
- 1. El Informe E120, donde se reporta la cantidad de Clientes que han sido facturados en el mes.
- 2. Las Bases Metodológicas, donde se reportan los clientes activos de acuerdo con la siguiente definición:

ANEXO C RESOLUCIÓN AN Nº 6002-ELEC

Notas:

- Esta tabla se enviará completa con todos los clientes que havan estado activos en algún momento del mes del período de control, juntamente con el resto de las tablas mensuales.
- · Los clientes dados de baja, pendientes de cierre de reclamo u otro trámite, tendrán en el campo EstadoCliente la letra "P" (pendiente). Una vez que el trámite haya sido resuelto por la distribuidora, ese cliente no será informado en los meses siguientes.

Es evidente que la definición más apropiada de clientes es la de las Bases Metodológicas, y es por ello que es ésta la variable que debe ser considerada dentro de las ecuaciones de eficiencia que determinan los costos de la empresa en el IMP. Por esto, la propuesta de ASEP contiene un error, ya que está basada en la cantidad de clientes reportada en el Informe E120, la cual es sistemáticamente menor, como puede verse a continuación.



La línea azul muestra la cantidad de clientes según las Bases Metodológicas (BM), mientras que la naranja muestra los clientes según la Base de Clientes Facturados del mes (BF). Algunos comentarios importantes en relación con la información del gráfico y la tabla:



- 1. La serie llega hasta mediados de 2017, ya que es la última información real al momento de realizarse el estudio de proyección de demanda presentada por la empresa a la ASEP.
- 2. La cantidad de clientes según las Bases Metodológicas tiene un patrón de comportamiento como el esperado para esta variable, ya que crece paulatina y constantemente a lo largo del tiempo, mientras que la serie de clientes facturados tiene oscilaciones que no son lo esperado para esta variable.
- 3. Las oscilaciones entre ambas series responden a diversos comportamientos que se manifiestan a partir de los diferentes estados en que puede encontrarse un cliente dentro del proceso desde que solicita el suministro, al mismo tiempo que también afectan fuertemente las diversas anomalías que se encuentran durante el proceso de lectura y facturación. Para aclarar mejor esta casuística, la siguiente tabla describe los diversos estados en los que se encuentran los clientes que no han sido facturados en el mes de Agosto de 2018, pero que si son Clientes Activos de acuerdo a la definición de las Bases Metodológicas.

Resumen	Nro. Clientes
Clientes Bases Metodologicas	507,809
Clientes Facturados	486,970
Diferencia Total	20,839
Causas para no estar en Facturados	
Anomalias	10,718
Sum. cortado por impago	6,793
Alta sin facturar	1,481
Situacion correcta	1,466
Suministro visitado pendiente de conexión por rep	265
Bajas del mes pendientes de facturar	116
Diferencia Total	20,839

A continuación, se describen cada uno de estos estados:

Anomalías

Clientes que presentaron anomalías durante el ciclo de facturación que no llegaron a resolverse, o que se resolvieron pero no llegaron a facturarse, antes del último día del mes. Por ejemplo, Ausencia reiterada, Excesivo Factor de Carga, Bajo Factor de Carga, Importe fuera limite, Medidor no Encontrado, Sin Lectura Potencia o Reactiva, etc.

Suministros Cortados por Impago

- Suministros cortados por Impago el cual no se está facturado.
- Suministro que se le ha visitado y se resuelve la orden en la cual se indica que el cliente no tiene energía.
- Suministro que se le ha efectuado un corte en campo sin embargo se reconecta.
- Suministro que se le ha efectuado un corte en campo sin embargo se factura estimado, cuando se logra obtener la lectura se efectúa la corrección de las facturas.

Alta sin Facturar

 Cliente o Suministro con medidor actualizado en sistema sin embargo su ciclo de lectura y facturación ya había pasado

Situación Correcta

- Suministros Prepagos sin recarga en el mes
- Suministros que no se facturaron en el ciclo de lectura, fueron facturados en el siguiente mes (por ejemplo, se emitió la factura el 1 de septiembre).

Suministro Visitado Pendiente de Conexión por Reparaciones por Parte del Cliente

Suministro contratado el cual, al ser visitado, requiere efectuar reparación

Bajas del Mes Pendientes de Facturar

- Suministro dado de baja.
- Suministros que el trámite de baja no se ha finalizado al momento de llegar el ciclo de lectura y facturación.
- Suministros que al darse de baja no se cumplió con el ciclo antes de la lectura y facturación.

En conclusión, la cantidad de clientes correcta para la determinación de los costos eficientes en el IMP son los Clientes Activos definidos de acuerdo con las Bases Metodológicas. Por lo tanto, se solicita a ASEP incluir esta cantidad de clientes dentro del cálculo del IMP para el período 2018-2022.

3.6.2 Crecimiento de energía arbitrariamente optimista

La propuesta de crecimiento de la energía facturada realizada por la ASEP indica lo siguiente:

Se observa que la energía total facturada en el año base (4,240,696 MWh) es levemente inferior a la supuesta por la distribuidora en el cálculo de sus proyecciones (4,257,643 MWh). A partir de esta información se realizan nuevas proyecciones de la energía total prevista en el periodo tarifario 2018-2022 considerando dos alternativas partiendo de la energía real facturada para el periodo jul17-jun18:

- Alternativa a) Considerando el crecimiento de energía propuesto por la distribuidora (tasa anual media 2.0%). Este se observa bajo respecto a lo ocurrido en el periodo 2014-2018 (ver Cuadro Nº II.1.2) y lo previsto por el CND. Nota CM-1320-17 del 15 de diciembre de 2017.
- Alternativa b). En este caso se analizó la tasa de crecimiento prevista en el Indicativo de Demanda 2018-2038 del CND (3.1%), la tasa de crecimiento histórica del último periodo tarifario (3.6%) y la del último año (1.1%), considerando como tasa de crecimiento el promedio de las mismas (2.595%). Esta alternativa se considera más probable dado que la supuesta por la empresa se observa muy baja en relación a lo previsto por el CND y lo ocurrido en el periodo anterior.



Los valores resultantes se presentan a continuación, utilizándose para este estudio la Alternativa b).

Esta proyección del 2.5% no es adecuada por las siguientes razones. En primer lugar, porque metodológicamente carece de fundamentos conceptuales. Esto es así ya que se basa en un simple promedio de tres variables, dos de las cuales son históricas y no hay razón para suponer que se repetirán de igual modo, y sobre la tercera, el pronóstico del IID, cabe decir lo siguiente:

No es sustentable, para definir la proyección de los siguientes 4 años, utilizar como referencia el Informe Indicativo de Demandas vigente del CND, dado que por disposiciones regulatorias, la información suministrada al CND por las empresas distribuidoras se hace antes del 15 de julio de 2017. Ello significa que para esta proyección se utilizó como último dato real el resultado del año 2016, en donde todavía la demanda había crecido a un ritmo alto. Además, que la proyección del IID es una proyección de largo plazo (20 años), en donde se utiliza la historia de los últimos 20 años para realizar la proyección. Esto es así, porque para el despacho, cuando la energía requerida semanal se aleja de la proyección de energía requerida del IID, se revisan estos valores y se presenta una nueva proyección de energía requerida para el despacho semanal. Lo que significa, que sin importar la provección del IID, lo que importa son las revisiones semanales.

Cabe señalar que si la ASEP requiere tener otra referencia de proyección, puede disponer de la información del nuevo IID que el CND debe haber puesto a su disposición, ya que según lo disponen las Normas Generales del Reglamento de Operación, (MID.3.5.), antes del 01 de Octubre de cada año, el CND debe presentar el Informe Indicativo de Demandas a la ASEP. Este debe contener toda la información que sustenta las proyecciones realizadas e incluir cada pedido de ajuste de un participante consumidor con que el CND no logró acuerdo y el motivo de su rechazo (Reglas Comerciales, numeral 5.2.1.2).

De acuerdo con esta disposición, la ASEP ya cuenta con los nuevos valores que contendrá el Informe Indicativo de Demandas que estará vigente a partir del año 2019 y puede verificar las tasas de crecimiento que se están utilizando para cada empresa después de la realidad que se dio en el año 2017 y en el primer semestre de 2018.

En segundo lugar, la proyección no es adecuada porque no está en línea con el comportamiento observado en los últimos semestres. A continuación, se presenta un análisis de la tendencia que lleva el comportamiento de la demanda durante los 3 últimos semestres, en donde no se vislumbra una recuperación de la energía facturada, muy diferente al comportamiento que se dio en años anteriores 2014, 2015 y parte del 2016.

Hay un efecto económico importante que está afectando este comportamiento, posiblemente debido a la culminación de los grandes proyectos que fueron finalizando en el 2014 y 2015, tales como la ampliación del Canal de Panamá, etc. Sumado a esto tenemos la eficiencia energética, que cada día está calando más en el consumidor panameño, motivado por un lado por un pago menor de la factura eléctrica y por el otro, por la mayor accesibilidad a electrodomésticos eficientes, y a la iluminación LED, por la caída de precios que están experimentando estos artículos.

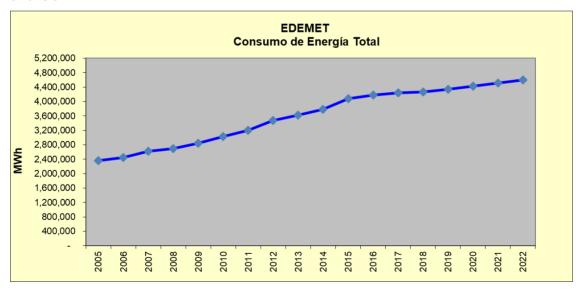


En EDEMET se está estimando para el período 2018/2019 una Energía Facturada sin AP de 4,237.7 GWh. Esto representa que el segundo semestre de 2018, la Energía Facturada sin AP debe aproximarse a 2,118.9 GWh. No obstante, la comparación con los semestres anteriores es la siguiente:

Detalle	ASEP			
	Estimado jul-dic 2018	Ene-Jun 2018	Jul-Dic 2017	Ene-Jun 2017
Energía Facturada (GWh)	2,118.9	2,066.9	2,065.4	2,075.4
Variación	2.5%	.07%	4%	

Este supuesto asume que la Energía Facturada de EDEMET incrementarse en el segundo semestre 2018 en 2.5% con respecto al primer semestre 2018 y con respecto al segundo semestre de 2017. Tomando lo real hasta la fecha y asumiendo el mismo comportamiento que ha tenido la Energía Facturada sin AP durante los últimos años y meses, se estima que el 2018 terminará con un crecimiento de 0.9%.

Este comportamiento de la demanda en los últimos años es muy notable, y permite esperar un resultado semejante para los próximos años tal como lo muestra el gráfico siguiente y como se describe del estudio de demanda que EDEMET remitió a la ASEP mediante Nota CM-779-18 de 10 de julio de 2018, la cual no fue considerada en este análisis.



Por lo tanto, habida cuenta de la importancia de esta variable en el recupero del IMP, se solicita a ASEP que base el pronóstico en una proyección metodológicamente más robusta como la presentada por la empresa, y no se base en un simple promedio.



3.7 Pérdidas de Energía

3.7.1 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas Técnicas de Energía

La siguiente tabla muestra los porcentajes de pérdidas eficientes aprobados por la ASEP para EDEMET.

JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
7.66%	7.66%	7.66%	7.66%

La ASEP determina las pérdidas reconocidas para las empresas de distribución de Panamá según una ecuación de pérdidas que no tiene en cuenta ninguna de las variables que determinan el nivel de pérdidas que puede alcanzar una empresa de distribución: configuración de las redes, niveles de tensión desde los cuales se distribuye la energía y se sirven los clientes, patrón de consumo de los clientes, etc.

Es inconcebible que se utilice un método tan simplificado para determinar el porcentaje de pérdidas, el cual es uno de los factores de costos más importantes para las empresas de distribución. Como se hace en todos los países de Latinoamérica, el organismo regulador debería basar el reconocimiento de pérdidas en estudios de pérdidas técnicas particulares de cada empresa. Podría hacer esto la ASEP auditando los estudios con que cuenta cada empresa.

No es legalmente justo ni regulatoriamente de buena práctica que la ASEP desconozca el porcentaje de pérdidas técnicas que tienen las empresas de distribución con una metodología de cálculo que es definitivamente de mucho menor precisión que los estudios con que cuentan las empresas. Si la ASEP determinara las pérdidas de energía con una metodología sólida y de acuerdos a las buenas prácticas en esta materia, las empresas de distribución deberían aceptar los resultados y ponerse a trabajar para alcanzar los niveles de pérdidas surgidos de esta forma. La forma como la ASEP determina las pérdidas reconocidas en la actualidad no corresponde con una metodología técnica que de un resultado justo y correspondiente con la actividad de distribución de energía eléctrica en Panamá.



Las características del mercado que atiende EDEMET son muy distintas a las de las empresas de la FERC. EDEMET tiene alimentadores muy extensos y en muchos casos para atender pocos clientes, con consumos bajos y muy dispersos. Esto hace que las redes de EDEMET sean radiales y transiten varios kilómetros hasta servir los clientes. Otra diferencia importante entre las redes de EDEMET y las de las empresas de la FERC es que la mayoría de la energía de la demanda de EDEMET se sirve del nivel de Baja Tensión, mientras que las empresas de la FERC entregan gran cantidad de energía en niveles de tensión superiores. Este hecho hace, que por la dispersión de los clientes, se requiera de un número mucho mayor de transformadores para clientes individuales que las empresas comparadoras, y esto hace que las pérdidas en vacío o en el núcleo de los transformadores de media a baja tensión sea mucho mayor lo que provoca pérdidas técnicas superiores a empresas del FERC que de seguro no tienen este tipo de mercado tan disperso. Es por esta razón que resulta, casi imposible o sería muy oneroso intentar bajar las pérdidas técnicas a valores inferiores a 7.66% como lo ha previsto la ASEP. De los provectos que se han ejecutado en EDEMET se ha podido determinar que para poder bajar un punto de pérdidas técnicas en las redes de distribución, se requiere una inversión promedio de más de 150 Millones de Dólares. Como se puede ver, serían inversiones que impactarían la tarifa final, y que técnicamente tampoco son posibles de ejecutar por los menos de forma inmediata o en un periodo de 4 años que es lo que propone la ASEP en esta consulta.

Todo esto hace que el porcentaje de Pérdidas Técnicas mínimas que puede alcanzar EDEMET sea mucho mayor al promedio de las empresas de la FERC. De acuerdo al último estudio de Pérdidas Técnicas realizado con datos del año 2016 en colaboración con el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo, las Pérdidas Técnicas de EDEMET resultaron 8.12%. Resaltar que la propia ASEP en su anexo III, que forma parte de la consulta pública, ha utilizado este valor como bueno ya que lo ha utilizado para determinar el balance de energía de las empresas por tipo de gestión (Técnicas, No Técnicas y Totales), por lo que este resultado de las pérdidas técnicas la ASEP lo ha considerado razonable. Recordar además que los estudios de pérdidas técnicas, siempre arrojan resultado inferiores a la realidad porque no se toman en cuenta, factores como fugas de corriente en los aisladores y pararrayos, posibles contactos de ramas con las líneas, aumento de la resistencia por metro de los conductores por obsolescencia y calentamientos durante la vida útil, etc.

Para que EDEMET redujera el porcentaje de Pérdidas Técnicas mencionado debería realizar inversiones tan elevadas que sería antieconómico para los usuarios. Por lo tanto, puede afirmarse que el porcentaje de Pérdidas Técnicas Óptimo de EDEMET está muy cercano al 8.12% que resulta del estudio mencionado. Con lo cual, no es justo que el porcentaje de Pérdidas Técnicas que se apruebe para la empresa sea inferior al óptimo posible. Cada punto porcentual de pérdidas de energía no reconocido representa un costo anual muy elevado. Por lo tanto, fijar un porcentaje de pérdidas tan bajo e inalcanzable para la empresa, representara un castigo económico muy gravoso que pone en riesgo la Suficiencia Financiera de la empresa.

Con el objetivo de establecer un porcentaje de Pérdidas Técnicas adecuado, se solicita reconocer un porcentaje de pérdidas técnicas adicional por sobre las de las ecuaciones de eficiencia, a fin de que las pérdidas técnicas aprobadas sean del 8.12%.



3.7.2 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas No Técnicas de Energía

Teniendo en cuenta las rigurosas sanciones contra el fraude y la favorable situación socioeconómica de Estados Unidos en relación a Panamá, es evidente que las empresas de la FERC no presentan Pérdidas no Técnicas comparables con las de las empresas de Panamá. Por lo tanto, es necesario incorporar un ajuste a las Pérdidas Reconocidas derivadas de las Ecuaciones de Eficiencia para que incorporen Pérdidas no Técnicas según la situación propia de Panamá y de cada área de concesión en particular (existencia de Zonas Rojas). Este principio es reconocido por la ASEP en su Informe (Anexo III) presentado a la Consulta Pública:

En base a un análisis de la información presentada por la empresa en relación a las pérdidas no técnicas (Anexo III), en particular las ocurridas en áreas denominadas "Zonas Rojas e Invasiones", se estimaron las mismas en 1.18% de la energía ingresada a la distribuidora. De este valor se estima razonable reconocer para este periodo, en función de las características particulares de la situación económica-social, un 60% de las mismas (0.71%), manteniendo un incentivo a su mejoramiento.

Sin embargo, este monto resulta insuficiente ya que no permite recuperar el costo total de las pérdidas no técnicas que no pueden gestionarse (zonas rojas), sino que tampoco incluye un componente mínimo por la pérdida no técnica que si es gestionable, pero cuyo límite mínimo es económicamente eficiente. Esto se explica a continuación.

Las Pérdidas no Técnicas se originan por dos causas principales:

- Pérdidas no Técnicas Gestionables: Fraudes, hurtos, conexiones clandestinas
- Pérdidas no Técnicas no Gestionable: Imposibilidad de facturar y cobrar en Zonas Peligrosas (Zonas Rojas)

Respecto de las Pérdidas No Técnicas Gestionables la práctica regulatoria internacional reconoce una parte de ellas con el objeto de no premiar la ineficiencia de la empresa en esta gestión y al mismo tiempo para dar una señal de incentivo a mejorar la eficiencia.

Por el contrario, las Pérdidas no Técnicas no Gestionables deben ser reconocidas en su totalidad, porque su reducción está fuera del alcance de la gestión de la empresa.

Pérdidas No Técnicas Gestionables

Para este tipo de pérdidas, es práctica regulatoria internacional reconocer sólo una parte de ellas. Esto se justifica en el criterio de reconocer costos eficientes y al mismo tiempo para crear señales de incentivos para aumentar la eficiencia de la gestión.

El porcentaje de las Pérdidas No Técnicas Gestionables se expresa en relación con la energía ingresada en las líneas de Baja Tensión, a los efectos de evitar la distorsión que se produce por las ventas en Media y Alta Tensión que no presentan estas pérdidas.

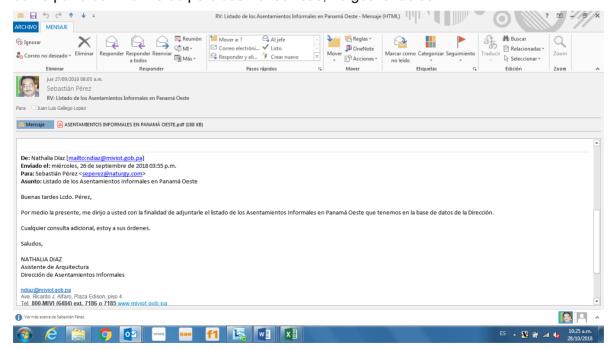
Analizando los estudios de tarifas en distintos países de Latinoamérica se observa que se reconocen porcentajes que van del 2% al 4% sobre la energía ingresada en las líneas de Baja Tensión.



Pérdidas no Técnicas no Gestionables

Es sabido que para combatir las Pérdidas no Técnicas debe haber posibilidad de cortar el suministro y aplicar sanciones cuando corresponda. Entonces, si la ASEP y el Gobierno consideran que por razones sociales no es conveniente aplicar estas medidas en las Zonas Rojas no es justo que sea sólo la empresa la que soporte el costo de estas pérdidas. Por lo que el 100% de este costo debe ser reconocido en las tarifas. Así tenemos, que por ejemplo en la zona de Cabo Verde, con más de 400 usuarios de la electricidad, EDEMET NO HA PODIDO regularizar la situación, a pesar de haber implementado el sistema de medición prepago. De este ejemplo, la ASEP tienen todo el conocimiento, ya que incluso ha participado de múltiples reuniones con los usuarios donde la propia policía ha indicado que se desista de intentar regularizar esta situación. Como constancia de esta situación, EDEMET envió recientemente la nota CM-2117-18. del 19 de octubre de 2018, donde ponía en conocimiento a la ASEP, de la imposibilidad de atender esta situación por recomendaciones de la propia Policía Nacional. Ejemplos como este, se aplica a los más de 400 edificios multifamiliares que actualmente existen en la capital en los sectores de Curundú. Chorrillo, Bella Vista, Santa Ana, Barraza entre otros.

Actualmente, a las Zonas Rojas incluidas por ASEP en su propuesta de IMP, deben sumarse las de la zona Oeste, obtenidas a partir del nuevo listado de asentamientos enviado por el MIVIOT (Ver Listado Adjunto) mediante correo electrónico del 26 de septiembre, enviado por la Licenciada Natalia Diaz, Asistente de Arquitectura, Dirección de Asentamientos Informales donde se agregan una cantidad importante de asentamientos no incluidos en el informe enviado a la ASEP, mediante nota CM-90-18, como parte del informe de pérdidas no técnicas, no gestionables.





Con este nuevo listado, se estima la cantidad promedio de "usuarios" por asentamientos. A continuación, el detalle del cálculo de la energía producto de los nuevos asentamientos no incluidos en el informe inicial.

2 Barria 3 Sol Na 4 Brisas 5 Barria 6 La Mil 7 Altos 6 Palo E 8 autopi 9 La Pei 10 La Doi 11 Marañ 12 Playa 13 Nuevo 14 La Fal 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vic 19 Casilla 20 San N 21 El Es; 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS M 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS A 30 ROGE 41 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO: 48 VILLA 49 ALTO:	Comunidad / Sector Progreso riada 13 de Febrero 1ra etapa. Naciente. asa de Arraiján/ El Valle de Arraiján. riada El Toro. Milagrosa, final. so de San Francisco, Rincón Solano. o Bobo, (por la San Antonio después del túnel de la opista). Pesa, final. Doradilla, final. añonal de la Chorrera (al lado del autopista). ya Leona, Calle principal. ya Leona, Calle principal. pos Arraiján, Chapala antes de gallera La Caponera. Fabela, al Lado de Rogelio Paredes Bonito ro Castillo Idarino, Calle 39 //ictoriano Lorenzo illa de oro	Provincia-Distrito-Corregimiento PANAMA-LA CHORRERA-PUERTO CAIMITO. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN (CABEC.). PANAMA-ARRAIJAN-VISTA ALEGRE. PANAMA-ARRAIJAN-VISTA ALEGRE. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN (CABEC.). PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-JARRAIJAN	Usuarios 700 280 220 250 170 160 150 120 150 130 160 149	Energía kWh 2.323.440 929.376 730.224 829.800 564.264 531.072 497.880 497.880 431.496
2 Barria 3 Sol Na 4 Brisas 5 Barria 6 La Mil 7 Altos 6 Palo E 8 autopi 9 La Pei 10 La Doi 11 Marañ 12 Playa 13 Nuevo 14 La Fal 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vic 19 Casilla 20 San N 21 El Es; 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS M 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS A 30 ROGE 41 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO: 48 VILLA 49 ALTO:	riada 13 de Febrero 1ra etapa. Naciente. as de Arraiján/ El Valle de Arraiján. riada El Toro. Milagrosa, final. s de San Francisco, Rincón Solano. b Bobo, (por la San Antonio después del túnel de la opista). Pesa, final. Doradilla, final. añonal de la Chorrera (al lado del autopista). ya Leona, Calle principal. ya Arraiján, Chapala antes de gallera La Caponera. abela, al Lado de Rogelio Paredes b Bonito ro Castillo larino, Calle 39 //ictoriano Lorenzo	PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN (CABEC.). PANAMA-ARRAIJAN-VISTA ALEGRE. PANAMA-ARRAIJAN-VISTA ALEGRE. PANAMA-ARRAIJAN-VISTA ALEGRE. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN (CABEC.). PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-RRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-JARRAIJAN	280 220 250 170 160 150 120 150 130 160 149	929.376 730.224 829.800 564.264 531.072 497.880 398.304 497.880 431.496
3 Sol Na 4 Brisas 5 Barriar 6 La Mil 7 Altos 6 8 autopi 9 La Pei 10 La Doi 11 Marañ 12 Playa 13 Nuev 14 La Fal 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vic 19 Casilla 20 San N 21 El Es 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 27 LA LIE 29 VALLE 28 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS A 41 OMAF 44 AMORF 45 NUEV 46 AMORF 47 FÉ Y A 48 VILLA 49 ALTO:	Naciente. as de Arraiján/ El Valle de Arraiján. riada El Toro. Milagrosa, final. s de San Francisco, Rincón Solano. b Bobo, (por la San Antonio después del túnel de la opista). Pesa, final. Doradilla, final. añonal de la Chorrera (al lado del autopista). ya Leona, Calle principal. vo Arraiján, Chapala antes de gallera La Caponera. Fabela, al Lado de Rogelio Paredes Bonito ro Castillo larino, Calle 39 //ictoriano Lorenzo	PANAMA-ARRAIJAN-VISTA ALEGRE. PANAMA-ARRAIJAN-VISTA ALEGRE. PANAMA-ARRAIJAN-VISTA ALEGRE. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN (CABEC.). PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN	220 250 170 160 150 120 150 130 160 149	730.224 829.800 564.264 531.072 497.880 398.304 497.880 431.496
4 Brisas 5 Barriac 6 La Mil 7 Altos Mil 9 La Pei 10 La Don 11 Marañ 12 Playa 13 Nuevo 14 La Fal 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 19 Casille 20 San N 21 El Esp 22 Mastra 23 La Bel 24 La Ala 25 Gener 27 LA LIE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS D 41 LOS D 42 LOS D 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO: 48 VILLA 49 ALTO:	ras de Arraiján/ El Valle de Arraiján. riada El Toro. Milagrosa, final. so de San Francisco, Rincón Solano. o Bobo, (por la San Antonio después del túnel de la opista). Pesa, final. Doradilla, final. rañonal de la Chorrera (al lado del autopista). va Leona, Calle principal. vo Arraiján, Chapala antes de gallera La Caponera. Fabela, al Lado de Rogelio Paredes o Bonito to Castillo larino, Calle 39 //ictoriano Lorenzo	PANAMA-ARRAIJAN-VISTA ALEGRE. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN (CABEC.). PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN	250 170 160 150 120 150 130 160 149	829.800 564.264 531.072 497.880 398.304 497.880 431.496
5 Barriac 6 La Mil 7 Altos o Palo E 8 autopi 9 La Pei 10 La Do 11 Marañ 12 Playa 14 La Fal 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vici 19 Casilla 20 San N 21 El Esp 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS A 39 ROGE 41 LOS A 41 LOS C 42 LOS A 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO 48 VILLA 49 ALTO 5	riada El Toro. Milagrosa, final. so de San Francisco, Rincón Solano. Deboto, (por la San Antonio después del túnel de la opista). Pesa, final. Doradilla, final. añonal de la Chorrera (al lado del autopista). ya Leona, Calle principal. ya Araiján, Chapala antes de gallera La Caponera. Fabela, al Lado de Rogelio Paredes Debonito To Castillo Harino, Calle 39 //ictoriano Lorenzo	PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN (CABEC.). PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN	170 160 150 120 150 130 160 149	564.264 531.072 497.886 398.304 497.886 431.496
6 La Mil 7 Altos (Palo E 8 autopi 9 La Doi 11 Marañ 12 Playa 13 Nuevo 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vic 19 Casilla 20 San N 21 El Es 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO: 31 ALTO: 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS A 41 LOS A 42 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO:	Milagrosa, final. Is de San Francisco, Rincón Solano. Dobo, (por la San Antonio después del túnel de la opista). Pesa, final. Doradilla, final. añonal de la Chorrera (al lado del autopista). Va Leona, Calle principal. Va Arraiján, Chapala antes de gallera La Caponera. Fabela, al Lado de Rogelio Paredes Do Bonito To Castillo Harino, Calle 39 Victoriano Lorenzo	PANAMA-LA CHORRERA-PLAYÀ LEONÁ. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN	160 150 120 150 130 160 149	531.072 497.880 398.304 497.880 431.496
7 Altos 6 Palo E autopi 10 La Pei 10 La Dei 11 Marañ 12 Playa 13 Nuevo 14 La Fal 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vici 19 Casilla 20 San N 21 El Es; 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS M 31 ALTO: 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS C 42 LOS A 44 BARR 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO: 48 VILLA	es de San Francisco, Rincón Solano. De Bobo, (por la San Antonio después del túnel de la opista). Pesa, final. Doradilla, final. Doradilla	PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN	150 120 150 130 160 149	497.880 398.304 497.880 431.496
8 autopi 9 La Pei 10 La Doo 11 Marañ 12 Playa 13 Nuevo 14 La Fat 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vic 19 Casille 20 San N 21 El Es; 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO; 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS O 42 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 47 FÉ Y A 48 VILLA 49 ALTO;	o Bobo, (por la San Antonio después del túnel de la opista). Pesa, final. Doradilla, final. añonal de la Chorrera (al lado del autopista). ya Leona, Calle principal. vo Arraiján, Chapala antes de gallera La Caponera. -abela, al Lado de Rogelio Paredes 1 Bonito ro Castillo larino, Calle 39 //ictoriano Lorenzo	PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN	120 150 130 160 149	398.30 ⁴ 497.880 431.496
8 autopi 9 La Pei 10 La Doi 11 Marañ 12 Playa 13 Nuevo 14 La Fal 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vici 19 Casilla 20 San N 21 El Esi 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 27 LA LIE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS C 42 LOS A 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO	ppista). Pesa, final. Doradilla, final. Zinonal de la Chorrera (al lado del autopista). ya Leona, Calle principal. ya Leona, Chapala antes de gallera La Caponera. Fabela, al Lado de Rogelio Paredes Donito To Castillo Harino, Calle 39 Victoriano Lorenzo	PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN	150 130 160 149	497.880 431.496
10 La Doi 11 Marañ 12 Playa 13 Nuevo 14 La Fal 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vici 19 Casilla 20 San N 21 El Esg 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS A 39 ROGE 41 LOS A 41 LOS A 42 LOS A 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO:	Doradilla, final. añonal de la Chorrera (al lado del autopista). ya Leona, Calle principal. yo Arraiján, Chapala antes de gallera La Caponera. Fabela, al Lado de Rogelio Paredes Bonito To Castillo Harino, Calle 39 //ctoriano Lorenzo	PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE. PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN	130 160 149	431.496
11 Marañ 12 Playa 13 Nuevo 14 La Fal 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vici 19 Casilla 20 San N 21 El Es; 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS M 31 ALTO: 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS A 40 ROGE 41 LOS A 41 LOS C 42 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO:	añonal de la Chorrera (al lado del autopista). ya Leona, Calle principal. yo Arraiján, Chapala antes de gallera La Caponera. Fabela, al Lado de Rogelio Paredes Bonito ro Castillo Harino, Calle 39 //ictoriano Lorenzo	PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA. PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN	160 149	+
12 Playa 13 Nuevo 14 La Fat 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vic 19 Casilla 20 San N 21 El Es; 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO: 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS C 41 LOS C 42 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 46 AMOR 47 FÉ Y A 48 VILLA 49 ALTO:	/a Leona, Calle principal. vo Arraiján, Chapala antes de gallera La Caponera. Fabela, al Lado de Rogelio Paredes Bonito ro Castillo larino, Calle 39 //ctoriano Lorenzo	PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA. PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN	149	E24 070
13 Nuevo 14 La Fal 15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vic 19 Casilla 20 San N 21 El Ess 22 Mastra 23 La Bel 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 33 ROGE 34 NUEVV 35 I1 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 46 AMOPF 47 FÉ Y A 48 VILLA 49 ALTO:	vo Arraiján, Chapala antes de gallera La Caponera. Fabela, al Lado de Rogelio Paredes Bonito To Castillo Harino, Calle 39 //ictoriano Lorenzo	PANAMA-ARRAIJAN-JUAN D. AROSEMENA. PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN		531.072
14 La Fall 15 Alto B 16 Cerro 17 El Harr 18 C. Vici 19 Casilla 20 San N 21 El Es; 22 Mastra 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 30 LOS M 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 44 ROGE 44 LOS M 45 NUEV 46 AMORF 47 FÉ Y J 48 VILLA 49 ALTO:	Fabela, al Lado de Rogelio Paredes Bonito To Castillo Harino, Calle 39 //ictoriano Lorenzo	PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN		494.561
15 Alto B 16 Cerro 17 El Har 18 C. Vicc 19 Casilla 20 San N 21 El Esg 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 40 ROGE 41 LOS D 41 LOS D 42 LOS D 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO:	Bonito ro Castillo Harino, Calle 39 //ictoriano Lorenzo	PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN	140	464.688
16 Cerro 17 El Harr 18 C. Vici 19 Casilla 20 San N 21 El Esp 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS A 41 LOS C 42 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO:	ro Castillo Harino, Calle 39 /ictoriano Lorenzo		150	497.880
17 El Har 18 C. Vici 19 Casillal 20 San N 21 El Esg 22 Mastra 23 La Bei 24 La Alal 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO: 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS C 41 LOS C 42 LOS Á 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 46 AMOR 47 FÉ Y J 48 VILLA 49 ALTO:	Harino, Calle 39 /ictoriano Lorenzo		120	398.304
18 C. Vici 19 Casilla 20 San N 21 El Esg. 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 46 BARR 44 BARR 45 NUEV 46 AMORE 47 FÉ Y J 48 VILLA 49 ALTO:	/ictoriano Lorenzo	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	140	464.688
19 Casilla 20 San N 21 El Esp 22 Mastri 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 30 LOS M 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 40 ROGE 41 LOS M 41 LOS M 42 LOS M 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO: 41 LOS CAMBON CAMBON 44 GAMOR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO:		PANAMA-CHORRERA	120	398.30
20 San N 21 El Esp 22 Mastra 23 La Bala 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 30 LOS N 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS O 41 LOS O 42 LOS A 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO:	illa de oro	PANAMA-CAPIRA-VILLA ROSARIO	130	431.49
21 EI ESE 22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS M 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS G 41 LOS G 42 LOS A 44 BARR 45 NUEV 46 AMOF 47 FÉ Y G 48 VILLA 49 ALTO:		PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN (CABEC.).	170	564.26
22 Mastra 23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS M 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS CA 41 LOS CA 42 LOS A 44 BARR 45 NUEV 46 AMORE 47 FÉ Y A 48 VILLA 49 ALTO:	Nicolás, final.	PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA.	180	597.45
23 La Bei 24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS CA 42 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 46 AMOP 47 FÉ Y J 48 VILLA		PANAMA-LA CHORRERA	230	763.416
24 La Ala 25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 29 PEÑA 30 LOS M 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 40 ROGE 41 LOS Ó 42 LOS Ó 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 48 VILLA 49 ALTO: 46 GAMOR	stranto Final	PANAMA-LA CHORRERA- MASTRANTO	350	1.161.72
25 Gener 26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS M 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEVV 35 EL PA 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS Ó 42 LOS Á 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 46 AMOF 47 FÉ Y J 48 VILLA 49 ALTO:	Bendición	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	270	896.184
26 EL CR 27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS N 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS DE 41 LOS DE 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 46 AMOF 47 FÉ Y. 48 VILLA 49 ALTO:	Alameda	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	200	663.840
27 LA LIE 28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS M 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS Ó 41 LOS Ó 42 LOS Ó 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 46 AMOF 47 FÉ Y J 48 VILLA 49 ALTO:	neración 2000	PANAMA-ARRAIJAN-ARRAIJAN (CABEC.).	220	730.22
28 VALLE 29 PEÑA 30 LOS M 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS M 42 LOS M 42 LOS M 44 BARR 45 NUEV 46 AMOR 47 FÉ YA 48 VILLA 49 ALTO:	CRISTAL	PANAMA-ARRAIJAN	80	265.536
29 PEÑA 30 LOS M 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS Ó 42 LOS Á 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 46 AMOF 47 FÉ Y Ó 48 VILLA 49 ALTO:	LIBERTAD	PANAMA-ARRAIJAN	30	99.57
30 LOS M 31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS Ó 42 LOS Á 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 46 AMOP 47 FÉ Y J 48 VILLA 49 ALTO:	LE DE LA ROSA	PANAMA-ARRAIJAN	60	199.152
31 ALTO: 32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS C 42 LOS A 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 46 AMOF 47 FÉ Y 48 VILLA 49 ALTO:	ÑAS BLANCAS	PANAMA-ARRAIJAN	50	165.960
32 VALLE 33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 41 LOS C 41 LOS C 42 LOS A 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 46 AMOF 47 FÉ Y C 48 VILLA 49 ALTO:	SMARTÍNEZ	PANAMA-ARRAIJAN	15	49.78
33 ROGE 34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS C 42 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 46 AMOR 47 FÉY, 48 VILLA 49 ALTOS	OS DEL VALLE DEL SOL	PANAMA-ARRAIJAN	60	199.15
34 NUEV 35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS C 42 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 46 AMOP 47 FÉ Y 48 VILLA 49 ALTOS	LE DEL SOL	PANAMA-ARRAIJAN	80	265.530
35 11 DE 36 BDA. 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS C 42 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 46 AMOP 47 FÉ Y. 48 VILLA 49 ALTOS	GELIO PAREDES SECTOR C	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	80	265.530
36 BDA 37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS Ó 42 LOS Á 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 46 AMOP 47 FÉ Y J 48 VILLA 49 ALTOS	EVA JERUSALEN	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	60	199.152
37 EL PA 38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS C 42 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 46 AMOR 47 FÉ Y A 48 VILLA 49 ALTOS	DE OCTUBRE	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	50	165.960
38 LA FA 39 ROGE 40 ROGE 41 LOS C 42 LOS A 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 46 AMOR 47 FÉ Y J 48 VILLA 49 ALTOS	A. 2000 SECTOR 4 III ETAPA	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	30	99.57
39 ROGE 40 ROGE 41 LOS C 42 LOS Á 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 46 AMOR 47 FÉ Y / 48 VILLA 49 ALTOS	PANTANAL	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	40	132.768
40 ROGE 41 LOS C 42 LOS Á 43 OMAR 44 BARR 45 NUEV 46 AMOR 47 FÉ Y A 48 VILLA 49 ALTOS		PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	60	199.152
41 LOS C 42 LOS Á 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 46 AMOF 47 FÉ Y A 48 VILLA 49 ALTOS	GELIO PAREDES SECTORES A Y B	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	100	331.920
42 LOS Á 43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 46 AMOF 47 FÉ Y A 48 VILLA 49 ALTOS	GELIO PAREDES SECTOR A1	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	60	199.15
43 OMAF 44 BARR 45 NUEV 46 AMOF 47 FÉYA 48 VILLA 49 ALTOS	S CAMPESINOS 1, 2 y 3	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	40	132.768
44 BARR 45 NUEV 46 AMOF 47 FÉ Y 48 VILLA 49 ALTOS	SÁNGELES	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	40	132.76
45 NUEV 46 AMOR 47 FÉ Y 48 VILLA 49 ALTOS	AR TORRIJOS	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	150	497.88
46 AMOF 47 FÉ Y A 48 VILLA 49 ALTOS	RRIADA 2,000	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	150	497.880
47 FÉ Y A 48 VILLA 49 ALTOS	EVA LUZ	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	60	199.15
48 VILLA 49 ALTOS	OR Y PAZ	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	50	165.960
49 ALTO	Y ALEGRÍA	PANAMA-ARRAIJAN-BURUNGA.	50	165.960
	LA MIREYA	PANAMA-CAPIRA	60	199.15
	OS DE COSTA DEL SOL	PANAMA	60	199.15
	SKUNA	PANAMA-ARRAIJAN- VERACRUZ.	50	165.960
	RRIADA PANAMÁ	PANAMA-ARRAIJAN- VERACRUZ.	60	199.15
	LO HORIZONTE	PANAMA-ARRAIJAN- VERACRUZ.	50	165.960
		PANAMA-ARRAIJAN- VERACRUZ.	50	165.960
	REPRESA	PANAMA-ARRAIJAN- VERACRUZ.	60	199.15
	PROMESA	PANAMA-ARRAIJAN- VERACRUZ.	50	165.96
	PROMESA NCÚN	PANAMA-ARRAIJAN- VERACRUZ.	50	165.960
	PROMESA NCÚN SA MAR	PANAMA-ARRAIJAN- VERACRUZ.	60	199.152
	PROMESA NCÚN SA MAR SAS DEL CHUMICAL		60	199.152
59 LA MI	PROMESA NCÚN SA MAR	PANAMA-ARRAIJAN- VERACRUZ. PANAMA-LA CHORRERA	60	199.152 23.645.98 ²



También se agregan otras Zonas Rojas no incluidas en Oeste que no son Asentamientos, pero que son zonas iguales a las de Capital, que representan más de 10 GWH/Año adicionales. A continuación, el listado de estas zonas rojas NO ASENTAMIENTOS, de Panamá Oeste.

				Energía	Energía
Nombre de Zona Roja Oeste	Dirección	ltine rario	Cantidad	Mensual	Anual
,		deLectura	de Clientes		Perdida
				kWh	kW h
Loma Mastrtanto Final	La Chorrera, Barrio Colon, Loma Mastranto Final	10		41.470	497.640
La Doradilla	La Chorrera, La Pesa, La Doradilla Final Cerro Negro	595	380	19.500	234.000
El Marañonal	La Chorrera, Barrio Colon, El Marañonal	620	694	48.130	577.560
La Milagrosa	La Chorrera, La Mitra, La Milagrosa	650	597	45.365	544.380
Playa Chiquita el Vertedero	La Chorrera, Hacia el vertedero, Playa Chiquita	694	784	43.580	522.960
	La Chorrera, Puerto Caimito, El Progres o	710	480	35.200	422.400
EI Progres o 1,2,3 y 4	La Chorrera, Puerto Caimito, El Progres o	715	555	38.175	458.100
	La Chorrera, Puerto Caimito, El Progreso	717	378	23.610	283.320
Punta Salazar	La Chorrera, Puerto Caimito, Punta Salazar	720	617	41.865	502.380
Puerto Caimito, El Cementerio	La Chorrera, Puerto Caimito, Astillero	721	385	27.025	324.300
Barrio La Industrial	La Chorrera, Barrio Colon, Barrio La Industrial	790	612	41.140	493.680
Barrio San Antonio	La Chorrera, Barrio Balboa, San Antonio 1y2	830	411	37.795	453.540
Barro Sari Antonio	La Chorrera, Barrio Balboa, San Antonio 1y2	850	647	55.615	667.380
San Pancho	La Chorrera, Barrio Balboa, San Pancho	860	326	20.070	240.840
Calle 12 y los Sauces	Arraijan, Nvo Arraijan, Calle de los sauces y calle 12	410	451	33.295	399.540
Rialengo, El Encanto	Arraijan, Nvo Arraijan, Rialengo, frente al 99	420	480	32.800	393.600
San José	Arraijan, Nvo Arraijan,San José	450	548	41.860	502.320
Ciudad Vacamonte y Chorrillito	Arraijan,Ciudad Vacamonte y Chorrillito	870	68	6.560	78.720
Sol Naciente y El Valle	Arraijan, Sol Naciente y El Valle	875	25	3.225	38.700
Rogelio Paredes	Arraijan, Bda. Rogelio Paredes	1040	424	38.180	434.160
Generación 2000.	Arraijan, Generación 2000	1045	383	24.635	295.620
Bda. 13 de Febrero	Arraijan, Bda. 13 de Febrero	1050	380	27.700	332.400
	Arraijan, El Tecal SectorA	810	692	39.540	474.480
El Tecal	El Tecal Sector J	840	640	34.400	412.800
	El Tecal Sector G,H,I,K,L	850	798	45.910	550.920
	·	Total	12.281	844.645	10.135.740

Como se puede verificar de ambos listados, en el informe original enviado a la ASEP mediante Nota CM-91-2-18, no incluía esta energía, en consecuencia, la energía total de Pérdidas No Técnicas para Panamá Oeste, pasa de 18.79 GWH a un valor de 52.43 GWH de Pérdidas No Técnicas No Gestionables para Panamá Oeste.

Este valor actualizado de energía No Gestionable para Panamá Oeste, se agrega al ya reconocido para la Zona Metro cuvo valor es de 37.72 GWH. lo que da un total de Energía No Gestionable para EDEMET de 90.31 GWH/año, lo que representa, tomando la entrada de energía que utilizó la ASEP en su análisis del Anexo III, es decir, 4.764 GWH/año, da como resultado un porcentaje de pérdidas No Técnicas No Gestionables de 1.89% en lugar de 1.19% enviado en el informe inicial.

La propuesta de la empresa es mantener fijo el porcentaje reconocido por este concepto en los dos primeros años, dada la alta complejidad de la gestión y el hecho de que ya no es posible adecuar la red de forma inmediata. Luego una senda de bajada en los dos últimos años.

Solicitud

Teniendo en cuenta lo anterior, se solicita a ASEP:



- 1. Se reconozca un porcentaje de Pérdidas No Técnicas Gestionables equivalente al 2% de la energía en BT, y,
- 2. Se reconozca el 100% de las correspondientes a las Zonas Rojas y Asentamientos Informales ya que la gestión no depende de las distribuidoras sino del concurso y determinación de las autoridades que hasta la fecha han actuado en sentido contrario, y sobre todo brindando un escaso apoyo con las autoridades policiales y administrativas que intervienen en la solución de esta problemática de orden social.

La siguiente tabla detalla los porcentajes solicitados:

	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
PNT Gestionables (2% de BT)	1.44%	1.44%	1.44%	1.44%
PNT No Gestionables	1.89%	1.89%	1.76%	1.62%

A continuación, se presentan los criterios de reconocimiento de pérdidas no técnicas en diversos países de Latinoamérica, los cuales son en cuanto a niveles de pérdidas una mejor referencia que los de Estados Unidos. Como puede observarse, los valores contemplan tanto pérdidas no técnicas gestionables (lo más común), como pérdidas no técnicas no gestionables en los países con mayor presencia de asentamientos y dificultades sociales para cobrar, por ejemplo Brasil.

Reconocimiento de Pérdidas no Técnicas en Latinoamérica

A continuación, se describen brevemente las prácticas de reconocimiento de pérdidas no técnicas realizadas por los reguladores en Brasil, Chile, El Salvador, México y Perú.

Brasil - Los porcentajes de PNT aprobados por la ANEEL van de 2.54% a 3.75% (incluyen Gestionables y No Gestionables)

En Brasil la ANEEL determina las Pérdidas no Técnicas por medio de una ecuación econométrica que tiene en cuenta los dos componentes mencionados anteriormente:

$$PNTi = Ci + Xi\beta + IGi$$

X_iβ: componente PNT no Gerenciable, depende de las variables socioeconómicas del área de concesión.

IGi: componente PNT Gerenciable, depende de la eficiencia de cada empresa.

C_i: variable específica de cada empresa.

Los coeficientes de la Ecuación de PNT se determinan mediante regresión econométrica con datos de todas las empresas de distribución de energía eléctrica de Brasil.

Además de determinar por este método los niveles iniciales de PNT, la ANEEL fija una senda de reducción de la PNT.

Los porcentajes de PNT aprobados por la ANEEL van de 2.54% a 3.75%.

A continuación del detalle de la metodología utilizada por la ANEEL.

42. Para se realizar o estudo de regressão, é necessário partir de uma equação a ser estimada. A hipótese básica do modelo estimado é a possibilidade de subdivisão das Perdas Não Técnicas PNT; de acordo com a equação abaixo:

$$PNTi = Ci + Xi\beta + IGi$$
 (4)

onde

Xiβ = Características socioeconômicas da área de concessão;

IGi = Parcela das perdas não técnicas da empresa "i" devido à ineficiência gerencial; Ci = variáveis específicas da empresa i que influenciam no seu nível de perdas não técnicas não consideradas (e não observáveis) nos demais termos.

43. O termo $X^{i}\beta$ se refere às características socioeconômicas da área de concessão. Em sua grande maioria, como mostraremos à frente, se refere a variáveis como violência, precariedade, etc. O termo IGi se refere, principalmente, à parcela das perdas não técnicas atribuível à ineficiência da empresa no combate ao furto de energia. O termo Ci representa um conjunto de variáveis específicas (que influenciam o nível de perdas não técnicas) de cada área de concessão que não estão sendo consideradas nos demais termos da equação.

Tabela 8 - Critério para enquadramento nos clusters de redução (Complexidade > 0.16)

Cluster	Característica	Critério de enquadramento	Limite de Redução [p.p/
Cluster 1	Concessionárias com perdas altas	Perdant/BT>20%	2,00%
Cluster 2	Concessionárias com perdas médias e menor porte	8,5% < Perdant/ BT < 20% ncons < 1.6 milhões	1,40%
Cluster 3	Concessionárias com perdas médias e maior porte	8,5% < Perda nt/ BT < 20% ncons > 1.6 milhões	1,00%
Cluster 4	Concessionárias com perdas médias e baixas	Perda nt/ BT < 8,5%	0%

Tabela 9- Critério para enquadramento nos clusters de redução (Complexidade < 0.16)

Cluster	Característica	Critério de enquadramento	Limite de Redução [p.p/
Cluster 1	Concessionárias com perdas altas	Perdant/BT>20%	2,50%
Cluster 2	Concessionárias com perdas médias e menor porte	8,5% < Perda nt/ BT < 20% ncons < 1.6 milhões	1,70%
Cluster 3	Concessionárias com perdas médias e maior porte	8,5% < Perda nt/ BT < 20% ncons > 1.6 milhões	1,40%
Cluster 4	Concessionárias com perdas médias e baixas	5% < Perda nt/ BT < 8,5%	0,60%
Cluster 5	Concessionárias com perdas muito baixas	Perdant/BT < 5%	0%



Bandeirante - Gran Sao Paulo			2013	2014	2015
Energia BT	MWh		5,223,959	5,411,744	5,596,210
% Perd. No Tecnicas (BT)	%		11.83%	10.43%	9.03%
Energia Requerida	MWh		16,459,348	17,060,518	17,515,008
Perdidas No Tecnicas	MWh		617,994	564,445	505,338
% Perd. No Tecnicas	%		3.75%	3.31%	2.89%

Escelsa - Estado Espiritu Sar	2013	2014	2015	
Energia BT	MWh	4,009,378	4,099,585	4,337,403
% Perd. No Tecnicas (BT)	%	10.37%	8.67%	6.97%
Energia Requerida	MWh	11,511,693	11,497,756	11,981,577
Perdidas No Tecnicas	MWh	415,773	355,434	302,317
% Perd. No Tecnicas	%	3.61%	3.09%	2.52%

- Chile - 2% de la venta de energía en Baja Tensión (Pérdidas Gestionables)

En Chile la Secretaría de Energía reconoce Pérdidas no Técnicas, el componente Gerenciable, hasta un máximo del **2% de la venta de energía en Baja Tensión**. El porcentaje se determina mediante un Modelo de Empresa Eficiente que considera el mínimo del costo total, compuesto por el Costo de las Pérdidas no Técnicas más los costos de detección y prevención.

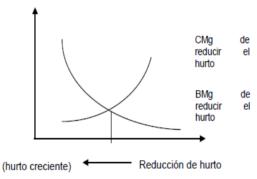


9.7 Pérdidas de Hurto y Costo de las Políticas de Control

La Bases Técnicas establecen que el Consultor podrá reconocer un porcentaje justificado de pérdidas por hurto, junto con los gastos de control de hurtos compatible con el nivel de hurtos reconocido; en todo caso este nivel no será mayor que el 2% de las ventas de energía en BT.

Conceptualmente corresponde reconocer pérdidas por hurto en un nivel que sea económico, es decir, convendrá que la empresa modelo destine recursos para prevenir el hurto hasta el punto que el beneficio marginal de reducir las pérdidas no técnicas equivalga a su respectivo costo marginal,

como se aprecia en el siguiente gráfico:



Los procedimientos de control de hurtos efectuados por las distribuidoras de referencia, consisten básicamente en la verificación y resellado de un determinado porcentaje de medidores por año. Los costos asociados a este procedimiento son eficientes, pues conducen a ahorros de compra de energía e incrementos de la energía vendida, del mismo orden que los gastos correspondientes, cuando estos gastos se calculan al costo eficiente de las actividades de control.

Al analizar los niveles de pérdidas no técnicas alcanzados por las empresas se observa que todas están por encima del valor máximo definido en las bases técnicas por lo tanto se adopta para todas ellas el nivel de 2%.

Por otro lado se analizó las gestión de perdidas comerciales realizadas para cada una de las empresas de referencia y resultó que Chilectra ha demostrado la gestión de pérdidas no técnicas más eficientes mostrando una sostenida política de acciones de control a través de inspecciones, por lo tanto se considera que las acciones llevadas a cabo por Chilectra constituyen un óptimo y en consecuencia se adoptan estos valores como referencias para todas las ADT.

El Salvador – 1.67% de pérdida no técnica gestionable

En El Salvador también se aplica el Modelo de Empresa Eficiente. El valor aprobado fue del 1.67%.

Para la porción de la red en BT se considerará una cantidad de pérdidas atribuibles a hurto y fraude, cuya eliminación no resulte económicamente justificable, es decir que el costo de las acciones requeridas para eliminarlas sea mayor que el costo de la energía perdida o sustraída de las instalaciones.



Para determinar las pérdidas atribuibles a hurto y fraude, deberá efectuarse un análisis de los costos involucrados en los procesos de detección y normalización de consumos fraudulentos y clandestinos, su nivel de eficacia, y los costos de la energía perdida. Los criterios a utilizar para este cálculo deben basarse en la información disponible del comportamiento de ese tipo de usuarios finales y clandestinos, y de los resultados de las distintas medidas de detección y normalización de éstos consumos. Las pérdidas calculadas, no podrán exceder el 50% de las pérdidas no técnicas y comerciales de BT consideradas en el balance real de la empresa. Las pérdidas no técnicas totales de la empresa se considerarán únicamente en la red de BT.

México - 5% de pérdida no técnica con sendero de transición partiendo de la real observada

El documento "Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de Distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018" publicado en Febrero de 2016 por la CRE establece en su punto "4.2.2 - Eficiencia en Pérdidas No Técnicas":

Se consideró un valor máximo permitido para trasladar a las tarifas de los usuarios finales de 5% respecto a la energía recibida. Las divisiones de Distribución que superaban dicho porcentaje se les reconocerá un sendero de reducción de pérdidas tal que cada año se reduzca un 8% respecto al valor del año anterior, o lo necesario para llegar al valor máximo (siempre que el porcentaje del año anterior sea menor a 5.4% respecto a la energía recibida).

Perú – 2% de la venta de energía en Baja Tensión (Pérdidas Gestionables)

En Perú si aplica también un Modelo de Empresa Eficiente para reconocer el porcentaje de Pérdidas no Técnicas. El valor también es del 2%.

B - Formato VII Balance de Energía y Potencia de Punta (*) Total Empresa - 2008

Mes, Día y Hora de Máxima De	Año:	2008				
Descripción	escripción Energía (MW.h) Factor de Poter			Potenc	ia (kW)	Factor de
	MW.h	%	carga/pérdidas	kW	%	Coincidencia (%)
Muy Alta Tensión (MAT)						
Ingreso a MAT	5 658 594,72			881 010,02		
Ventas en MAT	0,00			0,00		
Pérdidas en MAT	21 502,66	0,38%		3 700,24	0,42%	

	MWh	%
Ingreso en MAT	5,505,313	
Pérdidas en MAT	20,920	0.38%
Pérdidas en AT	52,834	0.96%
Pérdidas Técnicas MT	70,200	1.28%
Pérdidas no Técnicas MT	0	0.00%
Pérdidas Técnicas BT	190,037	3.45%
Pérdidas no Técnicas BT	113,457	2.06%
Total Pérdidas	447,448	8.13%



3.8 Base de Activos a Junio de 2018

3.8.1 Coeficiente de Actividad No Regulada

El cálculo del coeficiente de ajuste por actividades no reguladas propuesto por la ASEP para EDEMET se aleja del valor real que surge de la información contable, y esto genera un perjuicio que impide a la empresa recuperar plenamente sus costos en el IMP. En efecto, como se muestra a continuación, la propuesta de ASEP es definir este valor en 0.97 cuando el cálculo en base a información contable de la empresa resulta en 0.986.

Tabla 12 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – EDEMET [Balboas]

Detalle	Valor
(D) Ingresos no regulados	1,117,150
(A) Ingresos por venta de energía	685,932,179
(B) Compras de energía	- 604,187,073
(E) Ingreso neto (A) + (B)	81,745,106
FCBC (E) / [(E) + (D)]	0.986

Los ingresos no regulados estimados a partir de información brindada por la empresa es un valor muy bajo en relación con las características de este tipo de actividades. Por otro lado, la situación en este aspecto debería ser similar a la de ENSA, por lo cual se adopta el mismo valor de ENSA para estas actividades, esto es 0.97 (tabla 46).

Esta propuesta no es correcta por las siguientes razones:

- EDEMET designó a Ufinet Panamá, S.A. (<u>Ufinet</u>) como la empresa administradora de la capacidad excedentaria en sus infraestructuras, para la prestación de servicios de telecomunicaciones desde dichas infraestructuras aéreas y subterráneas (<u>Infraestructu-ras</u>).
- 2. Debido a que EDEMET continúa siendo la propietaria de las Infraestructuras, Ufinet, en su condición de empresa administradora de dichas Infraestructuras, tiene el compromiso y deber de ajustar sus políticas de cesión de uso de los derechos de paso en las Infraestructuras, a los lineamientos establecidos por el ente regulador y/o el propio EDEMET, en la medida en que los contratos con los operadores de telecomunicaciones vayan venciendo.
- 3. Las tarifas que cobran las empresas por el alquiler de postes no está regulado pues responden al principio de libertad de empresa, y son el resultado de negociaciones con los operadores de telecomunicaciones. En el caso de EDEMET y EDECHI que tienen cedida la administración del alquiler de postes a UFINET, la cesión administrativa no significa en ningún caso que UFINET pueda cobrar una tarifa distinta a la que EDEMET y EDECHI han determinado en base a los criterios técnicos y de seguridad. UFINET le paga a EDEMET y EDECHI la cantidad que resulta de la cantidad de postes y ductos alquilados a la tarifa establecida y pactada en los contratos. En caso que EDEMET y EDECHI decidan renegociar la tarifa, esta negociación la lideran EDEMET y EDECHI, y la tarifa que resulte de a negociación, será la que determinará el monto que UFINET deberá pagar a EDEMET y EDECHI por el uso de estas infraestructuras.
- 4. Como fuera dicho, las tarifas vigentes con los operadores de telecomunicaciones están sustentadas en contratos suscritos entre los operadores de telecomunicaciones que

EDEMET y EDECHI tiene que respetar y mantener hasta tanto dichas tarifas se modifiquen. Es más, la propia ASEP ha establecido que las tarifas que ENSA negocie con los operadores y que han sido objeto de procesos de abitraje NO PUEDEN SER EXTEN-SIVAS a otros operadores y agentes. Siguiendo este misma lógica, la ASEP no puede "asimilar" los ingresos de ENSA a los de EDEMET ya que de ser así esto supondría que EDEMET tiene la obligación de renegociar a la alta TODOS sus contratos con los operadores de telecomunicaciones a la alza, sin tomar en cuenta ningún criterio propio de las redes de EDEMET y EDECHI, lo que violaría el principio de libertad de empresa y la propia Nota No. DSAN – 1506- 2016 de 2 de junio de 2016 de la ASEP y que adiuntamos como anexo.

Adicional a lo anterior:

- 1. Los mercados atendidos por ENSA y EDEMET son diferentes. En efecto, la mayor parte de estos ingresos no regulados se generan sobre postes en zonas más urbanas o metropolitanas, donde ENSA tiene mayor presencia.
- 2. A su vez, la proporción de postes en zonas urbanas, que permiten generar ingresos adicionales, respecto del resto de la red de la empresa es mucho mayor en ENSA que en EDEMET debido a que EDEMET tiene una red más rural que atiende una mayor dispersión geográfica de la demanda.
- Asumir un valor de 0.97 implica que EDEMET debería exigir a los operadores de telecomunicaciones un aumento del 122% en el precio, lo cual podría AFECTAR OTROS SERVICIOS administrados por el propio regulador en términos diferentes a los aquí expuestos.

Por lo tanto, se solicita a ASEP respetar la información que surge de los Estados Contables y aplicar el valor de 0.986 como coeficiente de Actividades No Reguladas de EDE-MET.

3.8.2 Cambio de Criterios sobre cálculo de Base de Activo: eliminación activos amortizados y desconsideración de retiros.

En la determinación de la Base de Activos Bruta Inicial para el IMP 2018-2022, se destaca un cambio de criterio muy relevante sobre el modo de cálculo de la misma. A continuación, se transcriben los párrafos correspondientes del Informe del IMP.

Cabe destacar que se toma la Base Bruta descontando todos los activos que han cumplido su vida útil, por lo que han sido depreciados en su totalidad, el detalle se incluye en el Anexo VII. Esto implica que no se considera depreciación y rentabilidad en activos que ya fueron amortizados totalmente.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, sobre la base de una hipótesis de que son componentes retirados antes de cumplir su vida útil, los mismos no han sido restados ni de la base de capital bruta ni de la base de capital neta, lo que implica que seguirán percibiendo depreciación y rentabilidad hasta que cumplan su vida útil, restándose de la base de capital solamente los activos totalmente depreciados. Es importante destacar que estos activos retirados no deberán ser reutilizados como activo nuevo.



La decisión de descontar los Activos Brutos que va han sido amortizados representa un cambio profundo respecto de lo que la ASEP ha venido realizando en todas las revisiones tarifarias anteriores. Aunque no puede decirse que desde un punto de vista metodológico esto sea incorrecto, si es importante destacar que este criterio da una mala señal que perjudica a clientes y a la empresa, como se explica a continuación.

Respecto del perjuicio que reporta para los clientes, esto es así ya que en la medida que los Activos dejan de formar parte de la Base de Activos por haber sido totalmente depreciados, la empresa tiene un incentivo automático a retirarlos por otros nuevos que, además de requerir menor esfuerzo de mantenimiento y monitoreo para no afectar la calidad, reporten a la empresa una rentabilidad. Este incentivo da una señal en la dirección de invertir más de lo que podría ser necesario, encareciéndose la tarifa para el cliente sin una necesidad propia del servicio. Tan relevante es este punto, que el regulador de Brasil (ANEEL) ha reconocido explícitamente un retorno para estos activos que ya han sido amortizados totalmente. En el caso de Panamá, este riesgo se evitaba con la metodología aplicada en todas las revisiones tarifarias anteriores.

Respecto del perjuicio para la empresa, esto se da porque, una vez más, la ASEP innova aplicando con un criterio que reduce la Base de Activos y los ingresos (en el corto plazo, porque a largo plazo la empresa puede revertir esto retirando lo va amortizado e instalando activos nuevos), lo cual atenta a la estabilidad en la previsión de ingresos por parte de la compañía así como también en los criterios que deben gobernar la gestión del negocio (por ejemplo, orientar la gestión a renovar la red constantemente o a preservar los activos). En este sentido, la decisión de no restar los retiros del Activo Inicial Bruto y Neto, aunque pueda representar un mejor ingreso en este IMP para EDEMET, también es cuestionable dado que es un importante cambio metodológico que no ha recibido mayores fundamentos. Este tipo de cambios sería importante que sólo se realicen ante la evidencia de un error de cálculo o de un fundamento sólido que lo convierta en un lineamiento general que permanezca estable en el tiempo.

Por lo tanto, para evitar incentivos potencialmente perjudiciales para la eficiencia económica y para evitar que estos cambios representen una señal de inestabilidad metodológica en el cálculo del IMP, se solicita a ASEP continuar considerando el Activo Bruto ya amortizado y continuar restando los Retiros en el cálculo del activo inicial.

3.9 Criterios para el análisis de eficiencia de las inversiones 2014 - 2017

En líneas generales, ASEP realiza la siguiente apreciación general respecto del análisis de la información de inversiones presentada por la empresa:

Las inversiones presentadas por la empresa han sido revisadas y se aplica sobre las mismas, cuando corresponde, criterios de eficiencia. El detalle y la información de las inversiones presentada por EDEMET han sido insuficientes en la mayoría de las cuentas de cada línea de e negocios.



La presentación de las obras a través de los códigos descriptores, y no con la nueva normativa de georreferenciación, hace que no se puedan auditar debidamente las obras declaradas. Situación similar se presenta en el caso de los centros de transformación, acometidas y en la mayoría de las cuentas presentadas. Sumado a esto se han realizado múltiples pedidos de información sobre obras concretas realizadas y los costos correspondientes habiendo respondido en la mayoría de los casos con información insuficiente. En virtud de ello, se han adoptado criterios generales de eficiencia que contemplan en algunos casos costos internacionales, criterios de asimetría de información y de costos considerados de operación y mantenimiento.

Con relación a estas afirmaciones, es importante aclarar lo siguiente:

- 1. La presentación de las obras del período 2013-2017 no fue posible utilizando la metodología definida por el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas (SRUC). Pero, la metodología utilizada (de códigos descriptivos) es la que la propia ASEP utilizó hasta la última revisión tarifaria. Por lo tanto, aunque EDEMET también confía en que la nueva metodología ayudará a agilizar las auditorias de la ASEP y disminuirá el esfuerzo de la empresa en realizar aclaraciones, no es correcto indicar que las obras no pueden auditarse debidamente bajo este formato porque así se han podido auditar en todas las revisiones tarifarias anteriores y en esta. donde se visitaron gran cantidad de obras por técnicos auditores de la ASEP. Un informe con más de 70 obras solicitadas por la ASEP fue enviado con todo el detalle que ésta solicitó para su verificación y posterior inspección al sitio.
- 2. Ante cada pedido de información complementaria realizada por la ASEP, EDEMET se ha mostrado dispuesta a contestar con documentos explicativos, planillas Excel con diversos datos, copias de documentación de respaldo, entre otros. Por lo tanto, sorprende la afirmación de que todo este esfuerzo ha sido insuficiente, y que a causa de esto se han adoptado criterios que penalizan las inversiones de la empresa.

A continuación, se explica por qué los castigos aplicados por la ASEP en concepto de OYM, Asimetría, Eficiencia Precio y Castigo del 20% en inversiones de 2018, no son apropiados y representan un importante perjuicio sobre el reconocimiento de costos en el IMP.

3.9.1 Coeficiente de Operación y Mantenimiento (OYM)

La ASEP aplica un castigo sobre los montos invertidos por considerarlos costos en base al siguiente argumento:

i) En algunas obras de distribución la información presentada no permite determinar claramente si corresponde a obras capitalizables o acciones de mantenimiento del sistema (construyéndose parte de obras con cables o postes existentes, obras de pequeñas longitudes u obras que no contiene todos los componentes, etc.).

En todos estos casos se utiliza como índice de eficiencia el coeficiente de operación y mantenimiento que considera que en realidad esas obras no son inversiones. Este coeficiente tiene un valor igual a 0.

Esto está además sustentado en el hecho de que la calidad de servicio no ha sido la adecuada en el periodo. Se ha aplicado el coeficiente de operación y mantenimiento cuando la obra presenta al menos una de las siguientes características:

- Tiene menos de dos postes y/o menos de 50 m de longitud en el caso de líneas aéreas;
- o La longitud de la línea es menor de 20 metros en el caso de línea subterránea; o
- Si la mano de obra y/o materiales representan un valor menor al 1% o mayor al 99% del costo de la obra.

Este castigo presenta dos errores que deben ser subsanados. El primer error es a nivel conceptual, y tiene que ver con que muchas de las obras que la empresa realiza se refieren a nuevos suministros o inversiones en calidad que efectivamente requieren menos de 50 metros de conductor v/o menos de 2 postes. Así mismo, existen obras donde el contratista ha aportado el material y la mano de obra, pero el registro de las facturas pagadas en los sistemas corporativos no es desglosado entre material y mano de obra, y por lo tanto no se pueden discriminar, este último caso, se refiere a los casos de las obras civiles donde el contratista incluye todo el material (Hormigón, acero, tubos de PVC, etc) sin embargo al realizar la imputación sobre los sistemas contables, para EDEMET, esto se registra como mano de obra, porque las facturas se presentan como un todo, es decir, por obra civil completa. Con este concepto equivocado, por ejemplo, la ASEP ha castigado y penalizado obras como el soterrado de cables, obras como las acometidas y refuerzo de la red para el Mercado de Abastos en Clayton. Explicaciones sobre esta situación se le dieron a la ASEP durante la reunión de trabajo sostenida el pasado 24 de octubre en las oficinas de la ASEP. En ésta se explicaron con ejemplos el error que aplicar este criterio imprimía sobre el análisis de las inversiones ejecutadas durante el periodo 2014-2018.

El segundo error es a nivel metodológico, y está dado por el hecho de que la ASEP no analiza las Obras de modo integral, es decir, que la ASEP no es capaz de agrupar las cuentas para convertirlas en obras reales y poder darse cuenta que se trata efectivamente de un inversión y no de gastos de operación y mantenimiento; sino que realiza un análisis parcial por cuenta de activo lo que la lleva cometer errores de interpretación anticipada sobre una cuenta o modelo constructivo como lo es un código descriptivo. Esto surge de analizar los cálculos de los castigos presentados por ASEP en las planillas CC de la Consulta Pública. La consecuencia de este análisis parcial es que en muchos casos, la misma obra resulta con una parte del dinero invertido castigado por ser considerado costo (por ejemplo, las líneas), mientras otra parte resulta reconocida como inversión (por ejemplo, los transformadores o CT). Evidentemente, esto NO es correcto.

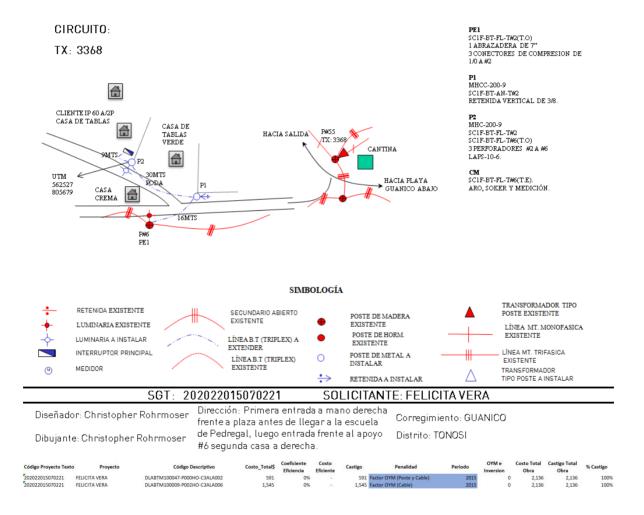
Es importante remarcar que este es un criterio de castigo extremo, ya que su aplicación a granel y sin análisis del tipo de obras que las distribuidoras tienen que ejecutar, implica hacer cero todo monto invertido que la ASEP considere que es gasto. Por lo tanto, la aplicación de este castigo por parte de ASEP debería realizarse con mucha prudencia. Lamentablemente, en esta revisión tarifaria se estaría dando un paso en la dirección opuesta a la prudencia, ya que, a diferencia de lo hecho en las revisiones tarifarias anteriores donde se consideraba inversión una línea si esta tenía más de 50 metros $\underline{\mathbf{o}}$ más de 2 postes (cualquiera de los dos), en esta oportunidad la ASEP propone castigar líneas aéreas si no tienen más de 50 metros $\underline{\mathbf{v}}$ más de 2 postes. Con la salvedad, que este tampoco era un criterio adecuado porque la forma correcta es analizar obra por obra. Además, las empresas no pueden negarse a dar un suministro que para poder realizarse se requiera d obras con menos de dos postes y menos de 50 mts. Como se le explicó a la ASEP en la reunión del 24 de octubre, existen miles de obras de nuevos suministros donde este criterio de castigo las hace desaparecer del análisis de la ASEP.

Por lo tanto, se solicita a ASEP que no aplique este criterio de castigo extremo, porque no es correcto porque como se ha explicado en varias ocasiones. A continuación, y a manera de ejemplo, se presentan en detalle algunas tipologías de proyecto de nuevos suministros que son injustamente castigadas como OYM, y se muestran casos donde es evidente que este criterio no corresponde.

Nuevos Suministros

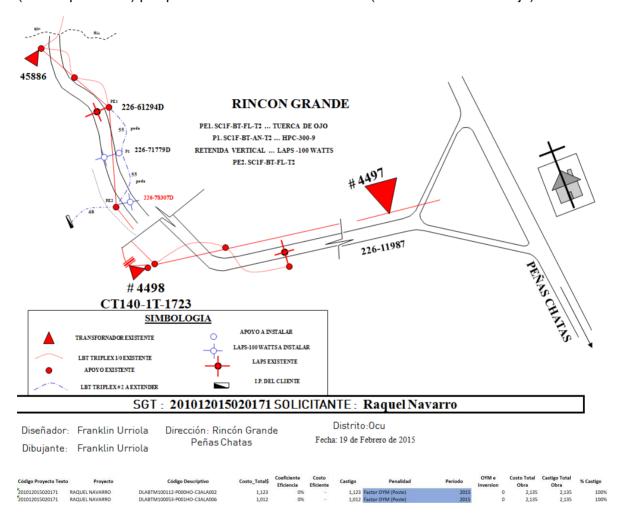
Caso 1: Solicitud de Suministro - Cliente: Felicita Vera:

Consiste en la extensión de 47m de línea BT con conductor trenzado aluminio triplex #2, dos (2) postes de 9m y 9m de acometida trenzada #6. En el dibujo que representa el diseño de esta obra, se puede ver con precisión que en efecto, se instalan dos postes (círculos punteados) y las extensiones de las líneas son en tramos de menos de 50 mts. Primero el No. 2 para la red de BT, y luego el número 6 para la acometida próxima al poste. Esta obra fue anulada por completo, con el análisis de eficiencia de la ASEP.



Caso 2: Solicitud de Suministro – Cliente: Raquel Navarro:

Consiste en la extensión de 112m de línea BT con conductor trenzado aluminio triplex #2, un (1) postes de 9m y 53m de acometida trenzada #6. Como se puede apreciar en el dibujo que representa el diseño de esta provisión de servicio, solo se requirió un poste (círculo punteado) porque se utilizaron dos existentes (círculos rellenos en rojo).



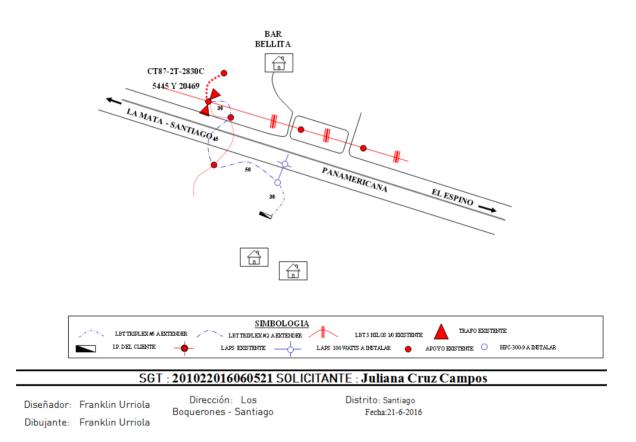


Caso 3: Solicitud de Suministro - Cliente: Juliana Cruz Campos:

201022016060521 JULIANA CRUZ CAMPOS

DLABTM100133P001HOC3ALA002

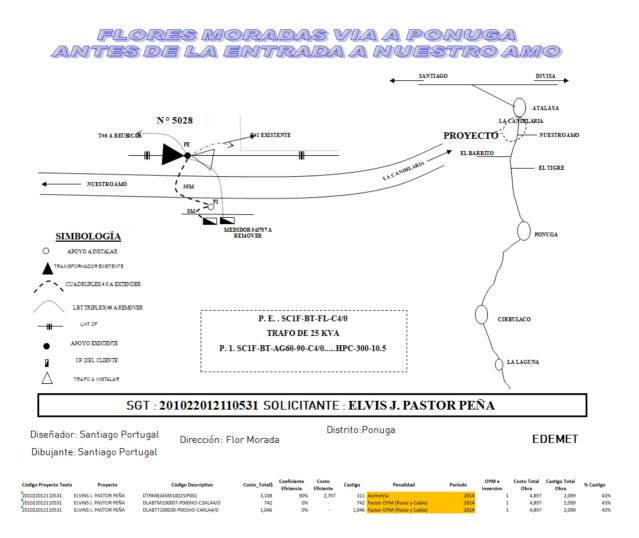
Consiste en la extensión de 133m de línea BT con conductor trenzado aluminio triplex #2 en dos (2) postes existentes y un (1) nuevo poste de 9m, además de 32m de acometida trenzada #6. Del dibujo que representa el diseño, se ve con claridad que un poste es nuevo (círculo punteado) y dos existentes (círculos rellenos en rojo). Se indica en la leyenda también para mejor identificación. Obra también castiga por erróneamente asumir que es gasto.





Caso 4: Solicitud de Suministro - Cliente: Elvis Peña:

Corresponde a los trabajos para el aumento de potencia solicitado por el cliente que incluyen la instalación de un transformador tipo poste de 25kVA para completar una Delta Abierta con el transformador existente y la extensión de 46m de línea BT con conductor #4/0 para el suministro 3F 120/240V. Se instala un solo poste para soportar la acometida del cliente. Es también castigada por el falso criterio de OyM aplicado a granel por la ASEP.





Proyectos Especiales

Ejemplos de proyectos importantes donde también la aplicación del criterio de OyM muestra que es muy errático e injusto porque castiga inversiones en Calidad de Servicio reales y provisiones de servicios que la distribuidora no pueden negarse a brindar. Así, tenemos por ejemplo, los siguientes proyectos de relevancia.

Código Proyecto Texto	Proyecto	Código Descriptivo	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente	Castigo	Penalidad	Periodo	OYM e Inversion	Costo Total Obra	Castigo Total Obra	% Castigo
PEO1	LMT Mercado de Abastos	DLSMT138T100447-ZB096008S-LAALC750750	15,771	0%		15 771	Sólo costo MO	2015	0	4,479,817	2,019,920	45%
PEO1	LMT Mercado de Abastos	DLSMT138T100447-ZB0960085-DALC750750	111,621	0%			Sólo costo MO	2015	0	4,479,817	2,019,920	45%
PE01	LMT Mercado de Abastos	DLSMT138T100696-ZB096005S-LAALC750750	101.059	0%	190		Sólo costo MO	2015	0	4,479,817	2.019.920	45%
PEO1	LMT Mercado de Abastos	DLSMT138T100268-ZB096010S-LAALC750750	208.199	0%			Sólo costo MO	2015	0	4,479,817	2,019,920	45%
PE02	LMT Mercado de Abastos	DLSMT120T200518ZB0480B03SLAALC750750	441,390	90%	397,251		Asimetría	2014	0	4,479,817	2,019,920	45%
PE02	LMT Mercado de Abastos	DLSMT120T401265ZB0600B06SLACUC5004/0	925,219	90%	832,697		Asimetría	2014	0	4,479,817	2,019,920	45%
PEO1	Soterrado Centro Bancario Etapa I	DLSMT138T100000ZB0480B0-2-SLAALC75075	1,980,555	0%		1 000 555	Factor OYM (Cable)	2017	0	4,819,555	2,264,455	47%
PE03	Soterrado Area Bancaria	DLSMT120T400000-ZB0000B00-SLACUC5004/0	2,839,000	90%	2,555,100		Factor OYM (Cable)	2014	0	4,819,555	2,264,455	47%
102012012030335	RECONDUCCIÓN DEL CIRCUITO 34-1	DLAMT345T106175-P007HO-CASC477	357.139	90%	321,425	35 714	Eficiencia Precio	2014	1	441.676	120.251	27%
102012012030335	RECONDUCCIÓN DEL CIRCUITO 34-1	DLAMT345T100495-P001HO-COOC477	48,820	0%	322,423		Factor OYM (Poste)	2014	1	441,676	120,251	27%
102012012030335	RECONDUCCIÓN DEL CIRCUITO 34-1	DLAMT138T100165-P000HO-COOC477	35,718	0%			Factor OYM (Poste)	2014	1	441,676	120,251	27%
102012015040337	ANILLO ARRAIJAN- CHORRERA 34-1 Y 34-8	DLAMT345M100000-P075ME-CASA1/0	100,257	0%		100,257	Factor OYM (Cable)	2015	1	645,772	153,811	24%
102012015040337	ANILLO ARRAIJAN- CHORRERA 34-1 Y 34-8	DLAMT345T100330P002HOCASC477	9,973	100%	9,973		Sin Castigo	2015	1	645,772	153,811	24%
102012015040337	ANILLO ARRAIJAN- CHORRERA 34-1 Y 34-8	DLAMT345T106985P053HOCOOC477	527,953	90%	475,157	52,795	Asimetría	2016	1	645,772	153,811	24%
102012015040337	ANILLO ARRAIJAN- CHORRERA 34-1 Y 34-8	DLSMT345T100069ZB0480B02SLACUC500500	7,589	90%	6,830	759	Asimetria	2016	1	645,772	153,811	24%
102012014050214	LINEA TRIFASICA LAS GUIAS SANTA CLARA	EMR033301	12,599	90%	11,339	1,260	Asimetría	2015	1	281,919	161,869	57%
102012014050214	LINEA TRIFASICA LAS GUIAS SANTA CLARA	EMR025001	39,625	90%	35,662	3,962	Asimetria	2015	1	281,919	161,869	57%
102012014050214	LINEA TRIFASICA LAS GUIAS SANTA CLARA	DLAMT138T108250-P001HO-CASA1/0	148,530	0%	3.5%		Factor OYM (Poste)	2015	1	281,919	161,869	57%
102012014050214	LINEA TRIFASICA LAS GUIAS SANTA CLARA	DCRMM138IC01	79,149	90%	71,234		Asimetría	2015	1	281,919	161,869	57%
102012014050214	LINEA TRIFASICA LAS GUIAS SANTA CLARA	DTRMB138M10025IP001	2,017	90%	1,815	202	Asimetría	2015	1	281,919	161,869	57%
Código Proyecto Texto	Proyecto	Código Descriptivo	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente	Castigo	Penalidad	Periodo	OYM e	Costo Total Obra	Castigo Total Obra	% Castigo
_									inversion			
102012015050019	ALTOS DEL MARIA	DLAMT138M100141-P003HO-CASA1/0	98,338	90%	88,505		Eficiencia Precio	2015	1	6,777,769	1,060,589	16%
102012015050019	ALTOS DEL MARIA	DLAMT138T110093-P189HO-COOA1/0	289,610	90%	260,649		Asimetría	2015	1	6,777,769	1,060,589	16%
102012015050019	ALTOS DEL MARIA	DLAMT138T110093-P189HO-COOC266	379,989	90%	341,990		Asimetría	2015	1	6,777,769	1,060,589	16%
102012015050019	ALTOS DEL MARIA	DLABTM100017-P000HO-C3ALA002	96,755	0%	-		Factor OYM (Poste y Cable)	2015	1	6,777,769	1,060,589	16%
102012015050019	ALTOS DEL MARIA	DLABTM100007-P000HO-C3ALA1/0	96,630	0%	-		Factor OYM (Poste y Cable)	2015	1	6,777,769	1,060,589	16% 16%
102012015050019 102012015050019	ALTOS DEL MARIA ALTOS DEL MARIA	DLAMT345M100000P119HOCASA1/0 DLAMT345T100020-P000HO-COOC477	220,811 1,162	0%	-		Factor OYM (Cable) Factor OYM (Poste v Cable)	2016	1	6,777,769 6,777,769	1,060,589 1,060,589	16%
102012015050019	ALTOS DEL MARIA	DLAMT138M100550-P000HO-CASA1/0	5,052	0%			Factor OYM (Poste)	2017	1	6,777,769	1,060,589	16%
102012015050019	ALTOS DEL MARIA	DLAMT138T169628-P501HO-2COOA1/	5,396,296	90%	4,856,667		Asimetría (Foste)	2017	1	6,777,769	1,060,589	16%
102012015050019	ALTOS DEL MARIA	DLAMT138T109028-F301HO-2COOK17	124,003	90%	111,603		Asimetría	2017	1	6,777,769	1,060,589	16%
102012015050019	ALTOS DEL MARIA	DLABTM100066-P000HO-C2ALA006	595	0%	-		Factor OYM (Poste)	2017	1	6,777,769	1,060,589	16%
102012015050019	ALTOS DEL MARIA	DLABTM100473-P000HO-C3ALA1/0	4,342	0%			Factor OYM (Poste)	2017	1	6,777,769	1,060,589	16%
102012015050019	ALTOS DEL MARIA	DLSBTM100242-ZB0150B02-C3ALA006	7,971	90%	7,174		Asimetría	2017	1	6,777,769	1,060,589	16%
102012015050019	ALTOS DEL MARIA	DCRMM138IC01	56,213	90%	50,592	5,621	Asimetría	2017	1	6,777,769	1,060,589	16%
201022016080098	BANCO CAPACITORES SANTIAGO	DLAMT345M100000-P002HO-CASA1/0	1,625	0%		1,625	Factor OYM (Cable)	2017	0	132,080	132,080	100%
201022016080098	BANCO CAPACITORES SANTIAGO	DLAMT345M100000-P002HO-CASA1/0-EMB00301	40,230	0%	-	40,230	Factor OYM (Cable)	2017	0	132,080	132,080	100%
201022016080098	BANCO CAPACITORES SANTIAGO	DLAMT345M100000-P002HO-CASA1/0-ETB00301	80,234	0%	-	80,234	Factor OYM (Cable)	2017	0	132,080	132,080	100%
201022016080098	BANCO CAPACITORES SANTIAGO	DLSBTM100012-ZB0150B02-C3ALA1/0	9,990	0%	-	9,990	Factor OYM (Cable)	2017	0	132,080	132,080	100%
201012013040195	(MINSA CAPSI OCU) ENGINEERING (PANAMA) S. A C	COLAMT138M100000-P045HO-CASA1/0	29,314	0%		29 314	Factor OYM (Cable)	2014	0	103,306	103,306	100%
201012013040195	(MINSA CAPSI OCU) ENGINEERING (PANAMA) S. A C		73,992	0%			Factor OYM (Poste)	2015	0	103,306	103,306	100%
102012014080277	(AP) DESARROLLO AGRO-INDUSTRIAL CARCAL, S.A.	DLAMT345M100000P002HOCASA1/0	1,860	0%		1,860	Factor OYM (Cable)	2016	1	589,025	95,461	16%
102012014080277	(AP) DESARROLLO AGRO-INDUSTRIAL CARCAL, S.A.		38,761	0%	-		Factor OYM (Cable)	2016	1	589,025	95,461	16%
102012014080277	DESARROLLO AGRO-INDUSTRIAL CARCAL, S.A.	DLSMT345M100097ZB0320B02SLAALA1/01/0	10,807	90%	9,726		Eficiencia precio	2016	1	589,025	95,461	16%
102012014080277	DESARROLLO AGRO-INDUSTRIAL CARCAL, S.A.	DLSMT345T102398ZB0480B02SLAALA4/04/0	283,073	90%	254,766	28,307	Eficiencia precio	2016	1	589,025	95,461	16%
102012014080277	DESARROLLO AGRO-INDUSTRIAL CARCAL, S.A.	DTRMB345M10050IG003	30,739	90%	27,665	3,074	Asimetría	2016	1	589,025	95,461	16%
102012014080277	DESARROLLO AGRO-INDUSTRIAL CARCAL, S.A.	DLSBTM103588ZB0150B02C3ALA1/0	223,784	90%	201,406	22,378	Eficiencia precio	2016	1	589,025	95,461	16%
_												
102012015060018	BURUNGA PARTE 1	DLAMT345T112100P266HOCOOC477	948,103	90%	853,293		Asimetría	2016	1	1,426,685	403,898	28%
102012015060018	BURUNGA PARTE 1	DLAMT345T100187-P000HO-CASA1/0	8,766	0%	-		Factor OYM (Poste)	2017	1	1,426,685	403,898	28%
102012015060018	BURUNGA PARTE 1	DLAMT345T101789-P000HO-COOC477	264,184	0%			Factor OYM (Poste)	2017	1	1,426,685	403,898	28%
102012015060018	BURUNGA PARTE 1	DLAMT138M100237-P004HO-CASA1/0	4,899	90%	4,409		Eficiencia Precio	2017	1	1,426,685	403,898	28%
102012015060018 102012015060018	BURUNGA PARTE 1 BURUNGA PARTE 1	DLSMT345T100762-ZB0480B02-SLACUC500500	183,428 834	90%	165,085		Asimetría	2017 2017	1	1,426,685	403,898	28% 28%
102012015060018	BURUNGA PAKIE 1	DLABTM100031-P000HO-C3ALA006	834	0%	-	834	Factor OYM (Poste y Cable)	2017	1	1,426,685	403,898	28%

PE01 LMT Mercado de Abastos (2015) y PE02 LMT Mercado de Abastos (2014) Costo total 4,479,817 Castigo 2,019,920

Corresponde a la construcción de las obras civiles necesarias para el suministro al proyecto Mercado de Abastos y reforzar la red existente en Ciudad de Saber. Se trata de 1,411m de zanja, rotura, reposición de pavimento y canalización de 5, 8 y 10 tubos de 160mm en hormigón. Los contratos de obras civiles incluyen en las unidades constructivas el suministro de materiales, herrajes y la mano de obra para la construcción de las canalizaciones y cámaras del proyecto. Es por esta razón que no es posible, para obras civiles en EDEMET, separar la mano de obra de los materiales utilizados como tuberías, herrajes, hormigón, etc. Estas obras civiles ya están siendo utilizadas para el nuevo anillo en 12 KV que alimenta Clayton y además para los circuitos que alimentan la cadena de frío y los servicios de construcción del nuevo hospital.

El proyecto también incluyó la extensión de 6 circuitos MT subterránea de la subestación Clayton 98 con cable 750MCM AL 15kV y 500MCM Cu 15kV como parte de las obras de ampliación requeridas para el suministro a esta importante zona.

En este caso, es importante informar que excepcionalmente se ejecutó mediante dos obras por lo que fue informado con dos códigos descriptivos separados; uno para la obra civil castigada al 100% y la otra como obra eléctrica reconocida en un 90% por factor de asimetría de la información.

PE01 Soterrado Centro Bancario Etapa I (2017) Castigo 1.980.555 (100%)

Corresponde a las obras civiles para el Proyecto de Soterrado de Obarrio, ejecutadas en la Ciudad de Panamá en el corregimiento de Bella Vista. Los contratos de obras civiles incluyen en las unidades constructivas el suministro de materiales, herrajes y la mano de obra para la construcción de las canalizaciones y cámaras del proyecto. Es por esta razón que no es posible, para obras civiles en EDEMET, separar la mano de obra de los materiales utilizados como tuberías, herrajes, hormigón, etc. Parte de estas obras ya están siendo utilizadas para dar suministros a clientes que lo solicitan, por ejemplo, Hotel Sortis, Soho Mall, Design Center, Business Center, Keneth Plaza, SL55. Esta obra fue penalizada al aplicar el criterio de más del 99% de mano de obra. Las razones de la forma de capitalizar las obras civiles ya ha sido explicada a la ASEP en varias ocasiones y en la reunión del 24 de octubre.

102012012030335 Reconducción Circuito 34-1 (2014) Costo Total 441,676 Castigo 120,251

Consiste en el aumento de la capacidad del circuito 34-1 en Arraiján mediante la instalación de las crucetas, aislamiento y accesorios para el tendido del nuevo conductor 6,175m 477ACSR y 660m de conductor 477 Aislado Protegido, en su mayor parte sobre la postería existente y la posterior remoción de los tramos de conductor de menor calibre. Se aplica castigo por tramos que se construyeron sobre postes existentes y al no tener más de dos postes, se penalizó.

102012015040337 Anillo Arraiján-Chorrera 34-1 y 34-8 (2015-2016) Costo Total 645,772 Castigo 153,811

En el año 2016 se completó y se puso en servicio la obra que consiste en la construcción de los nuevos circuitos 34-8 y 34-1 forrados paralelos a la Autopista Arraiján — Chorrera. En el 2015, corresponden a pagos que se tuvieron que realizar al contratista por el plantado de postes y herrajes realizados durante el año 2015. Por la forma de capitalización anual de nuestra contabilidad, para proyectos grandes, es posible que en un año puedan quedar parte del proyecto y luego en otro año la otra parte. Por esta razón en el 2016 se capitalizó el resto del proyecto donde se pudo apreciar la instalación de los cables y resto de materiales con su mano de obra.

102012014050214 Línea Trifásica Las Guías Santa Clara (2015) Costo Total 281,919 Castigo 161,869

El proyecto consistió en la extensión de 8,250m de línea aérea trifásica 1/0 ACSR 13,2kV entre el poblado de Las Guías y la entrada de Santa Clara. Este trabajo fue realizado sobre la postería existente para lo cual se instalaron las crucetas, aislamiento y demás herrajes requeridos. Se aplica sobre la obra, castigo porque no existían postes, pero se trató de una obra que se construyó en su totalidad sobre postes existentes. Esto muestra nuevamente, que la aplicación a granel del criterio por código descriptivo no es correcto, ni realista y por tanto inaplicables.

En este proyecto además se instalaron un banco de reguladores de tensión (2x250kVA + 1 333kVA) un Interruptor Telecontrolado con su control y un trafo tipo poste 25kVA para el suministro al control del interruptor

102012015050019 Altos del María (2015-2017) Costo Total 6,777,769 Castigo1,060,589

Esta obra ubicada en PANAMA, CHAME (CABEC.), se trata de una solicitud de nuevo suministro a nombre de ALTOS DEL MARIA y fue finalizada el 30-Jan-2017. Altos del María era alimentada por una línea monofásica con conductor 1/0 raven y con una carga importante al final de esta línea, donde la calidad del suministro eléctrica se era afectada por factores externos como lo son: fuertes vientos, gran vegetación de árboles (pinos), animales, etc. Con el propósito de aumentar y garantizar la continuidad del suministro y tomando en cuenta los proyectos en vías de ejecución, se decidió llevar a cabo la ejecución de este proyecto, el cual se inició en 2015 con el plantado de postes y durante el 2017 se finalizó el plantado del resto de los postes y se ejecutó el tendido de conductor y la instalación de un interruptor telecontrolado. Esta obra incluye los siguientes trabajos:

- Instalación de 66 metros de línea aérea de baja tensión tipo Aluminio 006 y 1 postes.
- Instalación de 10161 metros de línea aérea media tensión de 13,8 tipo Cable Forrado 266 y 180 postes.
- Instalación de 473 metros de línea aérea de baja tensión tipo Aluminio 1/0 y 8 postes.
- Instalación de 1 ITC Convencional
- Instalación de 242 metros de línea subterránea de baja tensión tipo Aluminio 006
- Instalación de 17535 metros de línea aérea media tensión de 13,8 tipo Cable Forrado 1/0 y 310 postes.
- Instalación de 20 metros de línea aérea media tensión de 34,5 tipo Cable Forrado 477.
- Instalación de 550 metros de línea aérea media tensión de 13,8 tipo ACSR 1/0 y 10 postes.

Recibe castigos, porque existen tramos de cables utilizados bien para reubicar clientes que estaban en la raza de la nueva línea y requería de red BT sobre postes existentes, o bien reubicaciones del líneas MT que interferían son el tendido del nuevo circuito. Esta obra fue inspeccionada por la ASEP, sin embargo se le aplicó un gran castigo por insinuar la ASEP que se trataba de gastos en algunos códigos descriptivos. Esto porque la ASEP no reconoció que se trataba de un mismo proyecto de inversión.

201022016080098 Banco Capacitores Santiago (2017) Costo Total 132,080 Castigo 132,080

Consiste en la adecuación de la red MT existente correspondiente a los circuitos 34-12; 34-75 y 34-30C en la provincia de Veraguas y la instalación de 3 bancos de capacitores de 2.7 MKVAR 19.9/34.5 Kv. Entre los materiales utilizados se encuentran postes de hormigón, cable para puentes, aisladores, pararrayos, cortacircuitos, controles con su cableado, crucetas metálicas y demás herrajes necesarios para su instalación. Se penalizan estas obras porque, se utilizó menos de 50 mts de cable. Recordar que en este tipo de proyectos de mejoras, los cables son solo para la conexión (puentes) requeridos para la instalación de los equipos sobre la red.

201012013040195 Engineering Panamá S.A. (MINSA-CAPSI Ocú) (2014-2015) Costo Total 103,306 Castigo 103,306

Obra requerida para el suministro en Media Tensión 34,5kV al MINSA-CAPSI en Ocú con una carga instalada de 1000KVA

El proyecto consistió en la extensión de 3,067m de línea trifásica aérea MT conductor ACSR 1/0 con 45 postes de hormigón de 14 y 12m, crucetas, cortacircuitos, aisladores, retenidas, pararrayos y demás herrajes necesarios para la obra. Se le aplica castigo porque en un año quedó reflejada la imputación de los postes, y en otro año el cable y demás herrajes. Esto se evita, como hemos indicado, analizando las inversiones a nivel de proyectos/obras, y no de mediante códigos descriptivos individuales, ya que provoca falsas interpretaciones lo que conlleva a errores como el asumir que se trata de gastos de OyM cuando en realidad se trata de una obra típica de nuevo suministro en media tensión.

102012014080277 Desarrollo Agroindustrial Carcal, S.A. (2016) Costo Total 589,025 Castigo 95,461

Este proyecto fue ejecutado para el suministro al "Boulevard los Calderones" ubicado en Guadalupe, Panamá Oeste.

Para la interconexión del proyecto al circuito 34-13 se necesitó un poste de hormigón de 16m con sus crucetas, aislamiento, cortacircuitos y demás herrajes para la extensión de cableado 1/0 ACSR.

El proyecto incluye 2,398m de línea MT subterráneas con cable 4/0 XLPE 35kV y 97m de línea subterránea 1F con cable 1/0 XLPE 15kV, terminales para cable subterráneo y accesorios para el suministro a los 3 transformadores tipo gabinete de 50kVA 1F del proyecto. Además, incluye la instalación de 76 postes metálicos para alumbrado público con su canalización y 3,588m de cableado subterráneo BT con conductor 1/0 Al. Las 76 luminarias instaladas en este proyecto fueron reportadas con los códigos descriptivos correspondientes en la cuenta regulatoria de alumbrado público (AINAP).

Proyecto penalizado porque al reportar los postes para el alumbrado público y al tratarse de una obra subterránea ya incluida en otro código descriptivo, se comete el error de castigar el código con los postes por asumir que no había líneas aéreas.

102012015060018 Burunga Parte I (2017) Costo Total 1,426,685 Castigo 403,898

Esta obra ubicada en PANAMA, ARRAIJAN (CABEC.), se trata de las obras asociadas al doble circuito en 34.5 de la nueva SE BURUNGA PARTE 1. Corresponde a la fase 1 (Salida subterránea de la subestación y un tramo de la línea forrada); fue finalizada esta etapa el 12-Dec-2017. Esta obra incluye los trabajos de extensión de líneas MT aérea sobre los postes instalados y reportados en el año 2016.

Esta obra incluye los siguientes trabajos:

- Instalación de 31 metros de línea aérea de baja tensión tipo Aluminio 006.
- Instalación de 528 metros de línea aérea de baja tensión tipo Aluminio 1/0.
- Instalación de 187 metros de línea aérea media tensión de 34,5 tipo ACSR 1/0.
- Instalación de 1789 metros de línea aérea media tensión de 34,5 tipo Cable Forrado 477.
- Instalación de 762 metros de línea subterránea media tensión de 34,5 tipo Cobre 500
- Instalación de 237 metros de línea aérea media tensión de 13,8 tipo ACSR 1/0 y 4 postes.

Proyecto penalizado porque no se reportan postes en los códigos descriptivos para algunos tramos de líneas MT. Esto se debe a que la línea fue construida como segundo circuito sobre postes existentes-

En conclusión, como se puede apreciar en los ejemplos que reflejan la tipología de todas las obras que ejecuta EDEMET, la aplicación del castigo por asumir que se trata de OyM, es absolutamente incorrecta, injusta y engañosa. Lo que ha provocado grandes perjuicios económicos a ambas empresas por lo que, como hemos manifestado en varias ocasiones, debe eliminarse su aplicación de forma masiva sin analizar y agrupar primero cada una de las obras reportadas.

Con la finalidad de facilitar la valoración y análisis de las inversiones, y como lo ha solicitado la ASEP, se adjunta un CD con el reporte de todos los códigos descriptivos de los 4 años de evaluación agrupados por obra. Para el caso de las obras por Calidad de Servicio, se agrupan trabajos tales como:

- Adición de transformadores para dividir la carga de redes de baja tensión
- Instalación de transformadores por sobre carga del existente
- Instalación de equipos como reguladores de tensión y capacitores para mejor regulación de voltaje
- Instalación de Interruptores Telemandados y Centros de Reflexión recomendados por estudios de red para mejorar la Arquitectura de la Red actual
- Reconducción o cambio de sección de conductores para mejorar el transporte de la carga demandada
- Instalación de postes de hormigón o metálico

Esta tipología de obras es agrupada para mejorar la gestión de los materiales y asignación de los trabajos a las contratas dedicadas a Calidad de Servicio.

3.9.2 Asimetría

La ASEP aplica un castigo sobre los montos invertidos por considerarlos costos en base al siguiente argumento:

a) Se utiliza un coeficiente vinculado al concepto de diferencias de conocimiento de la información por parte del Regulador y de la empresa Distribuidora (denominado coeficiente de asimetría). Este coeficiente de asimetría tendrá un valor de 0.9.

El regulado (la empresa distribuidora) posee información precisa sobre todos los componentes vinculados al desarrollo de su empresa (costos, demanda, consumos, tecnología, mercados, etc.), mientras que el Regulador obtiene indirectamente información de reportes contables, datos no contables, estimaciones etc. Esto sumado a la gran cantidad de requerimientos realizados para obtener información fundamentalmente relacionada con los costos de las obras, con respuesta totalmente insuficiente por parte de la distribuidora (en algunas obras se presenta el pliego de llamado de licitación, valores referenciales y diferencias entre lo adjudicado y lo declarado en la información final).

Debe agregarse a esto que oportunamente la ASEP diseñó un sistema de contabilidad regulatoria que podría reducir esta asimetría, mediante el cual se podían volcar las obras a través de proyectos en un sistema georeferenciado, partiendo de un estado inicial. Nada de esto realizó EDEMET, dificultando de este modo la posibilidad de evaluar.

En este caso, se trata con toda claridad de un criterio absolutamente arbitrario por parte de la ASEP, que incluso deja en indefensión a las empresas distribuidoras ya que no da pie ni siquiera a un análisis y posterior explicación porque la ASEP no ha justificado como llega a este número. Como hemos indicado, con la información suministrada y con solo haber agrupado los códigos descriptivos por obras, era posible obtener toda la información.

Según la ASEP el sistema de georeferenciación tenía como finalidad, la reducción de la asimetría para la determinación del costo real de las inversiones que realizan las empresas de distribución y fundamenta la aplicación de un coeficiente de asimetría en la inacción de EDEMET en la implantación del precitado sistema.



Respetuosamente, debemos insistir que el sistema de georeferenciación establecido en la Resolución An No. 6133 de 2013, suponía el levantamiento físico y georeferenciado de toda la red y en las adecuaciones en sus sistemas de información para registrar los nuevos datos. El regulador ha estado debdidamente informado de todas y cada una de las gestiones que ha adelantado EDEMET para dar fiel cumplimiento a la obligación en comento y en tal contexto, la regulación en materia de georeferenciación fue modificada por el regulador, una vez se analizaron en debida forma y tiempo oportuno, toda las actuaciones de EDEMET.

En ese sentido y con relación a lo indicado en el numeral 3.9.2, consideramos pertinente aclarar que el Anexo B de la Resolución AN Nº 6133-Elec de 6 de mayo de 2013 sobre la "Etapa de Transición" y la fecha de entrega de la Red Inicial ha sido modificado por las Resoluciones AN N°6267-Elec de 28 de junio de 2013; AN N° 6610-elec de 18 de septiembre de 2013; AN N°7882-Elec de 29 de septiembre de 2014; la Resolución AN N° 8675-Elec de 12 de junio de 2015; la Resolución AN Nº 10927-Elec de 8 de febrero de 2017 y la Resolución AN N° 11039-Elec de 17 de marzo de 2017 por lo que la fecha indicada en este numeral no es válida en términos regulatorios.

De hecho, la fecha de entrega de de la Red Inicial indicada en la Resolución AN N°7882-Elec de 29 de septiembre de 2014 fue modificada por las Resoluciones AN N° 8675-Elec de 12 de junio de 2015, la Resolución AN Nº 10927-Elec de 8 de febrero de 2017 y la Resolución AN Nº 11039-Elec de 17 de marzo de 2017.

Y dichas modificaciones responden a la demostración de hechos materiales que sustentaron que las fechas fueraon diferidas, pues tal y como citaba la propia el numeral 9.1.1 de la Resolución AN Nº 6741-Elec de 25 de octubre de 2013, ésta reconoce la necesidad de adecuar los sistemas de gestión y contabilidad de las Empresas Distribuidoras para cumplir con el SRUC cuando expresa en la parte motiva de la Resolución lo siguiente

"Con respecto al cumplimiento de la información de acuerdo a la nueva especificación de los apéndices D y E y en la etapa de transición, se reitera la necesidad de adaptar rápidamente los sistemas para que la extracción de la información sea a través de métodos informáticos, ya que procesándola de forma manual no se podrán cumplir los objetivos establecidos."

De igual manera, en la Resolución An No. 8675 Elec de 12 de junio de 2015, el regulador, reconoce las acciones que ha adelantado EDEMET y en tal sentido indica lo siguiente:

- "... Que mediante nota No. CM-290-2015 de 31 de marzo de 2015, las empresas EDEMET y EDECHI, han solicitado entregar la información de los archivos del SRUC correspondientes al año 2014 a finales de mayo de 2015, según los formatos de la etapa de transición, ya que por la magnitud del trabajo necesario para relevar los datos georeferenciados de los elementos de la red no es posible contar con la información de cada activo incorporado durante el año 2014; adicionalmente, solicitaron entregar los archivos del 25 % de la red inicial el 30 de septiembre de 2015, indicando que por la compleiidad del proceso de convertir los datos de sus sistemas al formato del SRUC, han confrontado problemas de validación de la información que no les permite hacer la entrega de una información confiable en este momento;
- 9. Que la Autoridad Reguladora ha evaluado la solicitud presentada por la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.(EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y considera que la misma es viable, tomando en cuenta que la información se entregará en un tiempo corto y que las empresas distribuidoras han logrado avances en el proceso para el levantamiento físico y georeferenciado de la red y en las adecuaciones en sus sistemas de información para registrar los nuevos datos, por lo que, procede modificar los plazos para la entrega de dicha información ...".

Finalmente, la Resolución No. Resolución AN No. 11039-Elec 17 de marzo de 2017 señala, expresamente lo siguiente:

- ."... Que luego del análisis realizado al recurso de reconsideración presentado por la licenciada Cinthya Camargo Saavedra, quien en su calidad de Secretaria de la Junta Directiva actúa en ausencia de los titulares, en nombre y representación de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), esta Autoridad Reguladora señala lo siguiente:
- 6.1. Reitera que el proceso diseñado por la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y por la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), para cumplir con lo dispuesto en la Resolución AN No. 6133-Elec de mayo de 2013 incumplió los plazos señalados en dicha Resolución, en sus modificaciones, y en las prórrogas aprobadas, para la entrega de la información de las redes de distribución georreferenciadas.
- 6.2. Ambas empresas manifiestan que han requerido la contratación de diferentes servicios (matriculación, levantamiento y actualización de las Bases de datos de Información (BDI), auditoría y actualización de la base cartográfica, entre otros), y que tuvieron que recurrir a la contratación de consultores externos para la definición de las especificaciones técnicas de algunas de las contrataciones, hechos que han causado la demora en el proceso, y aunque en la actualidad se encuentran por iniciar las tareas para la matriculación, levantamiento y actualización de la BDI, lo cierto es que presentan un atraso significativo.



- 6.3. Queda en evidencia que ante las dificultades presentadas para realizar las diferentes tareas y las contrataciones de servicios, la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), no contaban con un plan alternativo para avanzar de modo que pudieran cumplir con los plazos establecidos.
- 6.4. Con relación a la información descrita y georreferenciada de las redes que fue presentada en el mes de octubre de 2015 para mostrar los avances en la adecuación de los sistemas, es importante indicar que la misma no representa el 25% de la Red Inicial solicitada, ya que no está completa en cuanto a los datos de la red de baja tensión.
- 6.5. La Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), indican que respecto a la contratación de las tareas para la matriculación, levantamiento y actualización de la BDI, ya iniciaron las negociaciones con la empresa contratista que realizará estos trabajos con el fin de iniciar lo más pronto posible.
- 6.6. Las empresas recurrentes deben realizar diligentes esfuerzos en la ejecución de las tareas que faltan, para que puedan cumplir con la entrega de la información de las redes georreferenciadas, toda vez que dicha información es necesaria para la correcta marcha de las concesiones; por lo tanto, el contrato para realizar las tareas señaladas en el subpunto anterior, deberá suscribirse a más tardar en el mes de marzo de 2017, como les fue indicado mediante la nota No. DSAN-558-17 de 21 de febrero de 2017.
- 6.7. Por otra parte, por el atraso que existe en cuanto a la información georreferenciada de las redes de distribución, la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), deben presentar la información económica de los proyectos de inversión de cada año de acuerdo al Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas, con el código descriptivo utilizado en la etapa de transición, hasta que se cumpla con la descripción completa de las redes.
- 7. Que en atención a las consideraciones que se dejan anotadas en los párrafos que anteceden, y luego de evaluar el recurso de reconsideración presentado por la licenciada Cinthya Camargo Saavedra, quien en su calidad de Secretaria de la Junta Directiva actúa en ausencia de los titulares, en nombre y representación de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), esta Autoridad Reguladora concluye que el recurrente ha planteado algunos argumentos que permiten variar lo resuelto en la Resolución AN No.10927-Elec de 8 de febrero de 2017, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: DEJAR SIN EFECTO lo resuelto en la Resolución AN No. AN No.10927-Elec de 8 de febrero de 2017...".

Tal como indicamos en la nota RM-174-17 de 26 de diciembre de 2017 (cuyo original consta en los archivos de la ASEP y que invocamos como prueba al tenor de lo dispuesto en el artículo 150 de la Ley 38 de 2000 y que a la fecha no ha sido comentada por el regulador), aunque ya contábamos con una Base de Datos de Instalaciones, esta herramienta fue originalmente concebida sólo para la operación de la red y se tuvieron que realizar modificaciones durante el año 2016 para convertirla además en un repositorio de información física y georreferenciada de los elementos de la red MT y BT requeridos por la ASEP tanto para la Red Inicial como para los nuevos proyectos de Inversión. Es más mediante la nota RM-174-17 de 26 de diciembre de 2017 adjuntamos copias de los contratos firmados y le informamos las medidas que a ese momento ya se encontraban implementadas para optimizar los tiempos de ejecución del proyecto. Entre ellas podemos señalar:

- Matriculación: se modificó del alcance de la matriculación en campo (sólo se matriculan las luminarias que tengan su matrícula actual inexistente o deteriorada.
- Herramienta Móvil: se desarrolló la herramienta móvil "Geolumina", fundamental para agilizar la captación de datos en campo, su control y auditoría.
- Mejoras a BDI: las mejoras a la BDI incluyen la creación de una nueva capa de red BT, creación de nuevos elementos de red como los soportes, switch BT y campos de datos adicionales.
- Herramienta de Formularios: el incremento en la cantidad de elementos y volumen de datos a actualizar en BDI llevó a la necesitad de desarrollar una nueva herramienta llamada "Forms Cubeplan" que consiste en una serie de formularios inteligentes para la captura de datos de los elementos de red y elimine la multiplicidad de formatos en Excel utilizados hasta ese momento.

El levantamiento en campo de la Red Existente dio inicio en diciembre de 2017 encontrándose diversas dificultades en el proceso de implantación y las etapas iniciales del proyecto principalmente por la limitante del propio mercado panameño que no cuenta con los perfiles en cantidad y capacidad técnica para atender una obra de esta magnitud con mayor celeridad y a nivel nacional. Como le solicitamos en la nota RM-174-17 de 26 de diciembre de 2017 estas dificultades nos obligaban a solicitar una extensión en los plazos de entrega

Como es del conocimiento del regulador actualmente estamos realizando trabajos de levantamiento y matriculación de luminarias en todas nuestras zonas de concesión con una cantidad de recursos importantes, y a la fecha hemos logrado un importante avance del proyecto, que a la fecha es de 44%, 100% de la parte de recursos y logística; un 37% de avance en levantamiento en campo y matriculación de luminarias. Actualmente se ha levantado la información en campo de más de 10.000 km de red MT-BT (que incluye más de 150.000 postes); más de 140.000 puntos de entrega y medidores; más de 51.000 luminarias con su respectiva matrícula. Como prueba del avance que comentamos, le fue entregada a la ASEP una muestra de los archivos de datos alfanuméricos con información detallada para los diferentes elementos de red levantados en campo.

Aunque consideramos este avance significativo ya que representa casi la mitad de la red de distribución de EDEMET-EDECHI, hemos tenido inconvenientes propios de un proyecto de esta magnitud:

- A pesar de tener una cantidad importante de recursos del proyecto destinados a la organización, planificación, coordinación y preparación del trabajo se tienen inconvenientes que retrasan la ejecución del levantamiento como las grandes distancias de desplazamiento del personal, inconvenientes climatológicos, tráfico, necesidad de permisos de ATTT para interrumpir el tráfico para los levantamientos de cámaras subterráneas, apoyo policial para levantamiento en áreas rojas, además de clientes que no se encuentran en sus residencias o impiden el acceso a sus instalaciones lo que obliga muchas veces a realizar los levantamientos fuera del horario normal de trabajo y fines de semana.
- Aunque en 2016 se realizaron mejoras en los servidores de BDI para contemplar el aumento en la cantidad de usuarios que requería el proyecto, la complejidad de tener un acceso remoto a nuestros servidores con una cantidad alta de usuarios, que además, deben convivir con las actualizaciones que se realizan día tras día en la BDI por nuevos proyectos, descargos, modificaciones etc. produce en algunas horas del día lentitud en algunos procesos de actualización que ha demandado muchas horas de soporte y mantenimiento de sistemas para la solución de incidencias o mejorar la velocidad de procesamiento. Esta es una de las razones por la que se ha dificultado la actualización en BDI de los elementos ya levantados en campo.
- Como hemos comentado, por la dinámica propia de la red de distribución, que está en constante crecimiento y modificación, el proyecto tiene que convivir con la realidad de que cada día hay nuevos proyectos en ejecución y que se ponen en servicio, existen descargos y reparaciones de daños, así como nuevos clientes que se instalan en la red. Todo esto requiere una constante interacción entre el personal del proyecto y el personal del Centro de Operaciones, Desarrollo y Mantenimiento que muchas veces se traducen en reprocesos o modificaciones de los trabajos en curso que retrasan el proceso de actualización de los elementos de red en la BDI. Esta misma dinámica de la red existente, que cambia cada día, es la misma que ha hecho que en la práctica sea imposible localizar e identificar todos los elementos de red de los proyectos de inversión de los años 2014 2016.

Todo lo comentado arriba refleia los grandes esfuerzos que ha realizado EDEMET para poner en marcha este proyecto y avanzar con el mismo a pesar de los inconvenientes, modificaciones y contratiempos comentados por lo que no cabe la menor duda que EDEMET ha realizado toda la gestión pertinente para dar cumplimiento a la obligación de la georreferenciación de las redes de eléctricas y dichas actuaciones han sido reconocidas por el regulador. Es por ello que no podemos estar de acuerdo con la afirmación de que EDEMET no ha hecho "nada" pues esta contraría, no solo la realidad material de los avances constatados por el propio regulador, sino también sería contraria a sus propios Actos Administrativos, de los que hemos dado cuenta ut-supra. Aceptar esta frase, es denegar todas las actuaciones regulatorias adelantadas por el propio regulador desde el año 2013. Es por ello que, el factor no puede aplicarse como viene dado, ya que las fechas de entrega de la red inicial fueron modificadas por la ASEP, lo que implica que el factor no puede aplicarse a periodos cuyas fechas fueron diferidas por resoluciones debidamente ejecutoriadas de la propia autoridad. El principio de racionalidad regulatoria y de legalidad, suponen que el regulador tome en cuenta sus decisiones al momento de aplicar el factor de eficiencia.

Adicionalmente, es válido reiterar lo siguiente:

- 1. La presentación de las obras del período 2013-2017 no fue posible utilizando la metodología georeferenciada definida por el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas (SRUC). Pero, la metodología utilizada (de códigos descriptivos) es la que la propia ASEP utilizó hasta la última revisión tarifaria. Por lo tanto, aunque EDEMET también confía en que la nueva metodología ayudará a agilizar las auditorias de la ASEP y disminuirá el esfuerzo de la empresa en realizar aclaraciones, no es correcto indicar que las obras no pueden auditarse debidamente bajo este formato porque así se han podido auditar en todas las revisiones tarifarias anteriores y en esta, donde se visitaron gran cantidad de obras por técnicos auditores de la ASEP. Un informe con más de 70 obras solicitadas por la ASEP fue enviado con todo el detalle que ésta solicitó para su verificación y posterior inspección al sitio.
- 2. Ante cada pedido de información complementaria realizada por la ASEP, EDEMET se ha mostrado dispuesta a contestar con documentos explicativos, planillas Excel con diversos datos, copias de documentación de respaldo, entre otros. Por lo tanto, sorprende la afirmación de que todo este esfuerzo ha sido insuficiente, y que a causa de esto se han adoptado criterios que penalizan las inversiones de la empresa.

Por lo tanto, se solicita a ASEP dejar de aplicar de manera generalizada este castigo que afecta a la mayor parte de las inversiones realizadas en los años 2014, 2015, 2016 y 2017.

3.9.2.1 Propiedades, Planta y Equipos Generales

b) En relación con la cuenta edificios y mejoras, de la línea de negocios propiedad y planta, se observa un precio del m2 construido muy variable, no resultando clara la información. Contemplando estos valores se le aplica el coeficiente de asimetría.

La aplicación del criterio de asimetría, el cual implica no reconocer el 10% de la inversión realizada en Propiedades, Planta y Equipos Generales no corresponde por lo siguiente:

- Este grupo de inversiones no solo se compone de Edificios y Mejoras, sino mayormente de Vehículos y Equipos de Transporte, Mobiliario, Equipos de Comunicaciones y Otros Equipos de Uso General. Por lo tanto, resulta arbitraria e injustificada la aplicación de el mismo castigo para activos que no se relacionan con los indicado por ASEP en relación con la variabilidad del m2 construido.
- 2. Vale decir que la ASEP tampoco especifica las obras en las que encuentra variable el m2 construido.
- 3. Todas las inversiones realizadas en Propiedades, Planta y Equipos Generales contienen una descripción en el archivo con el detalle de Proyectos presentado por la empresa cada año de acuerdo con la metodología del SRUC utilizada en las revisiones anteriores. A continuación, se presenta una imagen extraída de uno de esto ficheros, correspondiente al año 2016:

```
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
Proyecto 1003580 Implantación service "|"Adquisición proyecto 1003580 Implantación service bureau Soporte CSC LATAM - Conce
Proyecto 6110-1" |"Remodelación Edificio 812" |"Remodelaciones para ubicar el COR, CESEPAN y otros despachos como parte del Proyecto Mudanza 807-812" |"PANAM
Proyecto 6110-2" |"Adecuaciones Laboratorio San Francisco" |"Adecuaciones requeridas en inmueble San Francisco para trasladar el Laboratorio de Protecciones
Proyecto 6110-3" |"Adquisición de vehículos operativos "|"Renovación de vehículos operativos tipo pick up" |"PANAMÁ" |"PANAMÁ" |"ADAMAMÁ" |"ADAMAMÁMÍ |"ADAMAMÁ" |"AD
```

También se presenta una mayor explicación de cada uno de los ítems, que no fueron recogidos en su totalidad en el código descriptivo.

2014

Planilla CC-01-AD		EDEMET				0.9	
Año		2014					
Activos Tipo		COMPRADOS					
Cuenta		PEDYM					
Total	455				88437.89	0.9	
Costo Unitario	194.369						
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
Concepto EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA		Código Descriptivo PEDYM000080814F00028	Área Geográfica	Fecha 18/06/2014	Costo_Total\$ 20286.95	Eficiencia	Costo Eficiente
,	28.00	ů .	·		20286.95	Eficiencia 0.90	18258.26
EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA	28.00 6.00	PEDYM000080814F00028	PANAMÁ	18/06/2014	20286.95	0.90 0.90	18258.26 1210.14
EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA	28.00 6.00 8.00	PEDYM000080814F00028 PEDYM000080814F00006	PANAMÁ PANAMÁ	18/06/2014 07/05/2014	20286.95 1344.60	0.90 0.90	18258.26 1210.14 3370.50

PEDYM000080814F00028: Adecuaciones requeridas en 28 m2 de la planta baja del Edificio 812 para la creación de la Oficina Recepción de Facturas, contemplando paredes de gypsum, cristaleria, electricidad, y mobiliario.

PEDYM000080814F00006: Rehabilitación de la oficina de la Gerencia que contempla el refuerzo de pared para montaje de equipos especiales, como telepresencia.

PEDYM000080702F00008: Creación de una oficina cerrada para atención a clientes dentro de las instalaciones en Panamá Oeste en el área de El Torno.

PEDYM000020207A00395: Adecuaciones en el Almacen de Materiales canalizando las aguas pluviales de los techos, repello de muro externo, refuerzo estructural y repello de muro de bodega principal.

PEDYM000060101F00018: Remodelación eléctrica, estructural e impermeabilización en el Cuarto de Maquinas de climatización del Edificio de la Gerencia de Zona Interior en Chitré.

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2014						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PMOBI						
Total	13					7900.75	0.9	
Costo Unitario	607.8							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Tota I\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
MOBILIARIO OTROS	1.00	PMOBIO0001	3100-10	PANAMÁ	18/08/2014	374.00	0.90	336.60
MOBILIARIO OTROS	4.00	PMOBIO0004	3100-11	PANAMÁ	07/10/2014	256.69	0.90	231.02
MOBILIARIO OTROS	4.00	PMOBIO0004	3100-2	PANAMÁ	31/10/2014	3717.94	0.90	3346.15
MOBILIARIO OTROS	4.00	PMOBIO0004	3100-9	PANAMÁ	10/06/2014	3552.12	0.90	3196.91

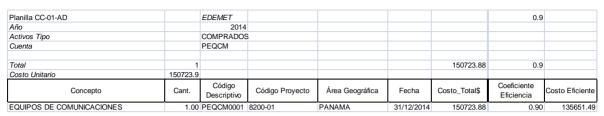
3100-10: Compra de cámara fotográfica utilizada por la unidad de Calidad de Suministro para el registro fotográfico de inspecciones realizadas.

3100-11: Compra de 2 microondas para reemplazar los dañados en la cafetería del 812

3100-2: Compra de 4 televisores a utilizarse en las salas de reuniones de la Gerencia General

3100-9: Compra de 4 proyectores multimedias con sus pantallas de proyección utilizados en las salas de formación.

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2014						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQCO						
Total	121					607915.41	0.9	
Costo Unitario	5024.094							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficien te	Costo Eficiente
Adquisición Servidor SUN SPARC T4-4 Hardware-RT Plataforma	1.00	PEQCO0001	5000-16	PANAMA	30/08/2014	118457.28	0.90	106611.5
Adquisición de Servidor SUN SPARC, Librería STORAGETEK S	1.00	PEQCO0001	5000-06	PANAMA	29/04/2014	108207.00	0.90	97386.30
Adquisición de Computadoras y Portatiles	66.00	PEQCO0066	5000-13	PANAMA	30/07/2014	98233.92	0.90	88410.53
Adquisición de Unidad de Almacenamiento SAN HUS110	1.00	PEQCO0001	5000-07	PANAMA	29/04/2014	64022.00	0.90	57619.8
Adquisición de Computadoras portatiles	25.00	PEQCO0025	5000-14	PANAMA	30/05/2014	59530.79	0.90	53577.7
Adquisición Servidor RT Firewall COR de Contingencia	1.00	PEQCO0001	5000-15	PANAMA	30/07/2014	35302.97	0.90	31772.6
Adquisición instalación Routers CCLatam	1.00	PEQCO0001	5000-19	PANAMA	30/07/2014	23119.60	0.90	20807.6
Adquisición Proyecto COR de Contingencia	1.00	PEQCO0001	5000-11	PANAMA	29/04/2014	20206.73	0.90	18186.0
Adquisición Servidor/Licencia/Memoria Intel Renovación Tecnolo	1.00	PEQCO0001	5000-09	PANAMA	29/04/2014	17982.56	0.90	16184.3
Adquisición e instalación de Bandeja de Discos	1.00	PEQCO0001	5000-02	PANAMA	29/04/2014	16793.00	0.90	15113.7
Adquisición Solución de Respaldo Entornos Producción	1.00	PEQCO0001	5000-05	PANAMA	29/04/2014	11806.00	0.90	10625.4
Adquisición ampliación capacidad de swicth brocade	2.00	PEQCO0002	5000-18	PANAMA	30/08/2014	11569.24	0.90	10412.3
Adquisición Consultoria Migración Directorio Activo Citrix	1.00	PEQCO0001	5000-08	PANAMA	29/04/2014	8773.30	0.90	7895.9
Adquisición discos para ampliación de capacidad de almacenar	6.00	PEQCO0006	5000-17	PANAMA	30/07/2014	4255.12	0.90	3829.6
Adquisición de Discos para Servidor Renovación Tecnológica	8.00	PEQCO0008	5000-04	PANAMA	29/04/2014	3698.00	0.90	3328.2
Adquisición de soporte y mantenimiento de Bandeja de Discos	1.00	PEQCO0001	5000-01	PANAMA	29/04/2014	3210.00	0.90	2889.0
Adquisición Renovación Tecnológica Servidor INTEL Licencia M	1.00	PEQCO0001	5000-10	PANAMA	30/05/2014	1424.72	0.90	1282.2
Adquisición Solución Información COR Contingencia	1.00	PEQCO0001	5000-12	PANAMA	29/04/2014	681.18	0.90	613.06
Adquisición Renovación Tecnológica Servidores INTEL Consulto	1.00	PEQCO0001	5000-03	PANAMA	29/04/2014	642.00	0.90	577.80



Todos estos equipos son unidades de sistemas, tales como computadoras, discos para servidores, unidades de almacenamiento que no necesitan una mayor descripción, y en donde la ASEP no ha usado un costo unitario de referencia, simplemente ha castigado la inversión con 0.9, sin mayor justificación. Igual situación sucede con los Equipos de Comunicaciones que consiste de RADIOS DE COMUNICACIÓN/EQ.RED

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2014						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQOT						
Total Costo Unitario	4 20758.71					83034.83	0.9	
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyect	Á C	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
Planta de Emergencia COR Contingencia	1.00	PEQOTO0001	3200-1	LA CHORRERA	20/06/2014	30366.60	0.90	27329.94
615-AD-Unidades Centrales de A/A para GZ	3.00	PEQOTO0003	3200-7	CHITRÉ	20/06/2014	52668.23	0.90	47401.41

32001: Adquisición de Planta Eléctrica de Emergencia 65KVA para COR de Contingencia ubicado en la Gerencia Zona Oeste El Torno, como medida preventiva para la continuidad operativa.

3200-7: Reemplazo de Equipos de Climatización en Edificio Gerencia Zona Interior, que consisten en 2 unidades de 10TON a coste unitario de 17198,72 y una unidad de 15TON a coste unitario de B/.18270,79.

AÑO 2015

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2015						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEDYM						
Total	5726					1401464.95	0.9	
Costo Unitario	244.7546							
Concepto	C==4	Cá di ma Da conimálica	Código	Área	F		Coeficient	Costo
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Proyecto	Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	e Eficiencia	Eficiente
EDIFICIOS Y MEJORAS ALMACEN		PEDYM000020207A00130	Proyecto 6110-1	Geográfica RÍO HATO	27/01/2015	3504.45	Eficiencia	Eficiente 3154.01
•	130.00						Eficiencia 0.90	
EDIFICIOS Y MEJORAS ALMACEN	130.00 1415.00	PEDYM000020207A00130	6110-1	RÍO HATO	27/01/2015	3504.45	0.90 0.90	3154.01
EDIFICIOS Y MEJORAS ALMACEN EDIFICIOS Y MEJORAS ALMACEN	130.00 1415.00 20.00	PEDYM000020207A00130 PEDYM000020207A01415	6110-1 6110-7	RÍO HATO RÍO HATO	27/01/2015 27/01/2015	3504.45 338763.40	0.90 0.90 0.90 0.90	3154.01 304887.06
EDIFICIOS Y MEJORAS ALMACEN EDIFICIOS Y MEJORAS ALMACEN EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA	130.00 1415.00 20.00 74.00	PEDYM000020207A00130 PEDYM000020207A01415 PEDYM000080702F00020	6110-1 6110-7 6110-3	RÍO HATO RÍO HATO LA CHORRERA	27/01/2015 27/01/2015 17/11/2015	3504.45 338763.40 8159.20	0.90 0.90 0.90 0.90	3154.01 304887.06 7343.28
EDIFICIOS Y MEJORAS ALMACEN EDIFICIOS Y MEJORAS ALMACEN EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA	130.00 1415.00 20.00 74.00 3437.00	PEDYM000020207A00130 PEDYM000020207A01415 PEDYM000080702F00020 PEDYM000080809F00074	6110-1 6110-7 6110-3 6110-6	RÍO HATO RÍO HATO LA CHORRERA PANAMÁ	27/01/2015 27/01/2015 17/11/2015 31/12/2015	3504.45 338763.40 8159.20 85881.96	0.90 0.90 0.90 0.90	3154.01 304887.06 7343.28 77293.76

6110-1: Canalización de aguas pluviales provenientes del techo de la galera principal, obra iniciada en el 2014

6110-7: Trabajos para mejorar el manejo y ubicación de materiales en el patio central amplianto la plataforma de concreto donde se almacenan los transformadores e inicio de pavimentación de la zona de tránsito de los camiones y montacargas.

6110-3: Adecuaciones para reorganizar el área de despacho y poder adicionar 3 puestos de operadores contemplando mobiliario, sistemas eléctricos y especiales, quedando este Centro de Operaciones de la Red - Contingencia con 7 puestos operativos

6110-6: Fase 1 de adecuaciones requeridas en inmueble San Francisco para trasladar el Laboratorio de Protecciones y Telecontrol incluyendo además de la obra civil, el mobiliario y climatización

3100: Fase 1 de obras para nuevo Centro de Formación en Aguadulce, abarcando en esta fase la adecuación de 3437m2 de patio técnico con sus cámaras subterraneas, entre otras actividades.

6110-2: Inversión en estudios, levantamiento técnico y diseño arquitectónico para mejoras de 315m2, donde se ubicara el nuevo Centro de Operaciones de la Red

6110-5: Fase 1 de las remodelaciones para ubicar el Centro de Operaciones de la Red (COR), Centro de Seguridad 24/7 y otros despachos como parte del Proyecto Mudanza 807-812 abarcando todo lo concerniente a proyecto llave en mano (obra civil, climatización, sistemas especiales, entre otras mejoras)

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2015						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PMOBI						
Total	3					3235.56	0.9	
Costo Unitario	1078.52							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyect	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
MOBILIARIO OTROS	3.00	PMOBIO0003	3000-4	LA CHORRERA	17/11/2015	3235.56	0.90	2912.0

Adquisición de 3 puestos de operadores COR Contingencia El Torno, que incluye escritorio completo y silla tipo 24H

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2015						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQCO						
Total	4					419201.62	0.9	
Costo Unitario	104800.4							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-01	PANAMA	11/11/2015	50645.00	0.90	45580.50
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-02	PANAMA	18/11/2015	281534.05	0.90	253380.65
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-03	PANAMA	02/12/2015	59745.57	0.90	53771.01
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-04	PANAMA	19/12/2015	27277.00	0.90	24549.30

Diamilla CC 04 AD		FDEMET					0.0	
Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2015						
Activos Tipo		COMPRAD	OS					
Cuenta		PEQTC						
Total	20					1163538.24	0.9	
Costo Unitario	58176.91							
Concepto	Cant.	Código Descriptiv	Código Proyecto	Área	Fecha	Costo Total\$	Coeficiente	Costo
		Descriptiv	counge i reycone	Geográfica	i cona	ουσιο_τοιαιψ	Eficiencia	Eficiente
EQUIPOS DE TRANSPORTE		PEQTCJ	3100	Geográfica PANAMA	31/12/2015	• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •	Eficiencia 0.90	Eficiente 237762.42
EQUIPOS DE TRANSPORTE EQUIPOS DE TRANSPORTE	1.00	PEQTCJ	_			264180.47		
EQUIPOS DE TRANSPORTE EQUIPOS DE TRANSPORTE EQUIPOS DE TRANSPORTE	1.00 2.00	PEQTCJ	3100	PANAMA	31/12/2015	264180.47 377578.77	0.90	237762.42

3100:Incorporación de un camión con sistema de lavado a presión, para el mantenimiento preventivo de las líneas de distribución eléctrica en la Zona Interior 3100: Incorporación de dos camiones con sistema de lavado a presión, para el mantenimiento preventivo de las líneas de distribución eléctrica en la Zona Oeste

5110-8: Incorporación de doce (12) vehículo operativos tipo Pick Up 4x4 a un coste unitario de 22700,00

5110-9: Renovación de cinco (5) vehiculos gerenciales tipo camioneta 4x4

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2015					0.0	
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQCM						
Total	100					60981.62	0.9	
Costo Unitario	609.8162							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EQUIPOS DE COMUNICACIONES OTROS	100.00	PEQCMO0100	3100	PANAMA	31/12/2015	60981.62	0.90	54883.46

Consisten en 100 Equipos de radio Motorola.

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2015						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQOT						
Total	100					46720.15	0.9	
Costo Unitario	467.2015							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
OTROS EQUIPOS EQUIPO DE LABORATORIO	100.00	PEQOTL0100	3100	PANAMA	31/12/2015	46720.15	0.90	42048.1

Consisten en 100 Terminales para el Laboratorio de Medidores.

Año 2016

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2016						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEDYM						
Total	4416					1095856.12	0.9	
Costo Unitario	248.1558							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
Adecuaciones Laboratorio San Francisco	233.00	PEDYM000080809F00233	6110-2	PANAMÁ	31/01/2016	94876.84	0.90	85389.16
Centro de Formaciones	3437.00	PEDYM000020101F00913	3100	PANAMA	31/12/2016	518990.66	0.90	467091.59
Remodelación Edificio 812	746.00	PEDYM000080814F00746	6110-1	PANAMÁ	30/11/2016	481988.62	0.90	433789.76

6110-2: Fase 2 de adecuaciones requeridas en inmueble San Francisco para trasladar el Laboratorio de Protecciones y Telecontrol incluyendo además de la obra civil, el mobiliario y climatización

3100: Fase 2 de obras para nuevo Centro de Formación en Aguadulce, abarcando en esta fase la adecuación de 913m2 de espacios cerrados para almacenamiento, aulas de formación, salas técnicas, comedor, sanitarios, contemplando toda obra civil, electricidad, sistemas especiales, mobiliario y climatización.

6110-1: Fase 2 de las remodelaciones para ubicar el Centro de Operaciones de la Red (COR), Centro de Seguridad 24/7 y otros despachos como parte del Proyecto Mudanza 807-812 abarcando todo lo concerniente a proyecto llave en mano (obra civil, climatización, sistemas especiales, entre otras mejoras)

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2016						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PMOBI						
Total	894					577966.28	0.9	
Costo Unitario	646.4947							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EDIFICIOS Y MEJORAS OTRO TIPO CONSTRU	24.00	PEDYM000080814O00024	3000-9	PANAMÁ	31/01/2016	10366.23	0.90	9329.61
MOBILIARIO OTROS	1.00	PMOBIO0001	3000-12	PANAMÁ	07/09/2016	230.00	0.90	207.00
MOBILIARIO OTROS	1.00	PMOBIO0001	3000-15	PANAMÁ	31/08/2016	239.85	0.90	215.87
MOBILIARIO OTROS	1.00	PMOBIO0001	3000-8	PANAMÁ	31/12/2016	144080.41	0.90	129672.37
MOBILIARIO OTROS	4.00	PMOBIO0004	3000-14	PANAMÁ	31/08/2016	1759.80	0.90	1583.82
MOBILIARIO OTROS	6.00	PMOBIO0006	3000-10	PANAMÁ	30/11/2016	18915.60	0.90	17024.04
MOBILIARIO OTROS	7.00	PMOBIO0007	3000-13	PANAMÁ	31/08/2016	4379.35	0.90	3941.42
MOBILIARIO OTROS	8.00	PMOBIO0008	3000-11	PANAMÁ	31/08/2016	76800.00	0.90	69120.00
MOBILIARIO OTROS	18.00	PMOBIO0018	3000-7	PANAMÁ	30/11/2016	157867.82	0.90	142081.04
MOBILIARIO SILLA	4.00	PMOBIS0004	3000-19	SANTIAGO	31/12/2016	792.85	0.90	713.57
MOBILIARIO SILLA	8.00	PMOBIS0008	3000-20	PENONOMÉ	31/12/2016	1585.70	0.90	1427.13
MOBILIARIO SILLA	95.00	PMOBIS0095	3000-17	LA CHORRERA	31/12/2016	18830.20	0.90	16947.18
MOBILIARIO SILLA	116.00	PMOBIS0116	3000-18	CHITRÉ	31/12/2016	22992.67	0.90	20693.40
MOBILIARIO SILLA	601.00	PMOBIS0601	3000-16	PANAMÁ	31/12/2016	119125.80	0.90	107213.22

3009: Perforación dirigida y canalización de vigaducto de 24 metros para nuevos enlaces de Fibra Optica, como parte del reforzamiento de operativa en el nuevo COR

30012: Adquisición de impresora multifuncional de escritorio para oficina gerencia general

30015: Reemplazo de 1 microondas dañado para la cafeteria del personal

3008: Adquisición de 1 sistema de videowall para el nuevo Centro de Operaciones de la Red, como parte de las acciones que mejoran el segumiento de la operativa.

30014: Adquisición de 4 refrigeradoras para las zonas de cafetines comunes para el personal.

30010: Adquisición de mobiliario para 6 salas de reuniones, que consiste en mesas con equipamiento para enlace tecnológico y muebles periféricos

30013: Adquisición de 7 TV pantallas tipo SMART para salas de reuniones las cuales serviran igualmente para visualizar videoconferencias a un coste unitario de 625,62

30011: Adquisición de 8 equipos de videoconferencias para salas de reuniones a un coste unitario de 9600,00

3007: Adquisición de mobiliario con especificaciones tecnicas de centros de control para los puestos de trabajo en el Nuevo Centro de Operaciones de la Red y en el nuevo Centro de Security Panamá

30019: Renovación de 4 sillas tipo operativas como parte del Proyecto de Seguridad y

Salud.

30020: Renovación de 8 sillas tipo operativas como parte del Proyecto de Seguridad y Salud.

30017: Renovación de 42 sillas tipo operativas, 30 sillas tipo visita, 12 sillas tipo sala de junta, 10 sillas tipo reunión, 1 silla gerencial, como parte del Proyecto de Seguridad y Salud.

30018: Renovación de 61 sillas tipo operativas, 34 sillas tipo visita, 12 sillas tipo sala de junta, 8 sillas tipo reunión, 1 silla gerencial, como parte del Proyecto de Seguridad y Salud.

30016: Renovación de 285 sillas tipo operativas, 114 sillas tipo visita, 20 sillas tipo sala de junta, 118 sillas tipo reunión, 44 silla gerencial, 17 sillas tipo 24H, 3 sillas director como parte del Proyecto de Seguridad y Salud.

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2016						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQCO						
Total	38					158413.68	0.9	
Costo Unitario	4168.781							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-01	PANAMA	01/02/2016	10390.00	0.90	9351.00
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-02	PANAMA	01/02/2016	28098.00	0.90	25288.20
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-04	PANAMA	07/06/2016	23989.73	0.90	21590.76
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-05	PANAMA	07/06/2016	36253.53	0.90	32628.18
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-06	PANAMA	04/08/2016	4232.70	0.90	3809.43
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-07	PANAMA	10/08/2016	20851.74	0.90	18766.57
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-08	PANAMA	17/08/2016	7642.14	0.90	6877.93
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-09	PANAMA	23/08/2016	5992.35	0.90	5393.12
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-10	PANAMA	22/12/2016	860.00	0.90	774.00
EQUIPOS DE COMPUTACION	1.00	PEQCO0001	5000-11	PANAMA	21/12/2016	13386.29	0.90	12047.66
EQUIPOS DE COMPUTACION	28.00	PEQCO0028	5000-03	PANAMA	19/05/2016	6717.20	0.90	6045.48

5000-01 Adquisición Servicios de operaciones de SCADA

5000-02: Adquisición Suministro Instalación de Bandejas

5000-04: Adquisición e Instalación de Equipos

5000-05: Adquisición de servicios de Project Manager y Ingenieria

5000-06: Adquisición de suministro de cintoteca

5000-07: Adquisición e instalación de equipos

5000-08: Adquisicion de asistencia técnica servidores ibm-hp

5000-09: Adquisición e instalación de equipos - proyecto 1002422 mudanza sede corporativa

5000-10: Adquisición Complementos IT de cableado de red - proyecto 1004592 - RENOVACION SIST.DISTR-QUICKWIN

5000-11: Adquisición proyecto 1003580 Implantación service bureau Soporte CSC

5000-03: Adquisición de Monitores de 24 DellP2414H - Operadores COR

DI - :'II - 00 04 AB		EDELIET					0.0	
Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2016						
Activos Tipo		COMPRAD	OS					
Cuenta		PEQTC						
Total	31					905277.61	0.9	
Costo Unitario	29202.5							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EQUIPOS DE TRANSPORTE	8.00	PEQTCJ	5110-3	PANAMÁ	31/12/2016	181274.44	0.90	163147.00
EQUIPOS DE TRANSPORTE	10.00	PEQTCJ	5110-4	LA CHORRERA	31/12/2016	226593.04	0.90	203933.74
EQUIPOS DE TRANSPORTE	7.00	PEQTCJ	5110-5	CHITRÉ	31/12/2016	158615.13	0.90	142753.62
EQUIPOS DE TRANSPORTE	6.00	PEQTCJ	5110-6	PANAMÁ	31/12/2016	338795.00	0.90	304915.50

Renovación de 25 vehículos operativos tipo Pick Up 4x4 a un coste unitario de 22659,30 y reemplazo de 6 vehículos camioneta 4X4.

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2016						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQOT						
Total	4					102771.54	0.9	
Costo Unitario	25692.89							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
OTROS EQUIPOS OTROS	2.00	PEQOTO0002	PEQOT1	Panama	31/12/2016	81882.00	0.90	73693.80
OTROS EQUIPOS OTROS	2.00	PEQOTO0002	PEQOT1	Coclé	31/12/2016	20889.54	0.90	18800.59

Consisten, el primero en la Instalación de Nuevo Banco de Baterías en Subestaciones y el segundo en la Instalación de Equipos de Refrigeración de Tx en Subestaciones.

Año 2017

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		201	7					
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PTERR						
Total	67032					2800000	0.9	
Costo Unitario	41.7711							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
TERRENOS	67032.00	PTERR080107001067032	PTERR1	ARRAJJAN	31/12/2017	2800000.00	0.90	2520000.00

Adquisición de terreno para subestaciones en Panamá Oeste. Este terreno corresponde a Finca inscrita al Folio Real No. ciento cuarenta y tres mil ciento sesenta y nueve (143169), Código de Ubicación 8001, de la sección de Propiedad del Registro Público, ubicada en el Corregimiento Burunga, Distrito de Arraiján, Provincia de Panamá Oeste, cuyas medidas, linderos, superficie y demás detalles constan en dicha entidad Registra, y es donde se encuentra ubicada la Subestación Burunga propiedad de EDEMET y donde se encontrará ubicada la nueva Subestación Burunga propiedad de ETESA.

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2017						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEDYM						
Total	43314					1108659.02	0.9	
Costo Unitario	25.5959							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EDIFICIOS Y MEJORAS ALMACEN	150.00	PEDYM000020207A00150	6110-6	RIO HATO	31/12/2017	28106.55	0.90	25295.90
EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA	18.00	PEDYM000080814F00018	6110-7	PANAMA	31/12/2017	5212.43	0.90	4691.19
EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA	280.00	PEDYM000080702F00280	6110-9	LA CHORRERA	31/12/2017	165419.98	0.90	148877.98
EDIFICIOS Y MEJORAS OTRO TIPO CONSTRUCCION	37000.00	PEDYM000080103O37000	6110-10	ARRAIJAN	31/12/2017	3182.81	0.90	2864.53
EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA	15.00	PEDYM000020101F00015	6110-4	AGUADULCE	31/12/2017	3275.07	0.90	2947.56
EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA	48.00	PEDYM000080814F00048	6110-2	PANAMA	31/12/2017	23092.72	0.90	20783.45
EDIFICIOS Y MEJORAS ALMACEN	400.00	PEDYM000020207A00400	6110-8	RIO HATO	31/12/2017	21576.15	0.90	19418.54
EDIFICIOS Y MEJORAS ALMACEN	3300.00	PEDYM000020207A03300	6110-5	RIO HATO	31/12/2017	65745.12	0.90	59170.61
EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA	2070.00	PEDYM000080814F02070	6110-1	PANAMA	31/12/2017	761860.59	0.90	685674.53
EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA	33.00	PEDYM000080814F00033	6110-3	PANAMA	31/12/2017	31187.60	0.90	28068.84

6110-6: Comprende las mejoras eléctricas de galera con superficie de 150m2, que incluyen cambios de tableros, cableado, interruptores y luminarias. Coste medio no determinable por m2

6110-7: Inversión en levantamiento técnico estructural de nueva Plataforma Soporte de Unidades Climatizadoras

6110-9 Proyecto llave en mano que comprende la remodelación de 280m2 para crear 34 puestos de trabajo, incluyendo mobiliario, climatización, electricidad, sistemas especiales, entre otras mejoras.

6110-10: Inversión en levantamiento topográfico de terreno con proyección de segregación para mejoras.

6110-4: Inversión en estudios, levantamiento técnico y diseño para nuevo sistema de abastecimiento de agua potable en el Centro de Formación Aguadulce

6110-2: Comprende la remodelación de 48m2 que incluye levantar paredes de gypsum, colocción de piso de porcelanato y otras actividades previas a la renovación del sistema de ductos de A/A y cielo raso

6110-8: Inversión en estudios, levantamiento técnico y diseño para las mejoras a desarrollar en las galeras de almacenamiento del Centro de Manejo de Residuos en Los Pollos

6110-5: Inversión en estudios, levantamiento técnico y diseño de mejoras en el Almacén Rio Hato que contempla el cerramiento del perímetro, canalización de aguas pluviales, pavimentación, entre otras mejoras.

6110-1: Proyecto de Soluciones Energética que abarca las mejoras en sistemas para el confort ambiental de 2070m2 de oficinas, mediante el reemplazo de la climatización, iluminación, y respaldo electrico de emergencia.

6110-3: Remodelación de 33m2 para renovación del área de cocineta común del comedor y depósitos, que contempla mamparas de vidrio, paredes de gypsum, mueble empotrado, entre otras mejoras.

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2017						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PMOBI						
Total	15					35211.26	0.9	
Costo Unitario	2347.42							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyect	Área Geográfi	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
MOBILIARIO OTROS	3.00	PMOBIO0003	3000-15	PANAMA	31/12/2017	32874.38	0.90	29586.94
MOBILIARIO SILLA	12.00	PMOBIS0012	3000-16	PANAMA	31/12/2017	2336.88	0.90	2103.19

3000-15: Adquisición de tres (3) equipos de videoconferencias para reuniones a un coste unitario de 10958,13

3000-16: Renovación de 12 sillas tipo sala de reunión ejecutiva en la Sede Principal a un coste unitario de 194,74

Planilla CC-01-AD		EDEMET					0.9	
Año		2017						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQCO						
Total	15					220222.81	0.9	
Costo Unitario	14681.5							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-12	PANAMA	17/11/2017	3102.75	0.90	2792.48
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-11	PANAMA	04/12/2017	37781.50	0.90	34003.35
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-06	PANAMA	20/12/2017	3757.05	0.90	3381.35
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-04	PANAMA	05/05/2017	4531.61	0.90	4078.45
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-14	PANAMA	22/12/2017	5872.95	0.90	5285.66
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-03	PANAMA	05/05/2017	12937.42	0.90	11643.68
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-10	PANAMA	01/12/2017	26639.83	0.90	23975.85
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-02	PANAMA	21/12/2017	30903.25	0.90	27812.93
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-08	PANAMA	01/11/2017	25005.75	0.90	22505.18
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-05	PANAMA	12/12/2017	1875.00	0.90	1687.50
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-09	PANAMA	03/11/2017	20772.75	0.90	18695.48
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCO00001	5000-07	PANAMA	23/10/2017	18000.00	0.90	16200.00
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-15	PANAMA	21/12/2017	15586.02	0.90	14027.42
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-13	PANAMA	21/12/2017	13307.80	0.90	11977.02
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-01	PANAMA	31/01/2017	149.13	0.90	134.22

Todos estos equipos son unidades de sistemas, tales como computadoras, discos para servidores, unidades de almacenamiento que no necesitan una mayor descripción, y en donde la ASEP no ha usado un costo unitario de referencia, simplemente ha castigado la inversión con 0.9, sin mayor justificación.

Para todos estos activos y en base a la inexistencia de un factor comparador de precios, solicitamos se elimine el coeficiente de eficiencia de 0.9, ya que no existe la mencionada Asimetría.

Planilla CC-01-AD		EDEMET	-				0.9	
Año		2017						
Activos Tipo		COMPRADO	OS					
Cuenta		PEQTC						
Total	7					143384.65	0.9	
Costo Unitario	20483.5							
_		Código	Código	Área			Coeficiente	Costo
Concepto	Cant.	Descript		Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Eficiencia	Eficiente
Concepto EQUIPOS DE TRANSPORTE Y CARGA CAMIONETA, JEEP			_		Fecha 31/12/2017	Costo_Total\$ 42801.86		
·	2.00	Descript	Proyecto	Geográfica			Eficiencia	Eficiente 38521.67
EQUIPOS DE TRANSPORTE Y CARGA CAMIONETA, JEEP	2.00	Descript PEQTCJ	Proyecto 5110-13	Geográfica CHITRE	31/12/2017	42801.86	Eficiencia 0.90	Eficiente

5110-13: Renovación de dos (2) vehículo operativos tipo Pick Up 4x4 a un coste unitario de 21400,93 - Chitré

5110-14: Renovación de dos (2) vehículo operativos empresarial tipo Sedan a un coste unitario de 18190.00 - Panamá

5110-12: Renovación de un (1) vehículo operativos tipo Pick Up 4x4 a un coste unitario de 21400.93 - La Chorrera

5110-11: Renovación de dos (2) vehículo operativos tipo Pick Up 4x4 a un coste unitario de 21400.93 - Panamá

4. Si ASEP consideraba que esta información presentada anualmente desde 2014 no era suficiente para la evaluación de estas inversiones, podría haber solicitado mayor justificación o detalle a fin de evitar desconocer montos millonarios de inversiones en este tipo de activos.

Por lo tanto, se solicita a ASEP no aplicar este criterio sobre estos activos.

3.9.2.2 Alta Tensión

c) En el caso de las líneas de alta tensión y subestaciones se observa una notable diferencia entre costos declarados y los proyectados inicialmente, no existiendo un buen grado de detalle de las mismas. En estos casos se aplicó el coeficiente de asimetría.

Los costos que se envían a la ASEP durante la confección del IMP del periodo siguiente, relacionado con las obras de alta tensión, son el resultado muy estimado de obras con cierta similitud, aunque no iguales. Es por esta razón que, al no contar con diseños preliminares, ni licitaciones, los costos que se estiman, luego de completar el proceso de compras, se determina el costo real y es el que se reporta. Esto no significa que la distribuidora haya hecho nada pecaminoso, se trata de que los costos reales de los proyectos fueron superiores a las estimaciones preliminares. En este caso, y durante el periodo de construcción, es la distribuidora la que se perjudica al declarar durante la preparación del plan de obras para el IMP, costos inferiores. Documentación completa del proceso de licitación de proyectos solicitados por la ASEP fueron enviados para su evaluación.

Solicitamos reconsiderar este castigo sobre las inversiones de Alta Tensión, ya que lo reportado refleja el costo real por lo que la estimación inicial no tiene ninguna relevancia.

3.9.2.3 Acometidas

d) Para las acometidas se utiliza el coeficiente de asimetría.

Se trata con toda claridad de un criterio absolutamente arbitrario por parte de la ASEP, incluso deja en indefensión a las empresas distribuidoras ya que no da pie ni siquiera a un análisis y posterior explicación porque la ASEP no ha justificado como llega a este número. Como hemos indicado, con la información suministrada y con solo haber agrupado los códigos descriptivos por obras, era posible obtener toda la información.

Solicitamos reconsiderar este castigo sobre las inversiones de acometidas, ya que lo reportado refleja el costo real por acometida instalada.

3.9.2.4 Centros de Transformación

e) En relación con los centros de transformación se ha observado una dispersión entre los valores de la empresa y los costos internacionales, no pudiendo definirse una tendencia determinada. En este caso se adopta el coeficiente de asimetría.

Se trata con toda claridad de un criterio absolutamente arbitrario por parte de la ASEP, incluso deja en indefensión a las empresas distribuidoras ya que no da pie ni siquiera a un análisis y posterior explicación porque la ASEP no ha justificado como llega a este número. No queda claro a que se refiere la ASEP con "dispersión entre los valores de la empresa y los costos internaciones"; en tal caso, corresponde a la propia ASEP buscar mejores referencias comparativas y no asumir el camino más fácil de penalizar las inversiones por carecer de suficiente información para comparar.

3.9.2.5 Alumbrado Público

f) En el caso del alumbrado público, se detallan el número de luminarias y tipo, pero no la potencia. Teniendo en cuenta tanto la disparidad de precios como en algunos casos costos excesivos respecto de los internacionales e inclusive en los distintos años en la misma empresa se aplica el coeficiente de asimetría.

Se trata con toda claridad de un criterio absolutamente arbitrario por parte de la ASEP, incluso deja en indefensión a las empresas distribuidoras ya que no da pie ni siquiera a un análisis y posterior explicación porque la ASEP no ha justificado como llega a este número. Los análisis que hace la ASEP al Alumbrado Público son muy vagos y por tanto la llevan a asumir coeficientes sin ninguna explicación. El alumbrado cuesta lo que cuesta y existen muchas casuísticas que pueden darse y provocar costos muy dispares. Así por ejemplo podemos tener:

- 1. Instalación simple sobre postes existentes y con red de BT existente también
- 2. Instalación simple sobre postes existentes y con red de BT nueva a instalar
- 3. Sistemas de AP con postes nuevos y con red de BT nueva.
- 4. Instalación de luminarias sobre postes nuevos, pero que los mismos forman parte del código de red BT y la luminaria forma parte del código de luminaria.
- 5. Sistemas de alumbrado público especial, con postes metálicos y subterránea la red de baja tensión.

3.9.2.6 Equipos de Protección y Despacho de Maniobras y SCADA

g) En cuanto a los equipos de protección y despachos de maniobras y SCADA, tomando en cuenta los costos operativos se adopta el coeficiente de asimetría

Se trata con toda claridad de un criterio absolutamente arbitrario por parte de la ASEP, incluso deja en indefensión a las empresas distribuidoras ya que no da pie ni siquiera a un análisis y posterior explicación porque la ASEP no ha justificado como llega a este número.

Solicitamos reconsiderar este castigo sobre las inversiones en equipos de maniobra, protección y telecontrol, ya que lo reportado refleja el costo real de cada proyecto de este tipo ejecutado por la empresa en aras de modernizar la red existente con equipos de última tecnología y telegestión.

3.9.2.7 Sistemas en General y Sistema SRUC en Particular

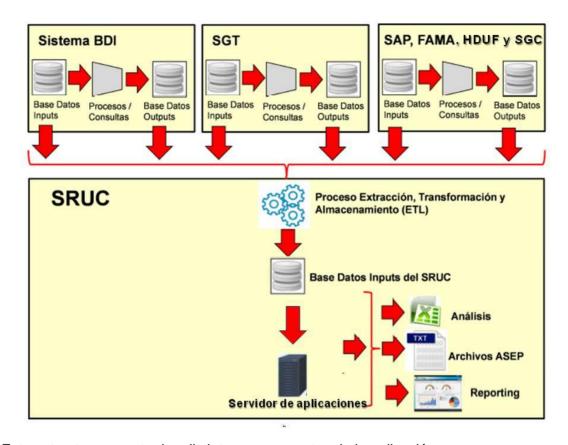
Con respecto al desarrollo de software, en particular licencias de software, se observan costos excesivos en estos rubros, particularmente el desarrollo de software para contabilidad regulatoria que no se verifica haya sido aplicado para un adecuado seguimiento de las inversiones. Sumado a esto, hay software utilizado en forma conjunta por EDEMET y EDECHI y discriminado en ambas empresas. En general, se aplica el coeficiente de asimetría de la información a las inversiones declaradas, pero para el desarrollo de software de contabilidad regulatoria y algunos otros, se aplica un coeficiente de 0.5 por lo arriba expresado. A título de ejemplo, el software de contabilidad regulatoria desarrollado oportunamente por ASEP tiene costos mucho menores que cualquier software declarados por EDEMET a tal efecto.

En primer lugar, el castigo de reconocer solo el 0.9 de la inversión en sistemas de información de modo indiscriminado constituye un criterio absolutamente arbitrario por parte de la ASEP, que incluso deja en indefensión a las empresas distribuidoras, ya que no da pie ni siquiera a un análisis y posterior explicación porque la ASEP no ha justificado como llega a este número.

En segundo lugar, el castigo del 0.5 en los sistemas de contabilidad regulatoria es aún más grave, ya que solo permite reconocer la mitad de la inversión realizada por la empresa y esto se argumenta con una mirada incorrecta. En efecto, la comparación con el sistema que la ASEP haya podido desarrollar para el análisis de la contabilidad regulatoria es totalmente injustificada y desproporcionada, ya que, mientras que el sistema de la ASEP sólo debe procesar un grupo de archivos estandarizados presentados por las distribuidoras, los sistemas de las distribuidoras deben procesar información de distintos sistemas de información (comerciales, de proyectos, de instalaciones, de contabilidad, de inventarios, etc.). Esta información de múltiples fuentes es alojada en cada sistema de acuerdo con los propósitos operativos de cada sistema, y en la mayoría de los casos no guarda la relación entre los datos que la ASEP requiere luego para sus reportes. Esto implica que la empresa debe realizar un enorme esfuerzo tecnológico y de recursos humanos para lograr generar los reportes solicitados, lo cual muchas veces también implica cambio en los procesos operativos que se vuelven más lentos y costos para poder generar la información que la ASEP demanda.

Para ilustrar esto, ser presenta a continuación la Estructura funcional del Sistema SRUC cuyo propósito es reportar las inversiones al a ASEP de acuerdo con sus requerimientos:





Esta estructura muestra los distintos componentes de la aplicación:

- a. Repositorios de datos de los diferentes Sistemas de la empresa. Se identifica y recolecta la información cruda de diferentes fuentes a utilizar provenientes de los sistemas de BDI, SGT, SAP, SGC, HDUF.
- b. ETL: Es el proceso de extracción que transforma y carga de datos a través scripts que toman y procesan los archivos de orígenes, validando su estructura, formato y valores. Una vez depurada la información a utilizar, la misma será depositada en la base de datos de inputs (BD SRUC), la cual será el punto de entrada para aplicar las reglas de negocio necesarias.
- c. Servidor de aplicaciones: el servidor de aplicaciones contiene las reglas de procesamiento
- d. Herramienta para usuarios: Se tiene acceso a la información vía web, a través de DASHBoard y en planillas de cálculo.

Como puede observarse, la complejidad para montar un sistema de contabilidad regulatoria para la empresa es sustancialmente mayor que la que implica para la ASEP.

Consulta Pública No. 016-18.

No obstante, fruto del análisis del monto invertido en el sistema SRUC se detectó que existía una imputación de ciertas facturas correspondientes a adecuaciones de sistemas por Normas de Calidad que están cargadas bajo el nombre del sistema SRUC. A continuación se explica en detalle cada factura asociada al monto invertido en el SRUC así como también lo que correspondía a Normas de Calidad.

Facturación SRUC y Normas de Calidad

- a. El coste total que sumaba el SRUC en los años 2014 al 2016 en la información de los Excel era por \$994.564,61 (para ambas empresas), no correspondían en su totalidad a este proyecto.
- b. Se hace la verificación de la facturación y el monto del sistema SRUC fue por \$656.753,65.
- c. Los \$337.810.96 restantes correspondían a otro proyecto, Normas de Calidad. En el punto 6, se informa los costes que no correspondían a SRUC.

	Factu	ración de	el Sistema (EDEMET, S. A.)
			\$594.961,19
Año	N°Eactura	Costo	Descripción
2014	1FDM110002998 - 00002187	8.710,25	Levantamiento de requerimientos de SRUC
2014	1FDM110002998 - 00002539	18.422,17	Hito #1 Fase II Aprobación
2014	1FDM110002998 - 00002538	25.303,26	Fase I SRUC: Desarrollo de software (Hito#2 - Cierre de Alcance)
2014	1FDM110002998 - 00002543	25.303,26	Fase I SRUC: Desarrollo de software (Hito#1)
2014	1FDM110002998 - 00002512	55.212,00	Fase I SRUC: Entornos de Desarrollo
2014	1FDM110002998 - 00002491	21.399,40	Fase I Desarrollo de software (Hito#2 Fase I Aprobación del Diseño Funcional)
2014	1FDM110002998 - 00002492	43.398,79	Fase I Desarrollo de software (Hito#3 Pruebas Aceptación Usuarios)
2015	0002 - 00000005	44.125,71	Fase I SRUC: Desarrollo de software (Hito#2)
2015	1FDM110002998 - 00002603	47.295,82	Fase I SRUC: Desarrollo de software (Hito#4 Fase I Aceptación del Producto)
2015	1FDM110002998 - 00002571	39.021,84	Fase II SRUC: Proyect Manager
2015	EDEMET 1601	23.647,91	Licencias CubePlan
2015	0001 - 00000309	29.417,14	Fase I SRUC: Desarrollo de software (Hito#1)
2015	0001 - 00000312	23.019,49	Fase I SRUC: Gastos de Viajes Consultores
2015	0002 - 00000008	78.690,86	Fase I SRUC: Desarrollo de software (Hito#3)
2015	1FHS310000851- 00002069	3.491,43	Licencias SQL
2016	0002 - 00000033	40.724,08	Fase II SRUC: Desarrollo de software (Formularios para carga BDI), (Entrega final)
2016	0002 - 00000021	40.228,53	Fase II SRUC: Desarrollo de software (Formularios para carga BDI), (Hito #1)
2016	EDEMET 1602	25.469,42	Licencias CubePlan
2016	1FDM110002998 - 00004461	2.079,82	Fase II SRUC: Desarrollo de software (vistas en BDI - SGI)

	Fac	turación d	lel Sistema (EDECHI, S. A.) \$61.792,47
Año	N°Eactura	Costo	Descripción
2014	1FDM110002998 - 00002191	1.325,18	Levantamiento de requerimientos de SRUC
2014	1FDM110002998 - 00002542	3.849,66	Fase I SRUC: Desarrollo de software (Hito#1 Aprobación Oferta)
2014	1FDM110002998 - 00002540	3.849,66	Fase I SRUC: Desarrollo de software (Hito#2Cierre Alcance Diseño Funcional)
2014	1FDM110002998 - 00002541	2.802,76	Fase II SRUC: Desarrollo de software (Hito#1 Aprobación Oferta)
2014	1FDM110002998 - 00002511	8.400,00	Fase I SRUC: Entornos de desarrollo
2014	1FDM110002998 - 00002488	3.874,52	Fase II SRUC: Desarrollo de software (Hito#2 Aprobación Diseño Funcional)
2014	1FDM110002998 - 00002490	6.602,73	Fase II SRUC: Desarrollo de software (Hito#3 Aceptación Pruebas Usuarios)
2015	1FDM110002998 - 00002604	7.699,32	Fase II SRUC: Desarrollo de software (Hito#4 Aceptación Producto)
2015	1FDM110002998 - 00002572	6.352,40	Ease I SRUC: Provect Manager
2015	1FDM110002998 - 00002878	3.849,66	Fase I SRUC: Desarrollo de software (Hito#6- Finalización Soporte Post-Implantación)
2016	0002 - 00000022	6.400,00	Fase II SRUC: Desarrollo de software (Formularios para carga BDI), (Hito #1)
2016	0002 - 00000034	6.448,00	Fase II SRUC: Desarrollo de software (Formularios para carga BDI), (Entrega final)
2016	1FDM110002998 - 00004475	338,58	Fase II SRUC: Desarrollo de software (vistas en BDI - SGI)

A continuación, se indican las facturas de Normas de Calidad:



		Facturación I	NO SRUC	(EDEMET, S. A.)
Año	Código Proyecto	N°Eactura	Costo	Descripción
2014	1500-29	1FDM110002998 - 00002186	6.097,17	Normas de Calidad - Consultoría
2014	1500-30	1FDM110002998 - 00002339	79.960,05	Normas de Calidad - Hito #1 Aceptación de la Oferta
2014	1500-31	1FDM110002998 - 00002493	25.466,58	Normas de Calidad - Hito #2 Diseño Funcional Aprobado
2014	1500-31	1FDM110002998 - 00002500	35.385,37	Normas de Calidad - Entornos de Desarrollo

Facturas no son de SRUC \$146.909,17

	Facturación NO SRUC (EDECHI, S. A.)								
Año	Código Proyecto	N°Eactura	Costo	Descripción					
2014	1500-18	1FDM110002998 - 00002338	12.165,20	Normas de Calidad Hito #1 Aceptación de la Oferta					
2014	1500-20	1FDM110002998 - 00002499	5.383,56	Normas de Calidad Entornos de Desarrollo					
2014	1500-20	1FDM110002998 - 00002489	3.301,36	Normas de Calidad (Hito#2 Aprobación Diseño Funcional)					
2015	1500-69		9.155,16	Normas de Calidad Entornos de Desarrollo					
2015	1500-68		21,51	Normas de Calidad Entornos de Desarrollo					
2015	1500-58		160.875,00	Normas de Calidad Entornos de Desarrollo					

Facturas no son de SRUC \$190.901,79

Solicitud

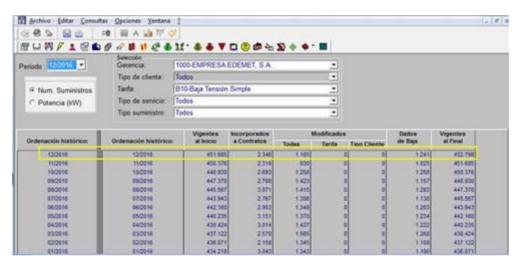
Se solicita a ASEP no castigar la inversión realizada en el sistema de contabilidad regulatoria, habida cuenta del esfuerzo realizado por la empresa en adecuarse a lo requerimientos regulatorios y a la transparencia presentada aquí respecto de cada factura asociada al sistema SRUC. Asi mismo, se solicita no penalizar la inversión en adecuaciones para adaptarse a las Normas de Calidad. Por último, se solicita también que no se aplique arbitrariamente y de modo generalizado el castigo del 0.9 sobre el total de las inversiones realizadas por la empresa, lo cual constituye un gran desincentivo a la modernización y digitalización de las actividades de la empresa.



3.9.2.8 **Medidores**

En cuanto a los medidores se ha efectuado un análisis de los medidores incorporados y la cantidad de usuarios nuevos en el periodo más los retiros de medidores declarados y resulta una diferencia notable en esta relación (la cantidad de medidores incorporados según las planillas CC son superiores a estas relaciones), lo cual no tiene una explicación adecuada. Por lo que se adopta un coeficiente de 0.8.

1- Los valores de usuarios al final de año utilizados para el cálculo de nuevos usuarios, presentan diferencias de hasta 2000 clientes menos con respecto a las cantidades que aparecen registradas en nuestros sistemas para el mismo período en algunos de los segmentos. Ejemplo: En la Imagen se aprecia que al final de período 2016 para la BTS en EDEMET hay 452798 clientes, mientras que en el cálculo del IMP se utiliza 450758 usuarios, lo que representan 2040 usuarios menos.



2- La metodología utilizada para el cálculo de nuevos usuarios cómo indicador de la cantidad de nuevos medidores instalados es incorrecta ya que se está restando la cantidad de usuarios existente a final del año, menos los existentes al final del año anterior. Dicha operación matemática no tiene en cuenta que el número de usuarios al final de año en determinada tarifa o nivel de tensión es incrementado a lo largo del período por los clientes que se incorporan pero reducido por los que se dan baja. Si al cálculo no se le incorporan los clientes dados de baja, se obtiene un número menor de nuevos clientes. Adicionalmente, no todas las altas de clientes implican la instalación de un nuevo medidor ya que se pueden reactivar suministros existentes. Al utilizar información de nuestra base de datos de medidores instalados durante el período 2014 al 2016 a nuevos suministros y compararla con la metodología de cálculo del IMP, obtenemos más de 10,000 medidores nuevos instalados, que no están siendo contabilizados cómo usuarios nuevos.

3- Al restar los medidores adquiridos de los de usuarios nuevos, se obtiene la denominada "diferencia" en el cálculo del IMP. Dicha diferencia corresponde a medidores que se instalaron para reemplazar a otros medidores. Entre los principales motivos de cambio de medidor podemos mencionar: antigüedad, reclamos, avería y manipulación por terceros. Adicionalmente están los medidores que la distribuidora instala para la realización de balances energéticos (Bolsas de energía) cómo parte de sus acciones de control. Los medidores instalados para reemplazar otros deben se contabilizados en el Cálculo y no solo los instalados en los nuevos suministros.

En conclusión, al utilizar la ASEP criterios y número errados para valorar el supuesto factor de eficiencia, está claro que también estará errado el factor aplicado, que en este caso ha sido del 80%, es decir que ha eliminado de un plumazo y con un análisis incorrecto, el 20% de las inversiones en medidores afectando de forma importante las inversiones reportadas por la empresa en el periodo 2014 – 2018. Solicitamos, eliminar la aplicación del factor de eficiencia ya que los valores reportados, reflejan la realidad de los costos incurridos en la instalación de medidores para nuevos clientes, cambios por manipulación y planes de Control de Energía en bolsas de energía y medidas en circuitos de media y baja tensión.

3.9.3 Eficiencia Precio

3.9.3.1 Líneas Aéreas y Subterráneas de Media y Baja Tensión

- h) En relación con las líneas aéreas y subterráneas de media tensión y de baja tensión se han aplicado los siguientes criterios para calcular el coeficiente de eficiencia:
- o Si la información es completa y se dispone de costos internacionales para líneas similares se adoptan los costos internacionales. Si el coeficiente de eficiencia resultante de la comparación con costos internacionales es menor a 0.9 se adopta 0.9 como límite mínimo.
- o En el caso de no disponer de información suficiente se adopta el criterio de asimetría.

Se trata con toda claridad de un criterio absolutamente arbitrario por parte de la ASEP, incluso deja en indefensión a las empresas distribuidoras ya que no da pie ni siquiera a un análisis y posterior explicación porque la ASEP no ha justificado como llega a este número.

En particular, es muy grave la penalidad que ASEP aplica en los casos en que no cuenta con costos internaciones, ya que corresponde a la propia ASEP buscar mejores referencias comparativas y no asumir el camino más fácil de penalizar las inversiones por carecer de suficiente información para comparar.

Por lo tanto, se solicita que, en caso de no contarse con un precio de referencia adecuado, se reconozca el costo real reportado por la empresa.



3.9.4 Inversiones 2018

j) Para el 1º semestre de 2018, teniendo en cuenta los coeficientes de eficiencia aplicados en años anteriores y teniendo en cuenta que la totalidad de inversiones previstas son muy superiores a la media de los años anteriores, se aplica un coeficiente general de 0.80.

Se trata con toda claridad de un criterio absolutamente arbitrario por parte de la ASEP, incluso deja en indefensión a las empresas distribuidoras ya que no da pie ni siquiera a un análisis y posterior explicación porque la ASEP no ha justificado como llega a este número.

k) Por otro lado se han excluido las obras detectadas por el informe de Auditoria de ASEP, que no iban a entrar en funcionamiento antes de 1 de julio de 2018.

Si bien es cierto que la ASEP ha eliminado algunos proyectos por no estar en operación en el primer semestre del 2018, debió entonces incluirlos para el segundo semestre, cosa que omitió. Esto provoca que proyectos terminados ya y que la ASEP puede inspeccionar, haya quedado fuera del análisis del periodo 2014-2018 y también de las inversiones del nuevo periodo, por lo tanto, deben ser incluidos como proyectos para el segundo semestre de 2018 y alguna como la línea de Llano Sánchez – La Arena, como obras para el 2019, lo que no puede la ASEP es dejarlas por fuera. Así tenemos para EDEMET, el detalle de las obras que se deben incluir.

INVERSION EN SUBESTACIONES, ARQUITECTURA ASOCIADA Y LÍNEAS EN AT NO CONTEMPLE EFICIENCIA	ADAS EN LAS ECUAC	IONES DE
Concepto	P2018 2do Sem	2019
Línea AT Llano Sánchez - Divisa (En ejecución)	7.900.000	3.600.000
Nueva Línea AT El Torno- SE Chorrera 115	8.600.000	
Bancos de Capacitores SSEE (Pocrí, Santiago, La Arena)	199.447	
Bancos de Capacitores SSEE (Pocrí, Santiago, La Arena)	398.895	
Bancos de Capacitores SSEE (Pocrí, Santiago, La Arena)	398.895	
TOTAL	17.497.237	3.600.000

INVERSION EN CIRCUITOS EN MT Y REFUERZOS PLANTAS POTABILIZADORAS N	NO CONTEMPLADAS EN LAS	ECUACIONES DE EFICIENCIA
Concepto	2018	2019
Сопсерю	2do Sem	2019
Planta Potabilizadra Laguna Alta	598	
Soterrado de Santiago	2.588	
Soterrado de Obarrio	3.000	
TOTAL	6.187	0

Los montos indicados en el cuadro arriba, 23.7 Millones de Dólares para el segundo semestre de 2018, ya han sido incurridos en las obras por lo que deben ser considerados de acuerdo con lo indicado arriba. Además, 3.6 Millones de Dólares que corresponden a la AT que corresponden al primer semestre de 2019. Todas las obras de Media Tensión están ya en servicio y los soterrados corresponden a los montos al cierre del segundo semestre de 2018.



3.10 Inversiones adicionales a las Eficientes

3.10.1 Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia

Los datos de las empresas comparadoras y en consecuencia las ecuaciones de eficiencia no consideran las inversiones en subestaciones en alta tensión, alumbrado público, soterramiento, electrificación rural y otras, por lo que estas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión presentados por EDEMET mediante notas CM-101-18 y CM-317-18, fechadas 30 de enero de 2018 y 14 de marzo de 2018, y a ajustes incorporados por la ASEP para considerar aquellas que quedaron rezagadas del periodo anterior.

Antes de iniciar con los comentarios sobre el plan de inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia, reiteramos que los mismos solo son válidos si luego de evaluar los ingresos de EDEMET que resulten de la revisión y propuesta del IMP sometidos y justificados en los comentarios a esta Consulta Pública, y se determina o verifica que los indicadores económicos reflejan que la empresa se encuentra en capacidad de acometer tal volumen de inversiones adicionales; de lo contrario, es decir, de no tener la capacidad financiera porque los ingresos que se derivan de la aplicación del IMP, no permiten que la empresa cuente con suficiente flujo de caja, no podrán ejecutarse en los tiempos y montos previstos las inversiones que sean aprobadas en la determinación del IMP.

Sobre la propuesta de la ASEP a continuación, se presentan los siguientes comentarios:

INVERSION EN SUBESTACIONES, ARQUITECTUR						ONES DEEFI	CIENCIA		
Concepto	2018	20	19	20	20	20	21	2022	Tota1
Сикеро	2do Sem	1er Sem	2 do Sem	1er Sem	2 do Sem	1er Sem	2do Sem	1er Sem	Iotai
Nueva subestación Bella Vista	0	9.578	4.578	0	0	0	0	0	14, 155
A squitec tura de red MT de subestación Bella Vista	0			0	0	2.135	1.815	0	3.950
Nueva subestación seccionadora Cocotí	0				500	500	500	500	2.000
Nueva Subestación Santiago 2.	0	0	0	0	0	500	500	4.500	5.500
Arquitectura de red de subestación Santiago 2	0	0	0	0	0	1.860	0		1.860
Nueva SE La Floresta 115/13,8 KV	0	250	250	2.000	2.000	1.000	1.000	0	6.500
A squitec tura de red de la subestación La Floresta	0		420	420	840	840	840	840	4.200
Ampliación de subestación Pocrí	0	250	250	750	750			0	2.000
Nueva subestación Las Tablas y tínea La Arena Las Tablas en 115kV	0	500	500	7.000					8.000
Nueva línea y subestación Coronado en 115/13.8kV	0	350	350	3.000					3.700
Arquitectura de red entre las subestaciones El Higo, Farallón y Coronado	0				1.500	1.500	1.750	1.750	6.500
Nuevo Transformador T4 en subestación El Higo	0			0			1.750	1.750	3.500
Nuevo Transformador para la subestación Santiago en 4.16kV	0			0	0	353	0	0	353
Nuevo Transformador para la subestación Ocú	0			0	0	432	0	0	432
Transformador para subestación Anaiján	0			0	0	275	275	0	550
LATBella Vista – Segunda Línea	0	0	0	0	0		1.925	1.925	3.850
Nueva tinea de 44kV Cocoti - Howard	0	375	375	375	375	0	0	0	1.500
Nueva tinea ATDivisa – La Asena en 115kV	0	4.000	3.000	3.750	3.750	0	0	0	14.500
Bella Vista en 230kV	0	0	0		855	855	1.995	1.995	5.700
Nueva tínea ATLlano Sánchez – Pocríen 115kV	0	1.000	1.000	1.700	1.700			0	5.400
Arquitectura de red entre las subestaciones Juan Demóstenes Arosemena, El Torno 115kV	0	0	0		1.240	1.240	1.860	1.860	6.200
Nueva SE Busunga 115	0					3.000	750	750	4.500
Linea AT 115 Burunga - Howard	0	2.500	2.500	4.500	4.500	0	0	0	14.000
Nueva Subestación Howard 115 kV	0	4.000	4.000	3.700					11.700
Doble Circuito Combinado Miraflores Howard (115 kV)	0	1.500	250	250	2.600	2.600		0	7.200
Nueva Línea ATEl Tomo-SE Chorrera 115									
Ban cos de Capacitores SSEE (Pocrí, Santiago, La Arena)									
Ban cos de Capacitores SSEE (Pocrí, Santiago, La Arena)									
Bancos de Capacitores SSEE (Pocrí, Santiago, La Arena)									
TOTAL	0	24.303	17.473	27.445	20.610	17.090	14.960	15.870	137.750





En el plan de inversiones propuesto, la ASEP ha utilizado montos inferiores a los valores de las obras previstos e informados por la empresa, y que no corresponden con una valoración más realista de los proyectos. Por ejemplo, los montos establecidos para el proyecto de Ampliación de Santiago 2 y a la Arquitectura de Red asociada requieren ser corregidos y revisados.

Idéntica situación se presenta para las obras asociadas con la Subestación Las Tablas, donde los montos indicados por la ASEP, apenas representan el 33% de lo que cuesta un proyecto con estas características. No obstante, con respecto a este proyecto en particular, y de las evaluaciones que continuamente estamos realizando, hemos determinado que dada la poca demanda que existe en este sector del país, existen otras alternativas de menor costo que de igual manera garantizan el suministro de la demanda, y la confiabilidad del servicio. De la misma manera, y dada la poca demanda que existe en este sector del país, existen otras alternativas de menor costo que garanticen el aseguramiento de la atención de la demanda, y la confiabilidad del servicio. Actualmente, la SE Las Tablas, es alimentada por dos circuitos en 34. 5 kv (34-39 y 34-75) con una capacidad nominal de 58 MVA, y la demanda actual de ambas líneas combinadas es de apenas 21 MVA (Informe de Operaciones de EDEMET, Septiembre 2018). Por lo tanto, solicitamos la revisión de este proyecto en las inversiones propuestas con soluciones alternativas.

En el plan propuesto por la ASEP está la nueva SE La Floresta, el cual consideramos requiere ser adelantado, ya que el proyecto de la Ciudad Hospitalaria avanza a un ritmo acelerado y es posible que requieran de la demanda de 12 MVA para el 2020.

En cuanto al refuerzo de Howard en 115 kV (Ampliación de SE Burunga 115 kV, Línea Burunga – Howard y Nueva SE Howard 115 kV), consideramos que existen otras alternativas más económicas que igualmente garantizan la confiabilidad y la atención a la demanda. Entre ellas, la construcción del segundo circuito de Miraflores – Dugan, en 44 kV, con la implantación y construcción de la Subestación Seccionadora Blindada de Cocolí. Con esta obra y la adquisición o compra de la línea existente en 44 kV y la SE Dugan, se garantiza el suministro. lo que permite desplazar la solución en 115 kV para el próximo periodo tarifario.

Entre los análisis continuos que se hacen del sistema de distribución de energía, observamos que son necesarios incorporar proyectos para mejorar la gestión de los clientes, los cuales son:

- Implantación de la Telemedida y Telegestión de Clientes Residenciales y Comerciales
- Implantación de Plataformas Digitales para la movilidad en procesos de control de energía, atención de averías (BOL), atención de órdenes de servicio, procesos de lectura.
- Modernización y blindaje de redes existentes para mitigar las conexiones ilegales
- Implantación y aumento de cobertura del medidor prepago.



En cuanto a las inversiones en Alumbrado Público, la ASEP propone el reemplazo de más de 15.000 luminarias de Sodio por tipo LED para EDEMET en los cuatro años, esto adicional a las más de 40.000 que se deben instalar entre nuevas de Sodio, y proyectos especiales de alumbrado público. Consideramos que es muy agresivo y ambicioso el plan de reemplazo de luminarias de Sodio por Tipo LED. Este plan conlleva un esfuerzo prácticamente incumplible para las distribuidoras, ya que la tipología de las estructuras soportes actuales del alumbrado público, no son las adecuadas para migrar a este nuevo modelo de luminarias tipo LED en el corto plazo. Además, por el alto valor económico de esta tecnología, se podrían provocar vandalismos y robo una vez las luminarias estén instaladas.

	2018	20	19	200	2020		2021		
DETAILE	II Sem	I Sem	II Sem	ISem	II Sem	ISem	II Sem	I Sem	
Crec imiento Vegetativo - Sodio		5.800	5.810	5.820	5.830	5.840	5.848	5.820	40.768
Crec imiento Vegetativo - LED		300	304	307	308	310	310	307	2.146
Crecimiento Vegetativo	0	6.100	6.114	6.127	6.138	6.150	6.158	6.127	42.914
Corredor Sur			266						266
Camino de Plantación (Plantation Rd.) desde el Parque Municipal Summit hasta Puente de Gamboa - LED					160				160
Interamericana Sajalices a Nueva Gorgona - LED							580		580
Interamericana Capira - Sajalices - LED		250							250
Interamericana Antón - Penonomé - LED				390					390
Interamericana desde San Antonio hasta entrada Via hacia Ocú-LED						720			720
Proyectos Especiales Luminarias LED - reemplazo de fuminarias SODIO		2.200	2.220	2.240	2.200	2.200	2.200	2.200	15.460
Proyectos Especiales	0	250	266	390	160	720	580	0	2.366
TOTAL	0	6.350	6.380	6.517	6.298	6.870	6.738	6.127	45.280

Las inversiones en el refuerzo de plantas potabilizadoras y nuevos circuitos para el Interior del país, también, y debido al retraso en la aprobación del IMP 2018 - 2022, requieren de un desplazamiento de las inversiones ya que son proyectos de gran magnitud y que requieren de muchos trámites y permisos de autoridades para poder iniciar los trabajos. Por esta razón, se requiere de una replanificación de la propuesta presentada.

INVERSION EN CIRCUITOS EN MT Y REFUERZOS PLANTAS POTABILIZADORAS NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA										
6t-	2018	2019		2 0 2 0		2021		2022	Total	
Concepto	2do Sem	1er Sem	2doSem	1er Sem	2doSem	1er Sem	2doSem	1er Sem	Tota1	
Planta Potabilizadora de Laguna Alta (línea trifásica aérea forrada (7,5 km - 34,5 kV)			710						719	
Planta potabilizadora Mendoza (Línea Trifásica a érea forrada (25 km - 34.5 kV))			1.662						1.60	
Linea La Arena - Pese	0	4.360	4.350	4.360	4.360	1.904	1904	0	21.24	
Linea Las Tablas- Pedasí y Pedasí - Tonosí	0	2.670	2 670	2.375	2.375	2.081			12.1	
TOTAL		7 030	0.402	0.735	0.735	3 085	1 0 0 4	- 0	35.7	

3.11 Costos No Contemplados en Ecuaciones de Eficiencia

3.11.1 Costos de OYM de Alumbrado Público

La ASEP propone reconocer a EDEMET un costo de alumbrado público de B./ 6.30 por luminaria, de acuerdo con el siguiente análisis (página 24 del Informe, inciso b):



Para la obtención del costo unitario promedio de operación y mantenimiento a reconocer para alumbrado público se analizaron los valores de estos gastos en los Balances Regulatorios de los años 2016 y 2017, siendo estos valores de B/. 845,495 y B/.1,147,639 respectivamente. Luego estos valores se dividieron entre la cantidad de luminarias al mes de junio de dichos años, los cuales fueron de 136,531 y 150,555 luminarias, respectivamente. Con estos datos se obtienen los valores de 6.19 B/./luminaria para el 2016 y 7.62 B/./luminaria para el 2017 (ajustados a junio de 2018 por el índice tarifario). Por otro lado, el costo reconocido en la revisión anterior por luminaria actualizado (con factor de ajuste tarifario 2014-2018, igual a 1.0006 obtenido a partir de los factores de actualización de cargos VAD de alumbrado público) resulta de 6.32 B/./luminaria.

En función de lo anterior, los resultados de operación y mantenimiento en alumbrado público por luminaria obtenidos para el 2017 son superiores, tanto de los aceptados en la revisión anterior 2014-2018 como de los observados para el año 2016. Por lo tanto, se adopta como criterio reconocer un valor medio entre el valor estimado para el 2016 y el aceptado en la revisión anterior, quedando así un valor de 6.30 B/./luminaria, actualizado a junio de 2018, a reconocer de concepto operación y mantenimiento en alumbrado público para el nuevo periodo tarifario.

Este valor propuesto por ASEP representa solo el 43% del costo real de alumbrado público reflejado por la Contabilidad Regulatoria de EDEMET para los años 2016 y 2017, el que se presenta a continuación:

Costos de Alumbrado Público según Contabilidad Regulatoria	2016	2017		
Gastos de Operación y Mantenimiento	\$ 857,717	\$	1,147,639	
Otros Gastos de Alumbrado Público	\$ 597,218	\$	795,755	
Gasto Administrativo	\$ 389,346	\$	374,346	
Costo Total	\$ 1,844,281	\$	2,317,739	
Cantidad de Luminarias a Junio	135,702		148,904	
Costo Medio por Luminaria	\$ 13.6	\$	15.6	

Nota: costos obtenidos del Informe Regulatorio, hojas ER-06 y ER-08.

Como puede apreciarse, la propuesta de B./ 6.30 por luminaria de ASEP resulta muy inferior a los costos medios reales que para los años 2016 y 2017 han sido de B./ 13.6 y B./ 15.6, respectivamente.

Este insuficiente reconocimiento de costos por parte de la ASEP se debe a que:

3. Sólo han tomado en consideración sólo los Gastos de Operación y Mantenimiento de Alumbrado reportados en la Contabilidad Regulatoria, y se han desconsiderado los ítems de Otros Gastos y de Gastos Administrativos. Esto es un error ya que estos ítems también son costos que la empresa debe afrontar por la actividad de Alumbrado Público, y los mismos no están cubiertos por los Costos resultantes de las ecuaciones de eficiencia ya que las Empresas Comparadoras de la FERC no prestan este servicio (en la mayoría de los países son los Municipios quienes lo hacen). En consecuencia, deben considerarse todos los rubros asociados al Costo de Alumbrado Público, y no solo Operación y Mantenimiento.

4. Se ha aplicado un cambio metodológico arbitrario en relación con el IMP 2014-2018, ya que ahora se propone reconocer un valor medio entre lo real y lo aprobado en el pasado, cuando la práctica tradicional ha sido aprobar el valor reflejado en la Contabilidad.

En consecuencia, a fin de mantener continuidad regulatoria con los criterios de cálculo de la última revisión tarifaria y de reconocer todos los tipos de costos que la actividad de Alumbrado Público genera, se solicita a ASEP aprobar un costo de B./ 15.60 por luminaria.

3.11.2 Costos de OYM por Inversiones adicionales de Distribución y Comercialización

Las ecuaciones de eficiencia resultantes de las empresas comparadoras, permiten obtener los costos y las inversiones necesarias para atender la demanda. En este sentido, es evidente que existe una relación directa entre el nivel de activos y los costos asociados para mantenerlos y administrarlos. A partir del IMP 2010-2014, la ASEP comenzó a incluir en el IMP inversiones de distribución y comercialización adicionales a las determinadas por las ecuaciones de eficiencia. Sin embargo, estas inversiones, que implican mayores costos de operación y mantenimiento, de comercialización y de administración, no han tenido reconocimiento de costos adicionales.

Para reconocer este costo, el cual se ha tornado cada vez más relevante teniendo en cuenta el crecimiento de las inversiones adicionales propuestas por ASEP, se propone incluir en el IMP Costos Adicionales generados por las Inversiones Adicionales, de acuerdo con la siguiente metodología:

- 1. Calcular el Costo Promedio Anual (OM, COM y ADM) a partir de los datos de la hoja "Regresiones" del Modelo de IMP
- 2. Calcular el Activo Bruto Promedio Anual (AD y AC) a partir de los datos de la hoja "Activos" del Modelo de IMP
- 3. Calcular el Ratio de Costo por millón de B./ de Inv. Adicional, como la relación entre la variable de los puntos anteriores. Este ratio es en B./ por Millón de B./ de Activo
- 4. Aplicar este ratio al Activo Bruto generado por las inversiones Adicionales, para calcular los Costos Adicionales generados por las inversiones Adicionales a las eficientes.
- 5. Sumar estos Costos a los Costos generados por las ecuaciones de eficiencia.

A continuación, se ilustran los puntos del 1 al 3, y se resaltan en color verde los ratios obtenidos en base a los valores del IMP en Consulta Pública. Seguidamente, se muestra como deben ser aplicados estos ratios, de acuerdo a lo indicado en el punto 4 de la metodología:

Ratio Costo Eficiente por cada Millón de B./ de Inversión Adicional

Costos Eficientes	Promedio Anual							
ОМ	\$	32,381,077						
COM	\$	39,435,155						
ADM	\$	19,886,976						
Activo Bruto								
AD	\$	998,159,900						
AC	\$	48,194,320						
Ratio Costo por MM de B./ de Inv. Adic.								
OM / (MM B./ Inv. Adic. D)	\$	32,441						
COM / (MM B./ Inv. Adic. C)	\$	818,253						
ADM / (MM B./ Inv. Adic. D)	\$	19,924						

٠.	CISION AUCIONA											
	Jul	2018-Jun 2019	Jul 2019-Jun 2020			2020-Jun 2021	Jul 2021-Jun 2022					
	\$	30,823,822	\$	31,839,465	\$	32,888,621	\$	33,972,402				
	\$	37,287,540	\$	38,684,086	\$	40,132,938	\$	41,636,055				
	\$	18,945,859	\$	19,559,895	\$	20,193,832	\$	20,848,315				
	Jul 2018-Jun 2019		Ju	2019-Jun 2020	Jul	2020-Jun 2021	Jul	2021-Jun 2022				
	\$	859,336,435	\$	959,905,022	\$	1,049,193,866	\$	1,124,204,278				
	\$	43,620,251	\$	46,606,540	\$	49,687,845	\$	52,862,641				

Ejemplo de Aplicación - Datos Consulta Pública

Inversión Adicional	Jul	2018-Jun 2019	Jul	2019-Jun 2020	Ju	l 2020-Jun 2021	Jul 2	2021-Jun 2022
Distribucion	\$	31,907,500	\$	62,199,514	\$	49,560,363	\$	33,874,019
Comercializacion	\$	194,000	\$	388,000	\$	388,000	\$	383,000
Activo Bruto por Inversion Adicional	Jul	2018-Jun 2019	Jul	2019-Jun 2020	Ju	2020-Jun 2021	Jul 2	2021-Jun 2022
Distribucion	\$	31,907,500	\$	94,107,014	\$	143,667,377	\$	177,541,396
Comercializacion	\$	194,000	\$	582,000	\$	970,000	\$	1,353,000
Costo Adicional Generado por Inversion Adicional	Jul	2018-Jun 2019	Jul	2019-Jun 2020	Ju	2020-Jun 2021	Jul 2	2021-Jun 2022
OM Adicional	\$	1,035,104	\$	3,052,904	\$	4,660,681	\$	5,759,580
COM Adicional	\$	158,741	\$	476,223	\$	793,706	\$	1,107,097
ADM Aicional	\$	635,713	\$	1,874,954	\$	2,862,377	\$	3,537,270

El costo adicional resultante debe ser sumado a los Costos generados por las Ecuaciones de Eficiencia para la determinación del IMP.

Se solicita a ASEP aplicar esta metodología a fin de reconocer los mayores costos asociados a las Inversiones Adicionales a las Ecuaciones de Eficiencia.

Sin otro particular, queda der usted,

Cinthya Camargo Saavedra

- 1. Nota No. DSAN- 1506-2016 de 2 de junio de 2016.
- 2. CD 1- contentivo de la Consulta Pública en Word.
- 3. CD 2- contentivo del reporte de todos los códigos descriptivos de los 4 años de evaluación agrupados por obra.