



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 CHIRIQUÍ, S.A.
(EDECHI)**

Señores
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
Edificio Office Park
Vía España y Fernández de Córdoba
Primer Piso
Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario

DIR-SJ-293-2018
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 ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (en adelante **EDECHI**), 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

1	RESUMEN EJECUTIVO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
1.1	SITUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA DE EDECHI ANTE LA REVISIÓN TARIFARIA 2018/2022	5
1.2	TASA DE RENTABILIDAD INSUFICIENTE	5
1.3	PUNTO DE CORTE DISCRECIONAL EN DETERMINACIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS	6
1.4	DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS	6
1.5	INCONSISTENCIA EN TASAS DE DEPRECIACIÓN PROYECTADAS	7
1.6	PROYECCIÓN DE MERCADO	7
1.7	PÉRDIDAS DE ENERGÍA	7
1.8	BASE DE ACTIVOS A JUNIO DE 2018	8
1.9	CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE LAS INVERSIONES 2014 - 2017	9
1.10	INVERSIONES ADICIONALES A LAS EFICIENTES	10
1.11	COSTOS NO CONTEMPLADOS EN ECUACIONES DE EFICIENCIA	10
2	EL CONTEXTO DE EDECHI ANTE LA REVISIÓN TARIFARIA 2018/2022	12
3	OBSERVACIONES SOBRE LA METODOLOGÍA APLICADA	14
3.1	SOBRE EL PRINCIPIO DE CONTINUIDAD REGULATORIA	14
3.2	TASA DE RENTABILIDAD INSUFICIENTE	14
3.3	PUNTO DE CORTE DISCRECIONAL EN LA DETERMINACIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS	16
3.4	DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS	18
3.5	INCONSISTENCIA EN TASAS DE DEPRECIACIÓN PROYECTADAS	23
3.6	PROYECCIÓN DE MERCADO	28
3.6.1	LOS CLIENTES QUE DETERMINAN LOS COSTOS CON LOS ACTIVO Y NO LOS FACTURADOS	31
3.6.2	CRECIMIENTO DE ENERGÍA ARBITRARIAMENTE OPTIMISTA	34
3.7	PÉRDIDAS DE ENERGÍA	37
3.7.1	INSUFICIENTE RECONOCIMIENTO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA	37
3.7.2	INSUFICIENTE RECONOCIMIENTO DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA	39
3.8	BASE DE ACTIVOS A JUNIO DE 2018	46
3.8.1	COEFICIENTE DE ACTIVIDAD NO REGULADA	46
3.8.2	CAMBIO DE CRITERIOS SOBRE CÁLCULO DE BASE DE ACTIVO: ELIMINACIÓN ACTIVOS AMORTIZADOS Y DESCONSIDERACIÓN DE RETIROS.	47
3.9	CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE LAS INVERSIONES 2014 - 2017	48
3.9.1	COEFICIENTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OYM)	49
3.9.2	ASIMETRÍA	57
3.9.3	EFICIENCIA PRECIO	78
3.9.4	INVERSIONES 2018	79
3.10	INVERSIONES ADICIONALES A LAS EFICIENTES	80
3.10.1	INVERSIONES EFICIENTES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA	80
3.11	COSTOS NO CONTEMPLADOS EN ECUACIONES DE EFICIENCIA	81

3.11.1	COSTOS DE OYM DE ALUMBRADO PÚBLICO.....	81
3.11.2	COSTOS DE OYM POR INVERSIONES ADICIONALES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	83

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 EDECHI 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

EDECHI 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.
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.

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, EDECHI 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 3,06% promedio para todos los activos, equivalente a 32.71 años de vida útil de los activos. En este caso corresponde aplicar la misma vida útil del IMP (32.71 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 EDECHI 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 EDECHI son muy distintas a las de las empresas de la FERC. EDECHI tiene alimentadores muy extensos y en muchos casos para atender pocos clientes, con consumos bajos y muy dispersos, en donde un gran porcentaje de la red atiende áreas rurales. Esto hace que las redes de EDECHI sean radiales y transiten varios kilómetros hasta servir los clientes. Otra diferencia importante entre las redes de EDECHI y las de las empresas de la FERC es que la mayoría de la energía de la demanda de EDECHI 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 EDECHI 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 9.79% que es el que surge del estudio de pérdidas encargado por la empresa y 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 no ha reconocido en su Informe Pérdidas no Técnicas no Gestionables para EDECHI. Cuando en realidad debería reconocer las generadas en el área de Changuinola en su totalidad. Se solicita reconocer estas pérdidas 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 EDECHI 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 EDECHI 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 EDECHI un costo de alumbrado público que representa sólo el 57% del costo real de alumbrado público reflejado por la Contabilidad Regulatoria de EDECHI para los años 2016 y 2017. Este insuficiente reconocimiento de costos se debe a que:

1. 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./ 12.24 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 EDECHI 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

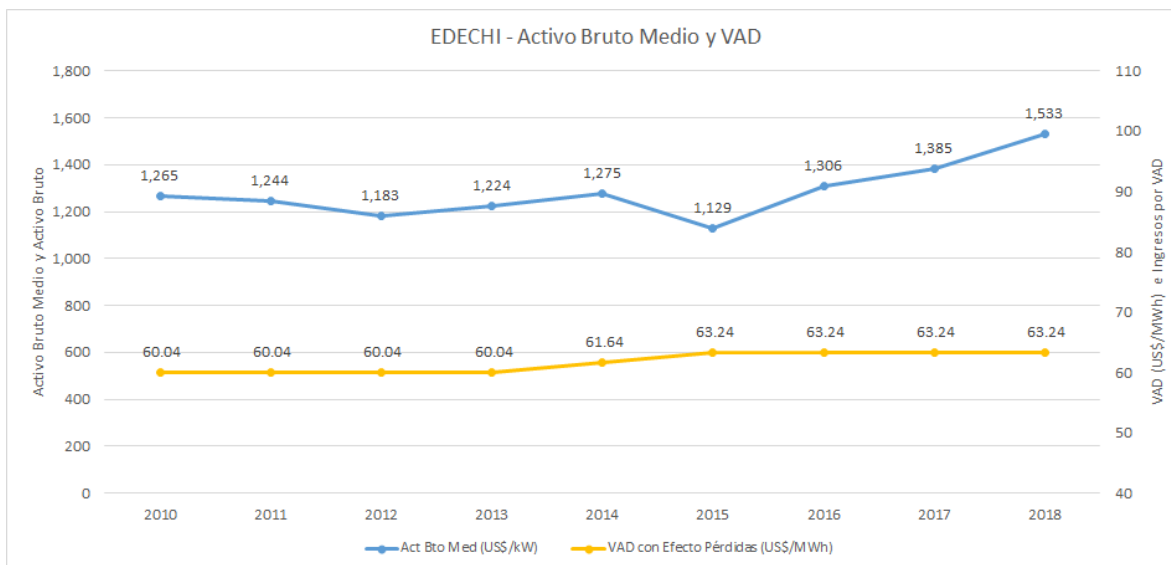
Si se aplicara el IMP resultantes del Informe, se acentuaría la baja rentabilidad actual de EDECHI, haciéndose imposible conseguir el financiamiento necesario para afrontar las inversiones que se requieren.

Causas

Las causas de esta situación han sido las siguientes:

1. Alto nivel de Pérdidas no Técnicas, 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. Costos de Operación y Mantenimiento para Inversiones no Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia no reconocidos por éstas.
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 1.200 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 1.275 a 1.533 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 EDECHI, 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

EDECHI solicita a la ASEP reconsiderar lo resuelto en la Resolución AN No.12702-Elec, ya 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 distribuidoras.

“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 artículo anterior de la ley por las siguientes razones:

5. 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.
6. 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.
7. 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.

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 esta Resolución, se presenta 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, ya 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, EDECHI 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 EDECHI: primero, en el punto 13.1, indica que EDECHI 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 ajuste 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 EDECHI esto representa una reducción de ingresos de alrededor de US\$ 700 mil 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 EDECHI, 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.

3.4 Descuento por Inversiones No Ejecutadas

El Informe sobre el IMP propuesto por ASEP, propone descontar un monto de US\$ 17,122,859 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	33,608,824	29,206,616	28,347,834	27,400,940
Inversiones realizadas a precios corrientes	11,874,747	19,284,508	22,758,335	20,129,260
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	11,874,747	18,978,834	22,252,603	19,478,097
Inversión Bruta no ejecutada	21,734,077	10,227,782	6,095,231	7,922,843
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	724,469	1,065,395	1,268,570	1,532,664
Inversión Neta no ejecutada	21,009,608	30,171,994	34,998,656	41,388,835
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	2,029,528	2,914,615	3,380,870	3,998,161
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	2,753,997	3,980,010	4,649,440	5,530,826
Valor indexado a Junio 2018	2,846,065	4,070,463	4,724,324	5,530,826
Valor total a descontar	17,171,678			

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 3.06% promedio para todos los activos, equivalente a 32.71 años de vida útil de los activos. En este caso corresponde aplicar la misma vida útil del IMP (32.71 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	33,608,824	29,206,616	28,347,834	27,400,940
Inversiones realizadas a precios corrientes	11,874,747	19,284,508	22,758,335	20,129,260
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	11,874,747	18,978,834	22,252,603	19,478,097
Inversión Bruta no ejecutada	21,734,077	10,227,782	6,095,231	7,922,843
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	664,447	977,128	1,163,470	1,405,684
Inversión Neta no ejecutada	21,069,629	30,320,283	35,252,045	41,769,204
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	2,035,326	2,928,939	3,405,348	4,034,905
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	2,699,774	3,906,067	4,568,817	5,440,589
Valor indexado a Junio 2018	2,790,029	3,994,840	4,642,403	5,440,589
Valor total a descontar	16,867,861			

- En la tabla anterior, la fila “Inversión Bruta no Ejecutada” tiene un error de cálculo, ya 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.

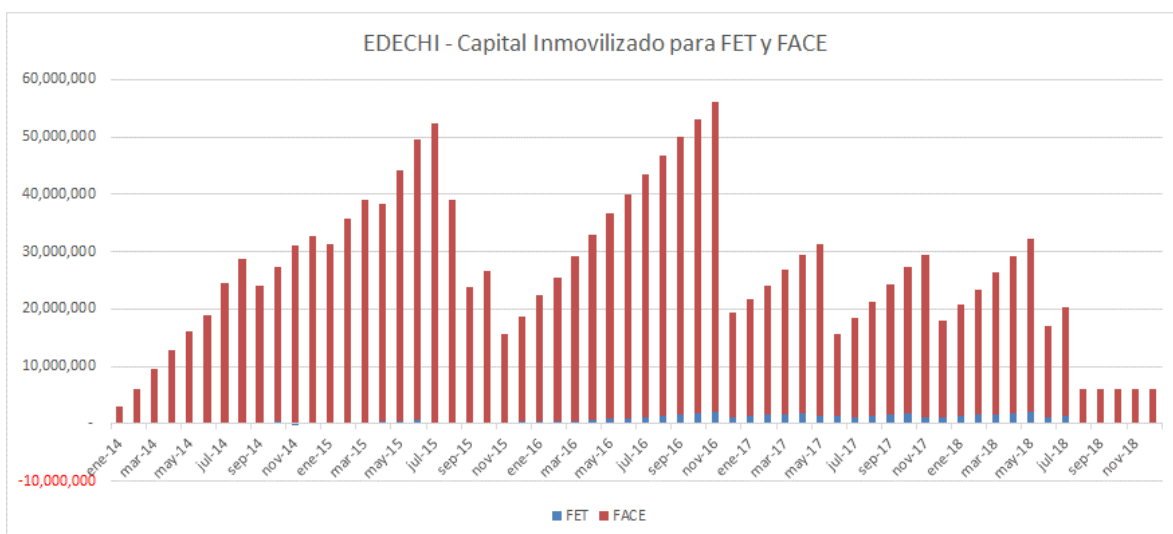
INVERSION EN AT NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA - Miles de Balboas					
DETALLE	Jul a Dic 2014	2015	2016	2017	Ene a Jun 2018
Nueva Subestación Cristobal (115kV) en David	4,994	-	-	-	-
Línea AT MDN - San Cristóbal	3,279	-	-	-	-
TOTAL	8,273	0	0	0	0
OTRAS INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA - Miles de Balboas					
DETALLE	Jul a Dic 2014	2015	2016	2017	Ene a Jun 2018
Soterrado Ciudad de David (Calle4ª y Ave. 8 Este)	17	800	-	-	-
Confiabilidad de plantas potabilizadoras	44	211	312	0	0
Implantación de Medidores Inteligentes (Smart Metering)	0	82	82	82	0
Integración isla Colón al SIN	0	6,000	6,000	0	0
Ampliación SE Cañazas	600	300	-	-	-
Conversión a 13.2kV y a 34.5 kV	-	350	350	-	-
TOTAL	662	7,743	6,744	82	0
INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO - Miles de Balboas					
DETALLE	Jul a Dic 2014	2015	2016	2017	Ene a Jun 2018
Crecimiento Vegetativo	138	558	572	581	275
Interamericana San Pablo Viejo	50				
Interamericana Bagala		144			
Interamericana Boqueron Pedregal			202		
Interamericana Aserrio hasta el puente del Río Jacú				209	
Carretera David-Boquete					800
Carretera Concepción-Cerro Punta					600
TOTAL	188	702	774	790	1,675

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	33,608,824	29,206,616	28,347,834	27,400,940
Inversiones realizadas a precios corrientes	20,157,617	21,403,616	18,818,999	25,907,000
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	20,157,617	21,064,352	18,400,806	25,068,932
Inversión Bruta no ejecutada	13,451,207	8,142,264	9,947,028	2,332,008
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	224,187	584,078	885,566	1,090,217
Inversión Neta no ejecutada	13,227,020	20,785,206	29,846,667	31,088,458
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	1,277,399	2,007,331	2,882,442	3,002,368
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	1,501,586	2,591,409	3,768,008	4,092,585
Valor indexado a Junio 2018	1,551,785	2,650,304	3,828,696	4,092,585
Valor total a descontar	13,524,158			

3. Fondos Inmovilizados por FACE y FET: durante el período tarifario 2014-2018 EDECHI 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 EDECHI 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 Inmovilizado Promedio	33,884,998	30,222,061	34,838,091	24,008,627
Capital Inmovilizado Incremental	33,884,998	- 3,662,936	4,616,030	- 10,829,464

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 forzada 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	33,608,824	29,206,616	28,347,834	27,400,940
Inversiones realizadas a precios corrientes	45,759,745	15,621,571	27,374,365	9,299,796
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	45,759,745	15,373,958	26,766,056	8,998,956
Inversión Bruta no ejecutada	- 12,150,921	13,832,658	1,581,778	18,401,984
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	- 405,031	56,058	108,784	722,183
Inversión Neta no ejecutada	- 11,745,890	2,030,710	3,503,704	21,183,505
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	- 1,134,653	196,167	338,458	2,046,327
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	- 1,539,684	252,224	447,242	2,768,510
Valor indexado a Junio 2018	- 1,591,156	257,957	454,445	2,768,510
Valor total a descontar	1,889,755			

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 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	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Inversiones proyectadas	33,608,824	29,206,616	28,347,834	27,400,940
Inversiones realizadas a precios corrientes	54,042,615	17,740,679	23,435,029	15,077,536
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	54,042,615	17,459,476	22,914,260	14,589,792
Inversión Bruta no ejecutada	- 20,433,791	11,747,140	5,433,574	12,811,148
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	- 624,696	- 265,566	- 99,452	292,206
Inversión Neta no ejecutada	- 19,809,096	- 7,796,390	- 2,263,364	10,255,578
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	- 1,913,559	- 753,131	- 218,641	990,689
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	- 2,538,254	- 1,018,697	- 318,093	1,282,895
Valor indexado a Junio 2018	- 2,623,109	- 1,041,849	- 323,216	1,282,895
Valor total a descontar	- 2,705,279			

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 proyección 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 y 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 descrito 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%.

Año	0	1	2	3	4	5 - RT	6	7	8	9 - RT	10	11	12	13
Activo Bruto	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Tasa Depreciación		8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Depreciación		8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	4
Depreciación Acum.		8	16	24	32	50	58	66	74	90	98	106	114	118
Activo Neto	100	92	84	76	68	50	42	34	26	10	2	0	0	0
Tasa Rentabilidad		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Rentabilidad		10	9.2	8.4	7.6	6.8	5	4.2	3.4	2.6	1	0.2	0	0
VAD	\$ 96.21	18	17.2	16.4	15.6	14.8	13	12.2	11.4	10.6	9	8.2	8	4

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:

EDECHI	Tasa Dep. para Depreciaciones Anuales incluidas en el IMP	Tasa Dep. para Base Inicial Neta de Capital (a junio de 2018)*
Distribución	3.0%	3.47%
Comercialización	3.86%	4.68%
Alumbrado	3.33%	4.23%

(*) 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:** 3.47%
- **Comercialización:** 4.68%
- **Alumbrado Público:** 4.23%

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 EDECHI.

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 Útil Promedio	Tasa Depreciación Promedio
PROPIEDADES Y PLANTA	Planta Intangible	4	3,598,875	14,395,500		
	Terrenos	1000	1,314,125	-		
	Edificios y mejoras	40	1,628,486	65,139,454		
	Mobiliario y equipo de oficina	7	57,780	404,458		
	Equipo de computación	4	982,255	3,929,021		
	Equipos de transporte y carga	5	411,206	2,056,028		
	Equipos de comunicaciones	8	81,912	655,295		
	Otros equipos de uso general	17	173,759	2,953,900		
	TOTAL PROPIEDADES Y PLANTA		8,248,398	89,533,657	10.85	9.21%
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	Alta tensión AT (230 y 115 Kv)		-	-		
	Líneas aéreas	30	2,049,859	61,495,764		
	Líneas subterráneas	30	1,972,659	59,179,782		
	Subestaciones AT/BT	30	6,752,736	202,582,081		
	Media tensión MT		-	-		
	Líneas aéreas de 34.5 kv	30	44,054,305	1,321,629,140		
	Líneas aéreas de 33.8 kv	30	28,433,258	852,997,752		
	Líneas aéreas de otras tensiones	30	336,253	10,087,581		
	Líneas subterráneas de 34.5 kv	30	1,592,145	47,764,357		
	Líneas subterráneas de 33.8 kv	30	1,903,707	57,111,206		
	Líneas subterráneas de otras tensiones	30	-	-		
	Subestaciones 34.5 kv / MT	30	4,301,692	129,050,749		
	Subestaciones 33.8 kv / MT	30	2,503,043	75,091,276		
	Otras subestaciones MT/MT	30	-	-		
	Centros de reflexión MT	30	12,611	378,316		
	Centro de transformación 34.5 kv / BT	30	16,270,203	488,106,088		
	Centro de transformación 33.8 kv / BT	30	10,735,646	322,069,383		
	Otros centros de transformación MT/BT	30	569,798	17,093,953		
	Baja tensión BT (<600V)		-	-		
	Líneas aéreas BT	30	17,156,815	514,704,441		
	Líneas subterráneas BT	30	3,351,461	100,543,826		
	Acometidas BT	30	14,002,880	420,086,390		
	Otros equipos del sistema de distribución		-	-		
	Otros equipos del sistema de Distribución	10	-	-		
	Equipos de transporte y carga	5	7,671	38,354		
	Terrenos	1000	-	-		
	Edificios y mejoras	40	-	-		
	Despachos de maniobra y SCADA	10	2,786,137	27,861,368		
	Equipos de medición y control de la calidad del suministro	22	588,878	12,955,323		
	Equipos de computación	4	-	-		
	Equipos de comunicaciones	8	-	-		
	TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		159,381,755	4,720,827,131	29.62	3.38%
ALUMBRADO PÚBLICO	Lámparas, accesorios y postes de alumbrado público	22	8,481,239	186,587,265		
	TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO		8,481,239	186,587,265	22.00	4.55%
COMERCIALIZACIÓN	Activos intangibles (software)	4	-	-		
	Terrenos	1000	-	-		
	Edificios y mejoras	40	1,094,162	43,766,464		
	Sistema de medidores y accesorios	22	7,394,559	162,680,292		
	Equipos de medida SMEC	22	-	-		
	Mobiliario y equipo de oficina	7	-	-		
	Equipo de computación	4	-	-		
	Equipos de transporte y carga	5	-	-		
	Equipos de comunicaciones	8	-	-		
	Otros equipos del sistema de comercialización	17	-	-		
	TOTAL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN		8,488,720	206,446,756	24.32	4.11%

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 Útil Promedio	Tasa Depreciación Promedio
PROPIEDADES Y PLANTA	8,248,398	89,533,657	10.85	9.21%
DISTRIBUCION	159,381,755	4,720,827,131	29.62	3.38%
ALUMBRADO PÚBLICO	8,481,239	186,587,265	22.00	4.55%
COMERCIALIZACIÓN	8,488,720	206,446,756	24.32	4.11%

Tasa de Depreciación por Línea de Negocio, con Planta General distribuida

DISTRIBUCION	166,836,427	4,803,479,534	28.79	3.47%
ALUMBRADO PÚBLICO	8,877,927	189,854,041	21.38	4.68%
COMERCIALIZACIÓN	8,885,758	210,061,233	23.64	4.23%

3.6 Proyección de Mercado

La proyección de mercado propuesta por ASEP no refleja adecuadamente la demanda que espera EDECHI 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 EDECHI 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	133,113	240,246	18,042	742		392,143	2.0%
2006	137,671	247,479	18,858	739		404,746	3.2%
2007	154,896	244,710	19,607	696		419,909	3.7%
2008	161,089	251,953	20,447	535		434,023	3.4%
2009	175,352	264,261	21,380	533		461,526	6.3%
2010	191,298	286,827	22,582	438		501,146	8.6%
2011	203,551	312,596	23,361	420		539,927	7.7%
2012	220,269	348,151	24,999	455		593,875	10.0%
2013	230,910	357,375	27,839	538		616,661	3.8%
2014	245,101	363,102	28,953	603		637,759	3.4%
2015	271,521	430,686	31,158	711	60	734,136	15.1%
2016	301,611	460,152	35,561	780	644	798,748	8.8%
2017	309,729	480,557	37,979	617	1,562	830,444	4.0%
2018	317,917	477,981	39,734	584	2,343	838,559	1.0%
2019	323,560	484,516	40,529	660	3,163	852,428	1.7%
2020	329,348	491,543	41,340	660	3,954	866,845	1.7%
2021	335,279	498,424	42,167	660	4,745	881,276	1.7%
2022	341,379	505,449	43,010	660	5,457	895,956	1.7%

Escenario Base de Clientes (Autoconsumo moderado)

Clientes								
Año	Residencial	General	Alumbrado	Consumo Propio	Auto-consumidores	Total	Nuevos	Var. %
2005	77,010	11,306	-	29		88,345	2,643	3.1%
2006	80,073	11,513	-	29		91,615	3,270	3.7%
2007	83,963	11,378	-	31		95,371	3,756	4.1%
2008	88,119	11,840	-	27		99,986	4,614	4.8%
2009	91,820	12,387	-	28		104,236	4,250	4.3%
2010	95,447	12,932	-	28		108,406	4,171	4.0%
2011	98,975	13,326	-	31		112,332	3,926	3.6%
2012	102,576	13,781	-	31		116,388	4,056	3.6%
2013	105,525	14,080	-	34		119,639	3,251	2.8%
2014	109,330	14,421	-	35		123,786	4,148	3.5%
2015	113,554	14,911	-	35	4	128,503	4,717	3.8%
2016	128,727	16,279	-	40	10	145,057	16,553	12.9%
2017	134,254	16,537	-	41	16	150,849	5,792	4.0%
2018	139,768	17,318	-	41	24	157,151	6,302	4.2%
2019	146,200	17,600	-	41	32	163,874	6,723	4.3%
2020	152,793	17,878	-	41	41	170,752	6,878	4.2%
2021	159,549	18,154	-	41	49	177,793	7,041	4.1%
2022	166,474	18,435	-	41	56	185,007	7,214	4.1%

Escenario Alternativo de Consumo (Autoconsumo incentivado)

Consumo (MWh)							
Año	Residencial	General	Alumbrado	Consumo Propio	Auto-consumidores	Total	Var. %
2005	133,113	240,246	18,042	742		392,143	2.0%
2006	137,671	247,479	18,858	739		404,746	3.2%
2007	154,896	244,710	19,607	696		419,909	3.7%
2008	161,089	251,953	20,447	535		434,023	3.4%
2009	175,352	264,261	21,380	533		461,526	6.3%
2010	191,298	286,827	22,582	438		501,146	8.6%
2011	203,551	312,596	23,361	420		539,927	7.7%
2012	220,269	348,151	24,999	455		593,875	10.0%
2013	230,910	357,375	27,839	538		616,661	3.8%
2014	245,101	363,102	28,953	603		637,759	3.4%
2015	271,521	430,686	31,158	711	60	734,136	15.1%
2016	301,611	460,152	35,561	780	644	798,748	8.8%
2017	309,729	480,557	37,979	617	1,562	830,444	4.0%
2018	317,827	477,290	39,734	584	3,124	838,559	1.0%
2019	323,079	480,325	40,529	660	5,468	850,061	1.4%
2020	328,343	483,819	41,340	660	8,201	862,363	1.4%
2021	333,782	487,664	42,167	660	10,662	874,935	1.5%
2022	339,422	492,105	43,010	660	12,794	887,991	1.5%

Escenario Alternativo de Clientes (Autoconsumo incentivado)

Clientes								
Año	Residencial	General	Alumbrado	Consumo Propio	Auto-consumidores	Total	Nuevos	Var. %
2005	77,010	11,306	-	29		88,345	2,643	3.1%
2006	80,073	11,513	-	29		91,615	3,270	3.7%
2007	83,963	11,378	-	31		95,371	3,756	4.1%
2008	88,119	11,840	-	27		99,986	4,614	4.8%
2009	91,820	12,387	-	28		104,236	4,250	4.3%
2010	95,447	12,932	-	28		108,406	4,171	4.0%
2011	98,975	13,326	-	31		112,332	3,926	3.6%
2012	102,576	13,781	-	31		116,388	4,056	3.6%
2013	105,525	14,080	-	34		119,639	3,251	2.8%
2014	109,330	14,421	-	35		123,786	4,148	3.5%
2015	113,554	14,911	-	35	4	128,503	4,717	3.8%
2016	128,727	16,279	-	40	10	145,057	16,553	12.9%
2017	134,254	16,537	-	41	16	150,849	5,792	4.0%
2018	139,761	17,317	-	41	32	157,151	6,302	4.2%
2019	146,180	17,597	-	41	56	163,874	6,723	4.3%
2020	152,755	17,872	-	41	84	170,752	6,878	4.2%
2021	159,496	18,147	-	41	109	177,793	7,041	4.1%
2022	166,409	18,426	-	41	131	185,007	7,214	4.1%

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

EDECHI 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:

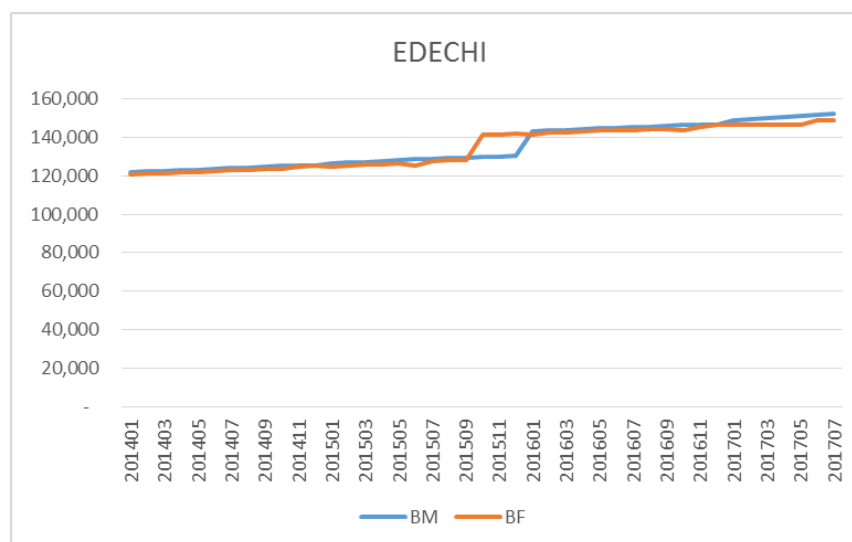
ANEXO C RESOLUCIÓN AN N° 6002-ELEC

Notas:

- Esta tabla se enviará completa con todos los clientes que hayan 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, salvo los meses de incorporación de Changuinola, como puede verse a continuación.

	BM	BF	Diferencia
201401	121,933	120845	1,088
201402	122,272	121185	1,087
201403	122,554	121573	981
201404	122,914	121838	1,076
201405	123,297	122128	1,169
201406	123,500	122464	1,036
201407	124,004	122849	1,155
201408	124,324	123146	1,178
201409	124,732	123511	1,221
201410	125,196	123466	1,730
201411	125,330	124540	790
201412	125,396	125081	315
201501	126,393	125015	1,378
201502	126,745	125117	1,628
201503	127,037	125833	1,204
201504	127,594	125968	1,626
201505	128,320	126178	2,142
201506	128,497	125288	3,209
201507	128,887	127854	1,033
201508	129,177	128161	1,016
201509	129,513	127895	1,618
201510	129,753	141470	-11,717
201511	129,898	141170	-11,272
201512	130,242	141995	-11,753
201601	143,038	141359	1,679
201602	143,464	142593	871
201603	143,717	142259	1,458
201604	144,210	143242	968
201605	144,628	143402	1,226
201606	144,988	143657	1,331
201607	145,314	143897	1,417
201608	145,660	144071	1,589
201609	146,015	144500	1,515
201610	146,302	143487	2,815
201611	146,582	145539	1,043
201612	146,786	146360	426
201701	149,127	146368	2,759
201702	149,606	146397	3,209
201703	150,161	146553	3,608
201704	150,613	146643	3,970
201705	151,045	146779	4,266
201706	151,519	148855	2,664
201707	152,093	149027	3,066



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	157,616
Clientes Facturados	155,423
Diferencia Total	2,193
Causas para no estar en Facturados	
Anomalias	889
Sum. cortado por impago	785
Alta sin facturar	458
Situacion correcta	29
Bajas del mes pendientes de facturar	27
Suministro visitado pendiente de conexión por	5
Diferencia Total	2,193

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 pasad

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 facturada total en el año base (835,266 MWh) es superior a la supuesta por la distribuidora en el cálculo de sus proyecciones (827,818 MWh). A partir de esta información se realizan nuevas proyecciones de la energía a considerar 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 1.69%). Este se observa bajo respecto a lo ocurrido en el periodo 2014-2018 (ver Cuadro N° II.3.2) y lo previsto por el CND (2.0%).*
- *Alternativa b). En este caso se analizó la tasa de crecimiento prevista en el Indicativo de Demanda 2018-2038 del CND (2.0%) y las tasas de crecimiento histórica del último periodo tarifario para EDECHI (4.6%), la del periodo 2015-2018 que incluye Changuinola (1.6%) y la del último año considerando EDECHI-CHANGUINOLA (3.7%), adoptándose una tasa de crecimiento del 2.5% (promedio de las antes mencionadas). 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 proyección 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.

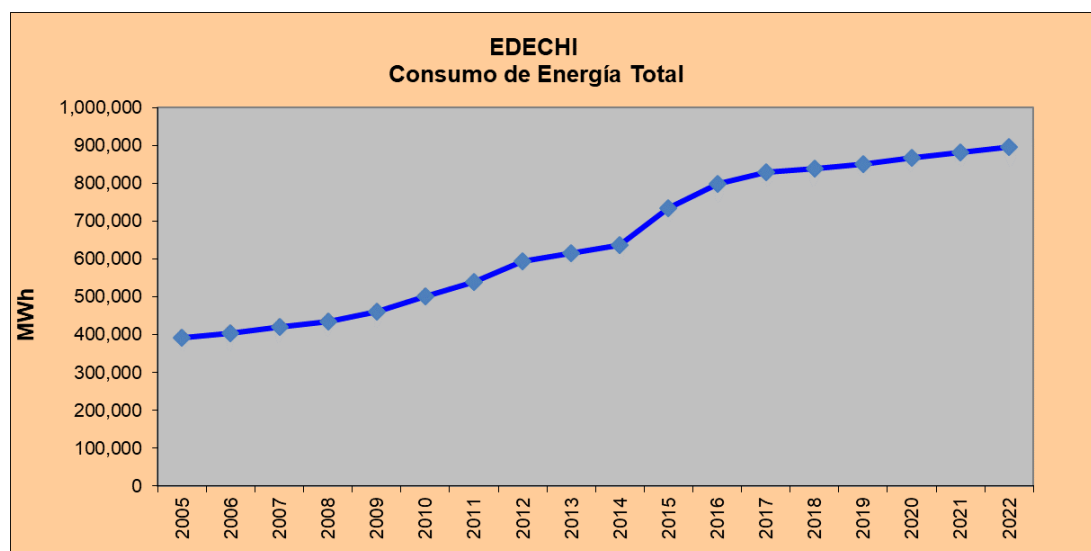
Hay un efecto económico importante que está afectando este comportamiento, posiblemente debido a la culminación de los grandes proyectos que fueron finalizando en el 2014 y 2015, tales como la ampliación del Canal de Panamá, etc. Sumado a esto tenemos la eficiencia energética, que cada día está calando 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 EDECHI se está estimando para el período 2018/2019 una Energía Facturada sin AP de 836.6 GWh. Esto representa que el segundo semestre de 2018, la Energía Facturada sin AP debe aproximarse a 418.4 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)	418.4	399.3	396.3	395.7
Variación	4.6%	0.61%	0.9%	

Este supuesto asume que la Energía Facturada de EDECHI incrementarse en el segundo semestre 2018 en 4.6% 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 EDECHI 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 EDECHI.

JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
7.71%	7.71%	7.71%	7.71%

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 acuerdo 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 EDECHI son muy distintas a las de las empresas de la FERC. EDECHI tiene alimentadores muy extensos y en muchos casos para atender pocos clientes, con consumos bajos y muy dispersos. Esto hace que las redes de EDECHI sean radiales y transiten varios kilómetros hasta servir los clientes. Otra diferencia importante entre las redes de EDECHI y las de las empresas de la FERC es que la mayoría de la energía de la demanda de EDECHI 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 7.71% como lo ha previsto la ASEP. De los proyectos que se han ejecutado en EDECHI 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 EDECHI 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 EDECHI resultaron 9.79%. 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 EDECHI 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 EDECHI está muy cercano al 9.79% 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 9.79%.

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, en el caso de EDECHL debe contemplarse la zona de Changuinola.

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

La resolución AN No. 8745 – Elec de junio de 2015 reconoció una senda para la reducción de pérdidas en Changuinola del 21% A 8.66% a partir de julio de 2015 con dos años de gracia:

- 5.4 Sobre la solicitud de una transición más gradual de las pérdidas, se acepta parcialmente la solicitud.

En consecuencia, las pérdidas a reconocer en el IMP serán las siguientes:

% de pérdidas en distribución		
Jul15 a jun16	Jul16 a jun17	Jul17 a jun18
21.30	21.30	18.78

La siguiente tabla presenta el cálculo actualizado hasta el final del actual periodo tarifario:

Changuinola	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	21/22	22/23
PENT	21.30%	21.30%	18.77%	16.24%	13.72%	11.19%	8.66%

Finalmente, teniendo en cuenta que la representación de la energía de Changuinola en la demanda de EDECHI es del 4.2%, resulta que el valor adicional de pérdidas no técnicas debido a Changuinola que debe reconocerse a la empresa es el siguiente:

JUL18 / JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21 / JUN22
0.36%	0.25%	0.11%	0.00%

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 (1,38% de la energía ingresada a la red)
2. Se reconozca la senda de pérdidas ocasionadas por el área de Changuinola de acuerdo con lo establecido en la resolución AN No. 8745 – Elec.

La siguiente tabla detalla los porcentajes solicitados:

	JUL18 / JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21 / JUN22
PNT NG - Changuinola	0.36%	0.25%	0.11%	0.00%
PNT G	1.38%	1.38%	1.38%	1.38%

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:

$$PNT_i = C_i + X_i\beta + IG_i$$

$X_i\beta$: componente PNT no Gerenciable, depende de las variables socioeconómicas del área de concesión.

IG_i : 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_i de acordo com a equação abaixo:

$$PNT_i = C_i + X_i\beta + IG_i \quad (4)$$

onde

$X_i\beta$ = Características socioeconômicas da área de concessão;

IG_i = Parcela das perdas não técnicas da empresa "i" devido à ineficiência gerencial;

C_i = 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 IG_i se refere, principalmente, à parcela das perdas não técnicas atribuível à ineficiência da empresa no combate ao furto de energia. O termo C_i 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	Perda nt/ BT > 20%	2,00%
Cluster 2	Concessionárias com perdas médias e menor porte	8,5% < Perda nt/ 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	Perda nt/ 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	Perda nt/ BT < 5%	0%

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

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

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

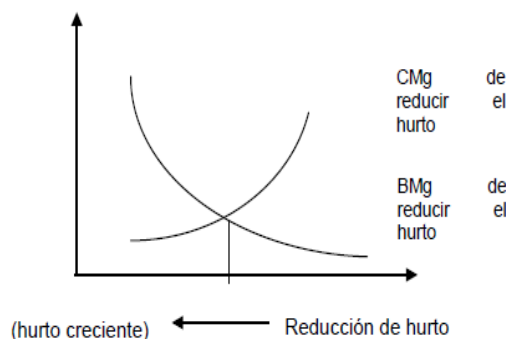
En Chile la Secretaría de Energía reconoce Pérdidas no Técnicas, el componente Gerenciable, hasta un máximo del **2% de la venta de energía en Baja Tensión**. El porcentaje se determina mediante un Modelo de Empresa Eficiente que considera el mínimo del costo total, compuesto por el Costo de las Pérdidas 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 la gestión de pérdidas 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 Demanda: Diciembre 10 (miércoles), 19:45 hrs					Año:	2008
Descripción	Energía (MW.h)		Factor de carga/pérdidas	Potencia (kW)		Factor de Coincidencia (%)
	MW.h	%		kW	%	
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 EDECHI 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 0.995.

Tabla 79 Factor de corrección de actividades no reguladas - EDECHI

Detalle	Valor [Balboas]
(D) Ingresos no regulados	235,170
(A) Ingresos por venta de energía	153,457,135
(B) Compras de energía	- 110,053,410
(E) Ingreso neto (A) + (B)	43,403,725
FCBC (E) / [(E) + (D)]	0.995

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).

1. EDECHI designó a Ufinet Panamá, S.A. (Ufinet) como la empresa administradora de la capacidad excedentaria en sus infraestructuras, para la prestación de servicios de telecomunicaciones desde dichas infraestructuras aéreas y subterráneas (Infraestructuras).
2. Debido a que EDECHI 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 EDECHI, 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 la 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 arbitraje NO PUEDEN SER EXTENSIVAS a otros operadores y agentes. Siguiendo esta misma lógica, la ASEP no puede "asimilar" los ingresos de ENSA a los de EDECHI ya que de ser así esto supondría que EDECHI tiene la obligación de renegociar a la alza 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 adjuntamos como anexo.

Por lo tanto, se solicita a ASEP respetar la información que surge de los Estados Contables y aplicar el valor de 0.995 como coeficiente de Actividades No Reguladas de EDECHI.

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 (Ver Anexo VII). Esto implica que no se considera depreciación y rentabilidad en activos que ya fueron amortizados totalmente.

En el mes de Julio de 2015 se incorporan los activos de Changuinola a la Base Bruta y Neta de EDECHI.

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 ya 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 ya 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 EDECHI, 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 EDECHI han sido insuficientes en la mayoría de las cuentas de cada línea de 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 EDECHI también confía en que la nueva metodología ayudará a agilizar las auditorías de la ASEP y disminuirá el esfuerzo de la empresa en realizar aclaraciones, no es correcto indicar que las obras no pueden auditar 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, EDECHI 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 (coeficiente 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%*

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 y/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 EDECHI, 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 de Calle Cuarta en David, obras como la construcción del nuevo circuito para la integración de Chiriquí Grande al SIN que fue castigado de forma importante por más el 90% , cuando esta obra fue inspeccionada por ASEP en varias ocasiones. De la misma manera, se castiga la obra para el segundo circuito forrado en Changuinola, construido por EDECHI y que está en servicio en estos momentos. 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.

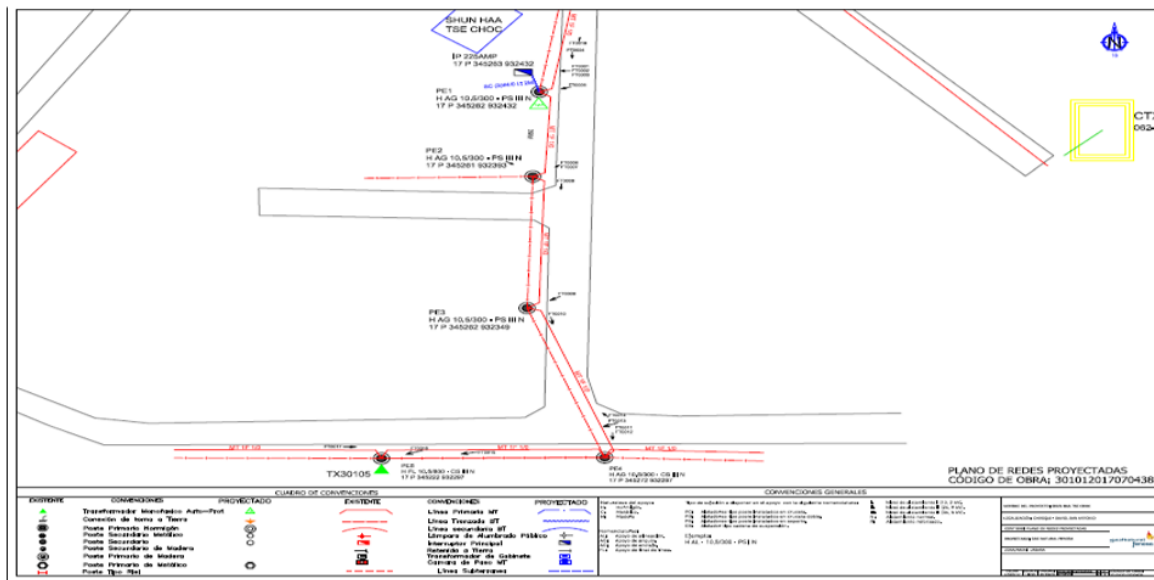
Es importante remarcar que este es un criterio de castigo extremo, ya que su aplicación a granel y sin análisis del tipo de obras que las distribuidoras tienen que ejecutar, implica hacer cero todo monto invertido que la ASEP considere que es gasto. Por lo tanto, la aplicación de este castigo por parte 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 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 y 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: Shun Haa Tse Choc:

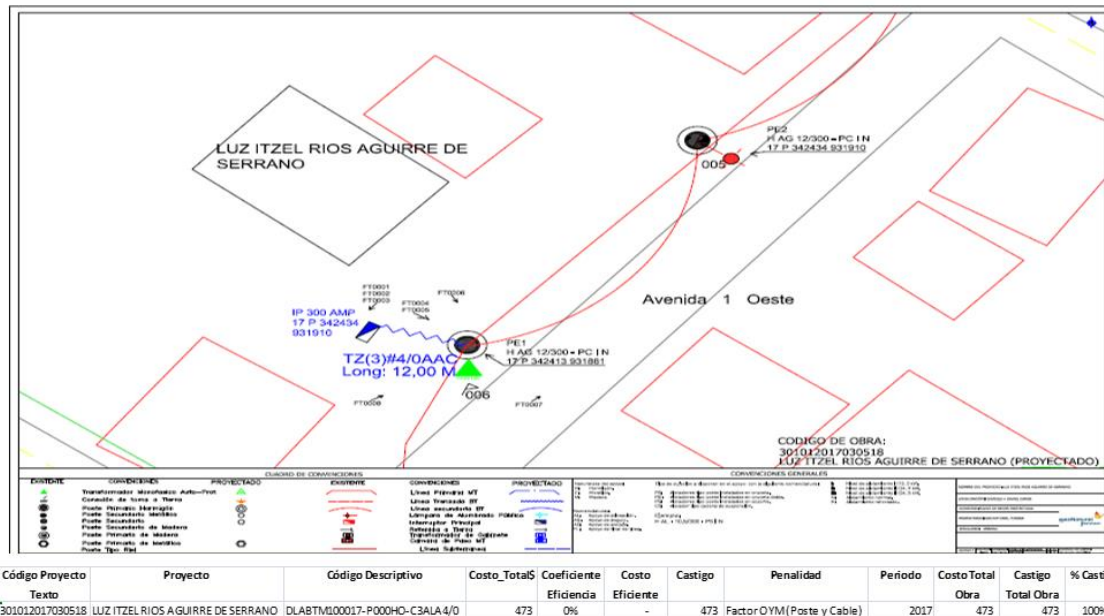
Consiste en la instalación de un transformador tipo poste de 25kVA en un poste existente y la extensión de una acometida BT con conductor trenzado 4/0 Al. En el diseño del proyecto se observa el nuevo transformador representado por triángulo de línea verde relleno de color blanco y la nueva acometida en color azul. Esta acometida es instalada por una brigada especial ya que se debe conectar directamente a las terminales secundarias del transformador y no de la red BT existente. En esta obra, la acometida es erróneamente castigada asumiéndose que es gasto por ser instalada sobre un poste existente.



Código Proyecto	Proyecto	Código Descriptivo	Costo_Total\$	Coefficiente	Costo	Castigo	Penalidad	Periodo	Costo Total	Castigo	% Castigo
301012017070438	SHUN HAA TSE CHOC	DTRM8345M10025IP001	3.838	90%	3.454	384	Asimetría	2017	4.143	689	17%
301012017070438	SHUN HAA TSE CHOC	DLABTM100017-P000HO-CSALA 4/0	305	0%	-	305	Factor OYM (Poste y Cable)	2017	4.143	689	17%

Caso 2: Solicitud de Suministro – Cliente: Erick Quintero Atencio:

Consiste en la extensión de 17m de acometida con conductor trenzado 4/0 Al. En el croquis del proyecto se observa claramente la ubicación de un transformador de la red existente frente al proyecto (señalado mediante un triángulo verde) desde el cual se extendió la acometida (señalada por una línea azul), directamente desde las terminales BT del transformador hasta el medidor del cliente. Este proyecto fue completamente considerado gasto al utilizarse un transformador y postes existentes para el suministro al cliente.



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	Proyecto	Código Descriptivo	Costo_Total\$	Coefficiente Eficiencia	Costo Eficiente	Castigo	Penalidad	Periodo	OYM e Inversion	Costo Total Obra	Castigo Total Obra	% Castigo
301012014100005	LINEA TRIFÁSICA CAÑAZAS	DLAMT345M100000-P074HO-CASA1/0	65.630	0%	-	65.630	Factor OYM (Cable)	2015	1	621.348	582.117	94%
301012014100005	LINEA TRIFÁSICA CAÑAZAS	DLAMT345T100193-P000HO-COOC477	18.238	0%	-	18.238	Factor OYM (Poste)	2016	1	621.348	582.117	94%
301012014100005	LINEA TRIFÁSICA CAÑAZAS	DLAMT138T108250-P000HO-CASC266	360.840	0%	-	360.840	Factor OYM (Poste)	2016	1	621.348	582.117	94%
301012014100005	LINEA TRIFÁSICA CAÑAZAS	DLAMT138T100233-ZB0480B02-SLAALC500500	43.589	90%	39.230	4.359	Asimetría	2016	1	621.348	582.117	94%
301012014100005	LINEA TRIFÁSICA CAÑAZAS	DLAMT345M100000-P024HO-CASA1/0	133.050	0%	-	133.050	Factor OYM (Cable)	2017	1	621.348	582.117	94%
301012015080023	CABLE O SAN CRISTOBAL	DLAMT138T105655-P084HO-CASC477	678	100%	678	-	Sin Castigo	2015	1	1.037.004	116.755	11%
301012015080023	CABLE O SAN CRISTOBAL	DLAMT138T100690-ZB0480B02-SLAALC750750	129.103	90%	116.193	12.910	Asimetría	2015	1	1.037.004	116.755	11%
301012015080023	CABLE O SAN CRISTOBAL	DCRMM138I801	109.320	90%	98.388	10.932	Asimetría	2015	1	1.037.004	116.755	11%
301012015080023	CABLE O SAN CRISTOBAL	DLAMT138M100044-P001HO-CASA1/0	1.112	0%	-	1.112	Factor OYM (Poste y Cable)	2016	1	1.037.004	116.755	11%
301012015080023	CABLE O SAN CRISTOBAL	DLAMT138T100019-P000HO-CASC266	1.417	0%	-	1.417	Factor OYM (Poste y Cable)	2016	1	1.037.004	116.755	11%
301012015080023	CABLE O SAN CRISTOBAL	DLAMT138T106570-P134HO-CASC477	268.296	90%	241.466	26.830	Eficiencia Precio	2016	1	1.037.004	116.755	11%
301012015080023	CABLE O SAN CRISTOBAL	DLAMT138T100019-ZB0480B02-SLAALC5004/0	11.168	0%	-	11.168	Factor OYM (Cable)	2016	1	1.037.004	116.755	11%
301012015080023	CABLE O SAN CRISTOBAL	DLAMT138T100690-ZB0480B02-SLAALC750750	267.379	90%	240.641	26.738	Asimetría	2016	1	1.037.004	116.755	11%
301012015080023	CABLE O SAN CRISTOBAL	DLAMT100165-P003HO-C3ALA1/0	3.421	90%	3.079	342	Eficiencia Precio	2016	1	1.037.004	116.755	11%
301012015080023	CABLE O SAN CRISTOBAL	DLAMT100006-ZB0320B02-CALC500	884	0%	-	884	Factor OYM (Cable)	2016	1	1.037.004	116.755	11%
301012015080023	CABLE O SAN CRISTOBAL	DCRMM138I801	244.226	90%	219.804	24.423	Asimetría	2016	1	1.037.004	116.755	11%
301012015090008	LÍNEA MONOFÁSICA HACIA NUEVA CONV. CALDEI	DLAMT345M100000-P039HO-CASA1/0	32.143	0%	-	32.143	Factor OYM (Cable)	2016	0	89.260	89.260	100%
301012015090008	LÍNEA MONOFÁSICA HACIA NUEVA CONV. CALDEI	DLAMT345M103290-P001HO-CASA1/0	57.117	0%	-	57.117	Factor OYM (Poste)	2017	0	89.260	89.260	100%
301012015051056	S.A. ALTOS DE VISTAMARES	DLAMT345T100066-P002HO-CASA1/0	6.094	90%	5.485	609	Eficiencia Precio	2015	1	75.622	70.137	93%
301012015051056	S.A. ALTOS DE VISTAMARES	DLAMT138M100044-P000HO-CASA1/0	69.528	0%	-	69.528	Factor OYM (Poste y Cable)	2015	1	75.622	70.137	93%

301012014100005 LINEA TRIFÁSICA CAÑAZAS

Corresponde a la construcción del nuevo circuito de 8.5 kms sobre postes de hormigón, que con conductor 266 Aluminio se construyó para la integración de Chiriquí Grande al SIN. Esta obra forma parte del proyecto completo que además incluyó la construcción de la nueva subestación 34.5/13.8, construida dentro de los predios de la SE Cañazas 230 kV. Como hemos explicado antes, el error se cometa al evaluar los códigos descriptivos de forma separada, y no se puede ver que se está penalizando por un lado los postes utilizados para la línea que en total suman 98 y por otro lado, se penaliza el tendido de cables que está en otro código.

301012015080023 Arquitectura de Red David. CABLE “0” SAN CRISTOBAL (2015-2016) Costo total 1,037,004 Castigo 116,775

Corresponde a la extensión de los tramos aéreos y subterráneos del “Cable 0” como parte de la Arquitectura de Red de la Subestación San Cristóbal en David desde la salida de la subestación en Ave. 8 Este recorriendo la Calle E Sur, Ave. Red Gray hasta Ave. 8 Este Final. La salida de la subestación se construyó de forma subterránea con 690m de línea con cable 750MCM Al XLPE 15kV y 5.655 m de línea con cable 477 ACSR en sus tramos aéreos. Adicionalmente, el proyecto contiene pequeños tramos de cables en otros calibres para la reubicaciones de tramos de la red existente, para la interconexión mediante dos Interruptores Telecontrolados (ITC) y de elementos de seccionamiento y protección los cuales fueron penalizados equivocadamente y calificados como OyM al requerirse tramos cortos de cable tanto aéreo como subterráneo. Por ser un trabajo de arquitectura realizado sobre la red existente en una zona urbana densamente poblada, se realizó en dos etapas, iniciando en el año 2015 y finalizando en el 2016 cuando se capitalizó el resto del proyecto.

301012015090008 LÍNEA MONOFÁSICA HACIA NUEVA CONV. CALDERA (2016-2017) Costo total 89,260 Castigo 89,260

Este proyecto corresponde a la extensión de la línea MT para alimentación de la nueva conversión en Caldera desde el circuito 34-49 de la Subestación Dolega. Para este proyecto se extendieron 3,290m de línea aérea 34,5kV con conductor 1/0 ACSR en 40 postes de hormigón. El proyecto se inició en el año 2016 y se finalizó en el año 2017. 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 2016 se capitalizó la mayor parte de los postes y en el 2017 se capitalizó el resto del proyecto donde se pudo apreciar la instalación de los cables y resto de materiales con su mano de obra, los cuales fueron penalizados considerándolos OyM. El objetivo de esta obra fue darle un respaldo a la comunidad de Calderas que antes era alimentada desde una línea muy extensa, 34-51 y pasa a ser alimentada desde un nuevo circuito 34-56.

301012015051056 S.A. ALTOS DE VISTAMARES (2015) Costo total 75,622 Castigo 70,137

Corresponde a la obra para el suministro en MT 34,5kV en San Pablo Viejo, Vía Interamericana. El proyecto consistió en la extensión de 66m de línea aérea MT con conductor 1/0 ACSR en dos postes de hormigón. Para este proyecto se requirió modificar un tramo de la red Mt existente cerca del proyecto para lo cual se necesitaron 44m adicionales de línea 1/0 ACSR, que al ejecutarse sobre la postería existente, fue incorrectamente considerada OyM como consecuencia del análisis individual de los códigos descriptivos y no por obra completa.

En conclusión, como se puede apreciar en los ejemplos que reflejan la tipología de todas las obras que ejecuta EDECHI, 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 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 madera por hormigón o metálico por obsolescencia

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 EDECHI, dificultando de este modo la posibilidad de verificar.

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 debidamente informado de todas y cada una de las gestiones que ha adelantado EDECHI 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 EDECHI.**

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 N° 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 N° 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 N° 10927-Elec de 8 de febrero de 2017 y la Resolución AN N° 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 N° 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 EDECHI y en tal sentido indica lo siguiente:

"... Que mediante nota No. CM-290-2015 de 31 de marzo de 2015, las empresas EDECHI 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 complejidad 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.(EDECHI) 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. (EDECHI) 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. (EDECHI) 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 georeferenciadas.

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. (EDECHI) 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. (EDECHI) 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. (EDECHI) 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. (EDECHI) 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 necesidad 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 EDECHI-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 refleja los grandes esfuerzos que ha realizado EDECHI 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 EDECHI 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 EDECHI 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 EDECHI también confía en que la nueva metodología ayudará a agilizar las auditorías 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, EDECHI 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:

1. 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:

EC2016Proyectos: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

Proyecto"1500-118"|"Adquisición proyecto 1004744 PDP Apps Latam - Conc"|"Adquisición proyecto 1004744 PDP Apps Latam - Conceptualización y Proyecto"1500-119"|"Adquisición proyecto 1002198 HDUF Panamá - Concept"|"Adquisición proyecto 1002198 HDUF Panamá - Conceptualización, aná Proyecto"1500-120"|"Adquisición proyecto 1000988 SAE LATAM - desarroll"|"Adquisición proyecto 1000988 SAE LATAM - desarrollo y gestión de Proyecto"1500-121"|"Adquisición consultoria GNI CONSULTORIA CSC PANAMA"|"Adquisición consultoria GNI CONSULTORIA CSC PANAMA"|"CHIRIQUI"|"C Proyecto"1500-122"|"Adquisición proyecto 1002582 Procesos de conversió"|"Adquisición proyecto 1002582 Procesos de conversión y cierre de a Proyecto"1500-123"|"Adquisición de licencia PRIMEREAD ES"|"Adquisición de licencia PRIMEREAD ES"|"CHIRIQUI"|"CHIRIQUI"|"31/01/2016|31/01/20 Proyecto"1500-124"|"Adquisición aumento de capacidad de comunicaciones"|"Adquisición aumento de capacidad de comunicaciones Subestación Sa Proyecto"1500-125"|"Adquisición proyecto 1000758 Software para implant"|"Adquisición proyecto 1000758 Software para implantación de Sistem Proyecto"1500-126"|"Adquisición proyecto 1000758 Software para implant"|"Adquisición proyecto 1000758 Software para implantación de Sistem Proyecto"5000-01"|"Adquisición proyecto 1003580 Implantación service "|"Adquisición proyecto 1003580 Implantación service bureau - Soporte Proyecto"5000-02"|"Adquisición proyecto 1003730 Campañas RED BT/MT CO"|"Adquisición proyecto 1003730 Campañas RED BT/MT COMPLEMETOS IT"|"C Proyecto"3000-21"|"Adquisición de sillas EDECHI"|"Renovación de todas las sillas de puestos de trabajos, despachos y salas en EDECHI"|"CHI

También se presenta una mayor explicación sobre los activos que el código descriptivo no daba mayor información sobre en qué consistía el activo.

Planilla CC-01-AD		EDECHI						0.9
Año		2014						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQCO						
Total	34					931198.84		0.9
Costo Unitario	27388.2							

Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfi	Fecha	Costo_Total\$	Coefficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-11	CHIRIQUI	18/12/2014	2243.45	0.90	2019.11
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-12	CHIRIQUI	18/12/2014	366.22	0.90	329.60
EQUIPOS DE COMPUTACION COMPUTADORA DE TIPO SE	1.00	PEQCOSE0001	5000-04	CHIRIQUI	30/08/2014	57938.00	0.90	52144.20
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	8.00	PEQCOO0008	5000-05	CHIRIQUI	30/08/2014	20010.00	0.90	18009.00
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-14	CHIRIQUI	09/12/2014	13474.39	0.90	12126.95
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-07	CHIRIQUI	27/11/2014	2243.44	0.90	2019.10
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-08	CHIRIQUI	15/12/2014	597.17	0.90	537.45
EQUIPOS DE COMPUTACION COMPUTADORA PORTATIL	9.00	PEQCOPO0009	5000-02	CHIRIQUI	30/07/2014	12980.46	0.90	11682.41
EQUIPOS DE COMPUTACION COMPUTADORA PORTATIL	5.00	PEQCOPO0005	5000-01	CHIRIQUI	30/05/2014	11127.25	0.90	10014.53
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-09	CHIRIQUI	15/12/2014	198.78	0.90	178.90
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-06	CHIRIQUI	30/08/2014	28499.00	0.90	25649.10
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-03	CHIRIQUI	30/07/2014	12748.36	0.90	11473.52
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-13	CHIRIQUI	19/12/2014	18651.19	0.90	16786.07
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-15	CHIRIQUI	31/12/2014	746045.00	0.90	671440.50
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-10	CHIRIQUI	15/12/2014	4076.13	0.90	3668.52

Planilla CC-01-AD		EDECHI						0.9
Año		2014						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQCM						
Total	2					41463		0.9
Costo Unitario	20731.5							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Project	Área Geográf	Fecha	Costo_Total\$	Coefficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EQUIPOS DE COMUNICACIONES OTROS	1.00	PEQCMO0001	8200-02	CHIRIQUI	31/12/2014	26751.25	0.90	24076.13
EQUIPOS DE COMUNICACIONES OTROS	1.00	PEQCMO0001	8200-01	CHIRIQUI	31/12/2014	14711.75	0.90	13240.58

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

AÑO 2015

Planilla CC-01-AD		EDECHI						0.9
Año		2015						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEDYM						
Total	93					132639.19	0.9	
Costo Unitario	1426.23							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coefficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EDIFICIOS Y MEJORAS OFICINA	93.00	PEDYM000010201F00093	6110-10	CHANGUINOLA	22/12/2015	132639.19	0.90	119375.27

Adecuaciones de 93m2 para establecer la Oficina de Distribución en la nueva Zona de Conseción Changuinola, que contemplan la instalación de pisos de pocelanato, cielo raso, sistemas eléctricos y especiales, climatización y mobiliario.

Planilla CC-01-AD		EDECHI						0.9
Año		2015						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQTC						
Total	5					113500	0.9	
Costo Unitario	22700							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coefficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EQUIPOS DE TRANSPORTE Y CARGA CAMIONETA, JEEP	5.00	PEQTCJ	5110-11	DAVID	31/12/2015	113500.00	0.90	102150.00

Incorporación de cinco (5) vehículo operativos tipo Pick Up 4x4 a un coste unitario de 22700,00

Planilla CC-01-AD		EDECHI						0.9
Año		2015						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQCM						
Total	100					31935.4	0.9	
Costo Unitario	319.354							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coefficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EQUIPOS DE COMUNICACIONES OTROS	100.00	PEQCM00100	3100	CHIRIQUI	31/12/2015	31935.40	0.90	28741.86

Planilla CC-01-AD		EDECHI						0.9
Año		2015						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQOT						
Total	100					36106.51	0.9	
Costo Unitario	361.065							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coefficiente Eficiencia	Costo Eficiente
OTROS EQUIPOS OTROS	100.00	PEQOTO0100	3100	CHIRIQUI	31/12/2015	36106.51	0.90	32495.86

Consisten en 100 Terminales para el Laboratorio de Medidores.

2016

Planilla CC-01-AD		EDECHI					0.9	
Año		2016						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PMOBI						
Total	90					18775.16	0.9	
Costo Unitario	208.613							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coefficiente Eficiencia	Costo Eficiente
MOBILIARIO SILLA	90.00	PMOBIS0090	3000-21	DAVID	31/12/2016	18775.16	0.90	16897.64

Renovación de 51 sillas tipo operativas, 22 sillas tipo visita, 12 sillas tipo sala de junta, 4 sillas tipo reunión, 1 silla gerencial, como parte del Proyecto de Seguridad y Salud.

Planilla CC-01-AD		EDECHI					0.9	
Año		2016						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQTC						
Total	7					149806.51	0.9	
Costo Unitario	21400.9							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coefficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EQUIPOS DE TRANSPORTE Y CARGA CAMONETA, JEEP	7.00	PEQTCJ	5110-22	DAVID	31/12/2016	149806.51	0.90	134825.86

Renovación de siete (7) vehículos operativos tipo Pick Up 4x4.

2017:

Planilla CC-01-AD		EDECHI					0.9	
Año		2017						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PMOBI						
Total	2					10893.75	0.9	
Costo Unitario	5446.88							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coefficiente Eficiencia	Costo Eficiente
MOBILIARIO OTROS	1.00	PMOBIO0001	3000-18	DAVID	31/12/2017	1293.75	0.90	1164.38
MOBILIARIO OTROS	1.00	PMOBIO0001	3000-17	DAVID	31/12/2017	9600.00	0.90	8640.00

3000-18: Renovación de un (1) equipo de climatización para oficinas administrativas en la sede de la zona.

3000-17: Adquisición de un (1) equipos de videoconferencias para reuniones a un coste unitario de 9600,00

Planilla CC-01-AD		EDECHI					0.9	
Año		2017						
Activos Tipo		COMPRADOS						
Cuenta		PEQCO						
Total	11					66017.9	0.9	
Costo Unitario	6001.63							
Concepto	Cant.	Código Descriptivo	Código Proyecto	Área Geográfica	Fecha	Costo_Total\$	Coefficiente Eficiencia	Costo Eficiente
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-03	CHIRIQUI	22/12/2017	10268.99	0.90	9242.09
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-04	CHIRIQUI	23/10/2017	4500.00	0.90	4050.00
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-02	CHIRIQUI	20/12/2017	1252.35	0.90	1127.12
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-10	CHIRIQUI	22/12/2017	6213.15	0.90	5591.84
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-05	CHIRIQUI	01/11/2017	8335.25	0.90	7501.73
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-08	CHIRIQUI	01/12/2017	8505.04	0.90	7654.54
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-11	CHIRIQUI	22/12/2017	5179.16	0.90	4661.24
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-07	CHIRIQUI	07/11/2017	1034.25	0.90	930.83
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-09	CHIRIQUI	06/12/2017	13180.46	0.90	11862.41
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-01	CHIRIQUI	21/12/2017	625.00	0.90	562.50
EQUIPOS DE COMPUTACION OTROS	1.00	PEQCOO0001	5000-06	CHIRIQUI	01/11/2017	6924.25	0.90	6231.83

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.

- Si ASEP consideraba que esta información presentada anualmente desde 2015 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 qué se refiere la ASEP con “dispersión entre los valores de la empresa y los costos internacionales”; 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.

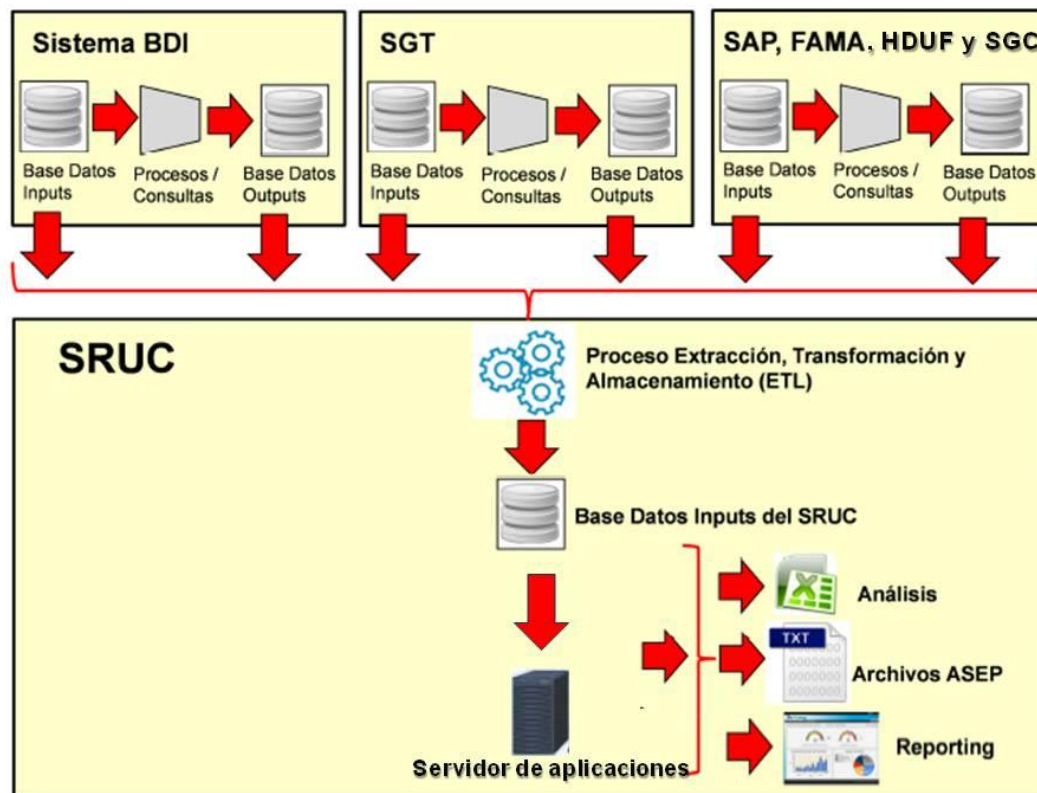
3.9.2.7 Sistemas en General y Sistema SRUC en Particular

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



Esta estructura muestra los distintos componentes de la aplicación:

- 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.
- 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.
- Servidor de aplicaciones: el servidor de aplicaciones contiene las reglas de procesamiento
- 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.

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.

Facturación del Sistema (EDECHI, S. A.) \$61.792,47			
Año	NºFactura	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	Fase I SRUC: <u>Proyect Manager</u>
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)

Facturación del Sistema (EDEMET, S. A.) \$594.961,19			
Año	NºFactura	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 <u>CubePlan</u>
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 <u>CubePlan</u>
2016	1FDM110002998 - 00004461	2.079,82	Fase II SRUC: Desarrollo de software (vistas en BDI - SGI)

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

Facturación NO SRUC (EDEMET, S. A.)

Año	Código Proyecto	NºFactura	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	NºFactura	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 los requerimientos regulatorios y a la transparencia presentada aquí respecto de cada factura asociada al sistema SRUC. Así 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 400 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 EDECHI hay 132.660 clientes, mientras que en el cálculo del IMP se utiliza 132.264 usuarios, lo que representan 396 usuarios menos.

Ordenación histórica:	Ordenación histórica:	Vigentes al Inicio	Incorporados a Contratos	Modificados	Datos de Baja	Vigentes al Final
				Todas	Tarifa	Tipo Cliente
12/2016	12/2016	451.605	2.340	1.588	0	1.241
11/2016	11/2016	450.376	2.318	830	0	1.628
10/2016	10/2016	448.930	2.683	1.250	0	1.250
09/2016	09/2016	447.370	2.708	1.423	0	1.157
08/2016	08/2016	445.567	3.071	1.415	0	1.293
07/2016	07/2016	443.943	2.767	1.358	0	1.138
06/2016	06/2016	442.180	2.953	1.348	0	1.203
05/2016	05/2016	440.235	3.151	1.379	0	1.234
04/2016	04/2016	438.424	3.014	1.437	0	1.222
03/2016	03/2016	437.122	2.570	1.565	0	1.268
02/2016	02/2016	436.071	2.158	1.348	0	1.108
01/2016	01/2016	434.218	2.843	1.343	0	1.190

- 2- La metodología utilizada para el cálculo de **nuevos usuarios** como 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 pe-

río 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 1.500 medidores nuevos instalados, que no están siendo contabilizados como 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) como parte de sus acciones de control. Los medidores instalados para reemplazar otros deben ser 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 Auditoría 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. Así tenemos para EDECHI, el detalle de las obras que se deben incluir.

INVERSION EN CIRCUITOS EN MT Y REFUERZO PARA PLANTAS POTABILIZADORAS NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA						
DETALLE	2018	2019	2020	2021	2022	Total
	II Sem				I Sem	
Planta Potabilizadora San Felix	566					566
Soterrado de David	1.516					1.516
TOTAL	2.082				-	5.117

Todas las obras de Media Tensión (2.083 Millones de Dólares) 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 EDECHI mediante notas CM-101-18 y CM-317-18, fechadas 30 de enero 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 EDECHI 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:

Se recomienda desplazar algunas inversiones como la Arquitectura de Red asociada a la Nueva Subestación Changuinola para el 2020 ya que al retrasarse la entrada en vigencia del nuevo IMP 2018-2022, 6 meses tarde, de la misma manera, se retrasa la gestión e inicio de estas obras.

Consideramos que se requiere de inversiones en tecnología sobre el sistema de distribución de energía de EDECHI, observamos que son necesarios incorporar proyectos para mejorar la gestión de los clientes, los cuales puede incluir:

- 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 6.000 luminarias de Sodio por tipo LED para EDECHI en los cuatro años, esto adicional a las casi 7.000 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.

CANTIDAD DE LUMINARIAS ADICIONALES (ALUMBRADO PÚBLICO)									
DETALLE	2018	2019		2020		2021		2022	Total
	II Sem	I Sem	II Sem	I Sem	II Sem	I Sem	II Sem	I Sem	
Crecimiento Vegetativo - Sodio		655	657	657	657	657	657	657	4.597
Crecimiento Vegetativo - LED		116	116	116	116	116	116	116	812
Crecimiento Vegetativo		771	773	773	773	773	773	773	5.409
Carretera David-Boquete - 800 Luminarias LED		400	400						800
Carretera Concepción-Cerro Punta - 600 Luminarias LED		300	300						600
Centro Penitenciario -54 Luminarias LED		54							54
Proyectos Especiales Luminarias LED - REEMPLAZO DE LUMINARIAS		912	912	912	912	912	912	913	6.385
Proyectos Especiales	0	754	700		0		0	0	1.454
TOTAL	0	1.525	1.473	773	773	773	773	773	6.863

3.11 Costos No Contemplados en Ecuaciones de Eficiencia

3.11.1 Costos de OYM de Alumbrado Público

La ASEP propone reconocer a EDECHI un costo de alumbrado público de B./ 6.95 por luminaria, de acuerdo con el siguiente análisis (página 60 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/. 269,031 y B/.460,279, respectivamente. Luego, estos valores se dividieron entre la cantidad de luminarias al mes de junio de dichos años, los cuales fueron de 50,712 y 54,720 luminarias, respectivamente. Con estos datos se obtienen los valores de 5.30 B./luminaria para el 2016 y 8.41 B./luminaria para el 2017 (ajustados a junio de 2018 por el índice tarifario). Por otro lado, el costo por luminaria reconocido en la revisión anterior para EDECHI actualizado (con factor de ajuste tarifario 2014-2018, igual 1.0334 obtenido a partir de los factores de actualización de cargos VAD de alumbrado público) resulta de 4.28 B./luminaria.

Sin embargo, dada la incorporación de CHANGUINOLA a EDECHI en 2015, zona que presenta costos de operación y mantenimiento mayores al ser de carácter rural, se ha adoptado como criterio para definir el valor a reconocer por OyM, el promedio de los valores estimados a partir de los balances regulatorios del 2016 y del 2017, resultando así en un valor de 6.95 B./luminaria.

Este valor propuesto por ASEP representa solo el 57% del costo real de alumbrado público reflejado por la Contabilidad Regulatoria de EDECHI 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	\$ 269,031	\$ 460,279
Otros Gastos de Alumbrado Público	\$ 95,890	\$ 164,056
Gasto Administrativo	\$ 133,555	\$ 37,309
Costo Total	\$ 498,476	\$ 661,644
Cantidad de Luminarias a Junio	50,679	54,042
Costo Medio por Luminaria	\$ 9.8	\$ 12.2

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

Como puede apreciarse, la propuesta de B./ 6.95 por luminaria de ASEP resulta muy inferior a los costos medios reales que para los años 2016 y 2017 han sido de B./ 9.8 y B./ 12.2, respectivamente.

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

- 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.
- 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./ 12.24 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	Jul 2018-Jun 2019	Jul 2019-Jun 2020	Jul 2020-Jun 2021	Jul 2021-Jun 2022
OM	\$ 11,149,524	\$ 10,670,780	\$ 10,983,767	\$ 11,305,950	\$ 11,637,601
COM	\$ 12,406,812	\$ 11,806,900	\$ 12,198,128	\$ 12,602,318	\$ 13,019,902
ADM	\$ 7,288,090	\$ 6,981,927	\$ 7,182,179	\$ 7,388,175	\$ 7,600,079
Activo Bruto		Jul 2018-Jun 2019	Jul 2019-Jun 2020	Jul 2020-Jun 2021	Jul 2021-Jun 2022
AD	\$ 201,380,688	\$ 175,280,946	\$ 193,784,392	\$ 210,562,306	\$ 225,895,109
AC	\$ 10,612,795	\$ 9,388,309	\$ 10,187,389	\$ 11,012,640	\$ 11,862,844
Ratio Costo por MM de B./ de Inv. Adic.					
OM / (MM B./ Inv. Adic. D)	\$ 55,365				
COM / (MM B./ Inv. Adic. C)	\$ 1,169,043				
ADM / (MM B./ Inv. Adic. D)	\$ 36,191				

Ejemplo de Aplicación - Datos Consulta Pública

Inversión Adicional	Jul 2018-Jun 2019	Jul 2019-Jun 2020	Jul 2020-Jun 2021	Jul 2021-Jun 2022
Distribucion	3,461,874	8,325,000	6,275,000	4,495,000
Comercializacion	26,000	52,000	54,000	54,000
Activo Bruto por Inversion Adicional	Jul 2018-Jun 2019	Jul 2019-Jun 2020	Jul 2020-Jun 2021	Jul 2021-Jun 2022
Distribucion	3,461,874	11,786,874	18,061,874	22,556,874
Comercializacion	26,000	78,000	132,000	186,000
Costo Adicional Requerido	Jul 2018-Jun 2019	Jul 2019-Jun 2020	Jul 2020-Jun 2021	Jul 2021-Jun 2022
OM Adicional	191,668	652,585	1,000,003	1,248,871
COM Adicional	30,395	91,185	154,314	217,442
ADMAicional	125,287	426,574	653,670	816,347

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 de Usted,

CINTHYA CAMARGO SAAVEDRA

Adj.

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