

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No.18496 -Elec

Panamá, 21 de junio de 2023

“Por la cual se aprueba el Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)** y a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN CHIRIQUÍ, S.A.(EDECHI)**, para el periodo comprendido del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026 y se dictan otras disposiciones.

EL ADMINISTRADOR GENERAL

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como un organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, señala que le corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que el artículo 96 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, esta Autoridad Reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de las tarifas;
5. Que por su parte, el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años; pero que excepcionalmente, podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas;
6. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, al cual deberán acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la **prestación** de esa actividad;
7. Que las fórmulas tarifarias vigentes para el Servicio Público de Distribución y Comercialización vencieron el 30 de junio de 2022, por lo que es preciso aprobar un nuevo Ingreso Máximo Permitido (IMP);
8. Que mediante la Resolución AN No.17542-Elec de 31 de marzo de 2022 y su modificación, se extendió la vigencia de los Pliegos Tarifarios del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, aplicables a los clientes, y por el uso de redes de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)**, la

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI) y la EMPRESA ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), aprobados para el periodo comprendido del 1° de julio de 2018 al 30 de junio de 2022;

9. Que mediante Resolución AN No.18208-Elec de 3 de febrero de 2023, esta Autoridad Reguladora sometió a un proceso de Consulta Pública la propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) para las empresas de distribución y comercialización del servicio público de electricidad;
10. Que la propuesta completa estuvo disponible para la Consulta Pública del 3 de febrero de 2023 al 9 de marzo de 2023 en el periodo dispuesto para recibir comentarios y observaciones de la propuesta de Ingreso Máximo Permitido, y se recibieron comentarios de:
 - Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.(EDEMET)
 - Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.(EDECHI)
 - Elektra Noreste, S.A.(ENSA)
 - AES Panamá, S.A.
11. Que mediante la referida Resolución, también se ordenó la presentación del Pliego Tarifario Preliminar que regirá para el nuevo periodo; no obstante, el término que se concedió en dicha resolución para presentar el respectivo pliego fue prorrogado mediante las Resoluciones AN No. 18239 de 6 de febrero de 2023 y Resolución 18272-Elec de 16 de marzo de 2023, hasta el 14 de abril de 2023;
12. Que mediante la Resolución AN No.18326-Elec de 28 de marzo de 2023 modificada por la Resolución AN No.18414-Elec de 11 de mayo de 2023, esta Autoridad aprobó las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del 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 la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026;
13. Que mediante la Resolución AN No.18166-Elec de 17 de enero de 2023, esta Autoridad Reguladora aprobó la Tasa de Rentabilidad a aplicar para efectos del cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo 2018-2022;
14. Que a continuación se procede a revisar y a responder, los comentarios presentados por la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) dentro del periodo de la Consulta Pública sobre el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de las empresas de distribución **EDEMET y EDECHI:**

14.1 RECONOCIMIENTO DE INVERSIONES 2018-2022

Reconocimiento de inversiones sustentadas con Procesos de Concurrencia

Solicitan que para los costos de estas inversiones se les reconozca como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia y esto es, sin aplicarle ningún descuento o castigo adicional.

ANALISIS DE LA ASEP

Es importante destacar que corresponde a las empresas distribuidoras garantizar que los proyectos que realicen estén debidamente documentados en tiempo y forma, de manera tal que permita a esta Autoridad considerarlos dentro de los activos de la Base de Capital.

El numeral 1 del literal (v) de los artículos 24 y 26 del Título IV del RDC establecen lo siguiente:

"A las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del

AA

Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de concurrencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018." (El resaltado es nuestro)

Es necesario aclarar que en la revisión tarifaria que nos ocupa, no se ha realizado ningún ajuste por concepto de costos eficientes. Lo anterior se puede evidenciar en las planillas CC-01-YYYY, donde no se ha comparado los distintos códigos de proyecto con costos internacionales como se realizó en revisiones tarifarias anteriores.

No obstante, los proyectos ejecutados por procesos de libre concurrencia no están exentos del análisis sobre la verificación de que efectivamente sean inversiones y que no existan problemas de asimetría de la información, que permita errores, como, por ejemplo, la capitalización de gastos operativos. Ahora bien, tal y como se indicó en la Consulta Pública existieron elementos que no pudieron ser verificados, por lo que esta Autoridad concluyó que es necesario aplicar un coeficiente por asimetría de información.

En ese sentido, se destaca que no se está aplicando un castigo por eficiencia y se les advierte a las empresas de distribución que el coeficiente por asimetría de información determinado para esta revisión es el mismo utilizado en la revisión tarifaria anterior.

Por las razones expuestas no se acepta su solicitud.

14.2 DEPRECIACIÓN MEDIA POR GRUPO DE ACTIVOS

Señalan que al momento de realizar el cálculo de las tasas de depreciación se observan dos inconsistencias materiales que deben corregirse, ambos al momento de calcular la Base de Capital Bruta que constituye el denominador para calcular estas tasas de depreciación. La primera consiste en utilizar como Base de Capital Bruta el valor del Activo que incluye Activos Totalmente Depreciados.

Este valor es incorrecto ya que la tasa de depreciación así calculada estaría considerando activos que ya no generan depreciación y, por lo tanto, no son comparables con los Activos Nuevos a incorporarse. La corrección de este concepto no reviste mayor dificultad ya que los modelos de ASEP calculan el monto del Activo Totalmente Depreciado que debe considerarse.

La segunda inconsistencia que contiene este cálculo es que el Activo Bruto incluye el monto del Activo Aportado por Terceros, pero el flujo de depreciaciones no incluye este monto. Por lo tanto, la tasa resultante resulta inconsistente.

Señalan que lo correcto es que el Activo Bruto a considerarse como base de cálculo tenga deducido el valor del Activo Aportado por Terceros. Vale destacar que la tasa promedio del 4.08% es consistente con una vida útil promedio de los activos de 24.5 años, mientras que el cálculo con errata arrojaba una tasa del 2.85% que se corresponde a una vida útil de 35 años. Teniendo en cuenta que la vida útil regulatoria no supera los 30 años para ninguna cuenta, salvo terrenos, resulta más razonable la tasa resultante de corregir estas inconsistencias.

ANALISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad analizó lo planteado por EDEMET y EDECHI, y considera correctas sus observaciones, por lo que se hacen las correcciones pertinentes. En ese sentido se hacen las siguientes consideraciones:

- Para el cálculo de la tasa de depreciación para aplicar a las inversiones proyectadas para el periodo tarifario, se utilizó la diferencia entre la Base de Capital Bruta y la Base de Capital con Activos totalmente depreciados, atendiendo lo indicado por la distribuidora para no considerar activos que ya no generan depreciación. Esto se presenta en la hoja "BC y Dep", Columna C67:C87 del Anexo B – EDEMET Modelo 2022-2026.
- Con respecto al segundo comentario "que para el cálculo de la tasa de depreciación se consideró que el Activo Bruto incluye el monto del Activo Aportado por Terceros, pero el flujo de depreciaciones no incluye este monto". Esta Autoridad revisó el cálculo del flujo de depreciaciones tal que consideren como parte del cálculo los aportes de terceros, esto se

AL

puede observar en las columnas DJ, EK, FH, GE, HB de la hoja "BC y Dep" perteneciente al Anexo B – EDEMET Modelo 2022-2026.

Adicionalmente, para el cálculo, se ajustó la asignación de propiedad y planta en la Base de Capital, tal que se distribuya en distribución y comercialización sin considerar el alumbrado público, de acuerdo con la metodología aplicada en las revisiones tarifarias anteriores. Esto se presenta en la hoja "BC y Dep" C68:C70 del Anexo B – EDEMET Modelo 2022-2026.

Por consiguiente, se han revisado y corregido todas las fórmulas necesarias en la hoja "BC y Dep" del modelo de cálculo de IMP de ambas empresas. Y se calcula nuevamente la depreciación usando los nuevos porcentajes obtenidos a partir de la base de capital revisada, y se aplican a las inversiones revisadas para el nuevo periodo tarifario. Los valores de depreciación resultantes fueron los siguientes:

EDEMET

Concepto	Depreciación Consulta Pública	Depreciación solicitud EDEMET	Depreciación ajustada
% Depreciación s/BC D	2.75%	3.96%	3.98%
% Depreciación s/BC AP	4.11%	5.05%	4.55%
% Depreciación s/BC C	3.33%	5.01%	5.08%
% Total Depreciación	2.85%	4.08%	4.08%

EDECHI

Concepto	Depreciación Consulta Pública	Depreciación solicitud EDECHI	Depreciación ajustada
% Depreciación s/BC D	2.97%	4.16%	4.20%
% Depreciación s/BC AP	3.97%	5.26%	4.55%
% Depreciación s/BC C	3.67%	5.08%	5.14%
% Total Depreciación	3.07%	4.28%	4.28%

14.3 ERRATA EN LOS DATOS DE CLIENTES APLICADOS EN ECUACIONES DE EFICIENCIA (EDEMET)

La planilla de cálculo del IMP contiene una errata en el cálculo de los Costos e Inversiones Eficientes, ya que no utiliza los datos de Clientes proyectados contenidos en la hoja Demanda de dicho modelo, e iguales a los indicados por la ASEP en la metodología descrita en el Anexo A, sino que se utilizan otros datos equivocados. En la sección I.1.1 del Anexo A, se presentan en la tabla 16 las proyecciones del número de clientes a considerar para el cálculo del IMP. Estos datos coinciden con los que se presentan en la hoja "DEMANDA" de la planilla del Modelo del IMP.

TABLA 16 NÚMERO DE CLIENTES - EDEMET

Años	Clientes
Jul 2021 – Jun 2022	586,414
Jul 2022 – Jun 2023	604,532
Jul 2023 – Jun 2024	625,655
Jul 2024 – Jun 2025	644,740
Jul 2025 – Jun 2026	662,848

Fuente: Elaboración Propia

Sin embargo, el número de clientes utilizados para la estimación de los activos y costos eficientes son diferentes y menores a los informados en la metodología, por lo que consideran puede tratarse de un descuido involuntario, además, estos datos se encuentran pegados como valores y no están vinculados a los datos de la hoja "DEMANDA", lo que impide conocer cuál es su origen.

afp

Por lo tanto, se solicita a la ASEP corregir para considerar en el cálculo de los Costos e Inversiones Eficientes la Proyección de Clientes correcta, la cual se encuentra en la hoja Demanda del modelo de cálculo del IMP.

ANALISIS DE LA ASEP

Del comentario en cuestión, se realizó la verificación correspondiente, encontrando los datos señalados, por lo que se corrigieron las cifras en el modelo, vinculando la formulación con la hoja demanda.

14.4 CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE ACTIVO NO REGULADO

Para adecuar el IMP por el efecto de ingresos provenientes de actividades no reguladas, ASEP propone un coeficiente de 0.951 basado en datos de los Estados Contables Regulatorios reportados entre 2018 y 2021.

Respecto de esta propuesta, la primera observación que surge es que la ASEP ha cambiado el criterio utilizado para el IMP 2018-2022. En aquella oportunidad se consideró como referencia el valor del último año disponible, mientras que ahora se considera un promedio de los últimos 4 años. La consideración de un promedio suele ser un criterio más prudente, pero en este caso se observa que dicho criterio afecta fuertemente el resultado por ser los años anteriores significativamente inferiores.

Esto pone de relieve un segundo comentario, y es el hecho de que existe un grave desliz en el valor considerado como Ingreso No Regulado. Un indicio de esta realidad se observa al analizar la volatilidad del valor considerado, que pasa de más de 8 millones de balboas en 2019 a poco más de 2 millones en 2021.

El único concepto de ingreso de los que EDEMET percibe que constituye un ingreso por actividades no reguladas corresponde al arrendamiento de infraestructura de red para uso de empresas de cable y telecomunicaciones. Según la certificación presentada por UFINET (Anexo 1), que es la empresa que administra el alquiler de los postes e infraestructuras para EDEMET, mediante contrato el uso de los excedentes, es decir el uso de las infraestructuras por otras empresas de telecomunicaciones, los ingresos provenientes de esta actividad son los siguientes:

CODIGO	CLIENTE	2018	2019	2020	2021
		EDEMET	EDEMET	EDEMET	EDEMET
150	Mobilnet de Panama, S.A.	5,886			
297	TELCONET PANAMA S.A.	2,994	8,074		
300	Interfast Panama S.A.	45,874	40,392	44,287	41,600
365	TRANS OCEAN NETWORKS, CORP				692
PACLI00017	CABLE AND WIRELESS PANAMA, S.A.	1,347,254	1,375,551	1,432,157	1,724,337
PACLI00024	Telecomunicaciones Digitales, S.A	1,261,577	1,371,252	1,450,995	1,482,917
PACLI00052	GALAXY COMMUNICATIONS CORP	13,572	35,788	71,124	61,564
PACLI00130	METRO MPLS	68,378	120,283	131,810	141,475
PACLI00137	CLARO PANAMA, S.A.		97	5,837	105,472
PACLI00223	MOCATEL TECHNOLOGY INC.	6,710	13,420	13,420	13,420
PACLI00256	GOLD DATA PANAMA CORP.	48,250	65,109	74,825	74,228
	TOTAL	2,796,880	3,029,967	3,224,455	3,645,705

A fin de entender las causas en la diferencia de estos valores con los utilizados por ASEP, EDEMET analizó el origen de la información y detectó que el valor extraído por la ASEP de la Contabilidad Regulatoria se corresponde con el concepto de misceláneos dentro de la hoja "ER03" correspondiente a Otros Ingresos.

Este concepto no refleja de manera directa el ingreso de arrendamiento de infraestructuras, y por lo tanto no debe ser utilizado para el cálculo de este coeficiente. Este concepto además de los alquileres de infraestructuras de la red eléctrica incluye TPI, Amortización de Activos Donados, entre otros, que no corresponden al concepto de ingresos por actividades no reguladas. Esta información se adjunta con el ánimo de aclaración cualquier duda o confusión que hubiera surgido por parte de la ASEP durante el periodo de recopilación de información previa a la publicación de la consulta. Es preciso señalar que no hemos recibido solicitudes previas de aclaración por parte de ASEP en este sentido.

af

A continuación, se presenta el cálculo corregido según los valores correctos de ingresos no regulados. Vale destacar que con esta corrección se observan valores más estables en el tiempo, resultando el criterio de utilizar el valor promedio de menor impacto

Ajuste Activos no Regulados

Detalle	2018	2019	2020	2021	PROMEDIO
Ingresos no regulados	2,796,880	3,029,967	3,224,455	3,645,705	3,174,252
Ingresos por venta de energía	700,625,418	807,915,560	676,415,391	698,161,284	720,779,413
Compras de energía	- 638,375,299	- 647,800,982	- 560,497,951	- 549,592,346	- 599,066,644
otros ingresos					
Ingreso Neto por actividades reguladas	62,250,119	160,114,578	115,917,441	148,568,938	121,712,769
Factor de ajuste	0.9570	0.9814	0.9729	0.9760	0.9746

ANALISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad Reguladora ha analizado la información presentada por EDEMET y EDECHI, y tiene las siguientes observaciones:

- Sobre el cambio de criterio aplicado que señalan con respecto al IMP anterior, vale la pena resaltar que los valores del período 2018 a 2021 presentan gran diferencia entre años, y es precisamente por eso que se consideró un promedio, ya que el último año presenta una variación significativa en relación con los años anteriores.
- Inicialmente se consideró el saldo de la cuenta Misceláneos del formulario ER-03 de los reportes de Contabilidad Regulatoria, no obstante, tras la observación de las empresas, los ingresos provenientes de actividades no reguladas se ajustaron considerando la información remitida por EDEMET y EDECHI en su nota DIR-671-21 de 15 de septiembre de 2021, en la cual informa los importes correspondientes a ingresos no regulados.
- Para el cálculo de este ajuste, es necesario identificar los ingresos por actividades no reguladas que utilizan infraestructura del sistema de distribución. El uso de la infraestructura se refiere no solo a la asociada estrictamente eléctrica sino a cualquiera integrada en los activos de propiedades y plantas, distribución y comercialización. Así contribuirían a integrar tales ingresos actividades tales como: alquiler de postes, alquiler de transformadores, alquiler o uso por terceros de oficinas, equipos de computación, equipos de comunicaciones, software, etc.
- Como se puede observar en el cuadro que se presenta a continuación los ingresos por actividades no reguladas que surgen de la nota DIR-671-21, representan un valor muy bajo para esta actividad y no reflejan condiciones de mercado. Comparando el resultado obtenido para EDEMET se observa una gran diferencia con los valores que obtiene ENSA por este mismo concepto. La situación en este aspecto debería ser similar a la de ENSA.

Vale la pena recordar que se están utilizando activos por los que están pagando los clientes regulados, por lo cual es necesario que exista la compensación correspondiente, Por ende, las empresas deben mantener actualizados los valores de sus contratos a precios de mercado, ya que de otra forma se estaría ocasionando un traslado de costos entre actividades, en detrimento de los clientes regulados (cautivos).

EDEMET -Detalle	2018	2019	2020	2021	PROMEDIO
Ingresos no regulados	721,380	760,160	913,907		798,482
Ingresos por venta de energía	700,625,418	807,915,560	676,415,391	698,161,284	728,318,790
Compras de energía	- 638,375,299	- 647,800,982	- 560,497,951	- 549,592,346	- 615,558,077
Ingreso Neto por actividades reguladas	62,250,119	160,114,578	115,917,441	148,568,938	112,760,713

Factor de ajuste	0.9885	0.9953	0.9922	1.0000	0.9930
------------------	--------	--------	--------	--------	--------

EDECHI - Detalle	2018	2019	2020	2021	Promedio
Ingresos no regulados	179,970	179,970	391,203		250,381
Ingresos por venta de energía	153,769,677	179,583,524	157,853,026	151,385,746	163,735,409
Compras de energía	- 118,297,086	- 128,494,796	- 105,243,263	- 110,388,423	- 117,345,048

EDECHI - Detalle	2018	2019	2020	2021	Promedio
Ingreso Neto por actividades reguladas	35,472,591	51,088,727	52,609,763	40,997,323	46,390,360
Factor de ajuste	0.995	0.996	0.993	1.000	0.995

El detalle del cálculo del factor de ajuste calculado para ENSA se muestra a continuación:

Detalle	2018	2019	2020	2021	Promedio
Ingresos no regulados	6,356,405	6,800,759	5,906,575	3,687,855	5,687,899
Ingresos por venta de energía	670,553,981	726,169,128	547,280,809	521,183,013	616,296,733
Compras de energía	-537,377,656	-583,893,777	-418,703,632	-381,706,208	-480,420,318
Ingreso Neto por actividades reguladas	133,176,325	142,275,351	128,577,177	139,476,805	135,876,415
Factor de ajuste	0.9544	0.9544	0.9561	0.9742	0.9598

Por lo expuesto no se acepta su solicitud y siguiendo el criterio utilizado en la revisión tarifaria anterior, esta Autoridad determina utilizar para EDEMET y EDECHI el coeficiente de ajuste por actividades no reguladas obtenido para ENSA de 0.9598.

14.5 FÓRMULA PARA AJUSTE INTERNACIONAL DE USD A B/. Y PARÁMETROS UTILIZADOS

Los activos y costos que se obtienen de las ecuaciones de eficiencia y que la ASEP aprueba, se encuentran expresados en dólares de EE.UU.

Para considerar las diferencias de los costos entre EE.UU. y Panamá, en el Capítulo 1 del Anexo A (página 9), se presenta la fórmula para realizar este ajuste, la cual se transcribe a continuación:

$$CT_{PA} = CT_{EEUU} \times [\%MO \times CLR + \%ME \times \%NT \times PPP_{PA}^{EEUU} + \%ME \times (1 - \%NT)]$$

Indican que esta fórmula de conversión es correcta en términos generales para convertir costos desde USD de EE.UU. a B/. de Panamá y, como ha sido planteado recurrentemente en cada revisión tarifaria por EDEMET, presenta sólo una falta conceptual por el hecho de utilizar el CLR (Costo Laboral Relativo) en lugar de aplicar el PPP (Parity Purchasing Power) tal como lo hace con los costos de los materiales nacionales.

Sin embargo, en la actual propuesta de IMP 2022-2026 han detectado nuevos y graves desaciertos en la aplicación de esta fórmula, a saber:

1. Aplicación parcial en Excel de la fórmula indicada en la metodología

Al analizar la aplicación de esta fórmula de conversión en la hoja "Costos y Pérdidas Eficientes" de la planilla "edemet_modelo_2022-2026", se observa que solo se aplicó esta fórmula para el caso de los Activos de Comercialización, en las celdas M44, N44, O4, P44 y Q44. Sin embargo, para los Activos de Distribución, fila 43, se aplicó erróneamente otra fórmula no equivalente, y para el caso de los costos de distribución, comercialización y administrativos (filas 45, 46 y 47) se observan valores pegados como valor que no se corresponden con la aplicación de la fórmula correcta ni con los parámetros indicados en la propia planilla.

Por esta razón, solicitan a la ASEP que corrija las fórmulas de costos y activos eficientes expresados en B/. para que sean calculados según lo establecido en la propia metodología del IMP, respetando los criterios de cálculo que se vienen aplicando en las Revisiones Tarifarias pasadas y que fue utilizado para los costos de Comercialización por la propia ASEP.

2. Porcentajes de Mano de Obra y Material utilizados para convertir costos entre Panamá y USA, y viceversa

Otra inconsistencia que se presenta en el cálculo propuesto por la ASEP se desprende de lo indicado en el primer párrafo de la página 10 del Anexo A de la Consulta, donde la ASEP dice que para la conversión de los costos se utilizaron los factores de ajuste aplicados para convertir los costos de las empresas de Panamá a dólares de Estados Unidos.

CA

Esta afirmación, no convalidada por ningún cálculo presentado por la ASEP, en esta consulta pública ya que – extrañamente - los costos están pegados como valor sin fórmula que los explique, implicaría un cambio arbitrario de criterio respecto de lo que se ha realizado en todas las revisiones tarifarias anteriores.

Pero, lo que es peor, implicaría un nuevo desacierto ya que una cosa es la conversión de los costos reales de EDEMET y EDECHI para hacerlos comparables con los costos reales de empresas de la FERC, y otra cosa muy distinta es tomar costos eficientes resultantes de un estudio de eficiencia para expresarlos en moneda de Panamá.

Por ejemplo, para convertir los costos de comercialización de EDEMET a dólares de EE.UU. es razonable aplicar los porcentajes de Mano de Obra y Material que efectivamente presenta EDEMET. Sin embargo, para convertir los Costos Eficientes resultantes de las ecuaciones de eficiencia lo correcto es utilizar los porcentajes de Mano de Obra y Material representativos de las empresas eficientes que determinaron dicha ecuación. Así lo ha entendido la propia ASEP históricamente, quien siempre procuró utilizar los porcentajes de Mano de Obra y Materiales provenientes de la muestra de empresas eficientes. En síntesis, aun cuando en las planillas de cálculo no se logra observar la aplicación de este principio, está claro que sería un descuido grave considerar el mismo factor al momento de convertir costos reales desde Panamá a EE.UU. que al momento de convertir costos eficientes desde EE.UU. a Panamá.

Por lo anterior, se requiere que la ASEP mantenga el criterio que correctamente ha aplicado en las revisiones tarifarias anteriores y considerar los porcentajes de mano de obra y materiales provenientes de la muestra de empresas comparadoras eficientes.

3. Porcentajes de Material Nacional (No Transable)

Al evaluar la fórmula de conversión de costos de EE.UU. a costos de Panamá se observa que además de los ponderadores de Mano de Obra y Materiales, existe un tercer ponderador para distinguir la porción de Materiales que son de origen Nacional (No Transables) y los que son de origen Internacional (Transables). Respecto de este parámetro, se observa que la ASEP ha introducido cambios de criterio que constituyen además una grave inconsistencia conceptual y de cálculo respecto de este parámetro.

Por lo que solicitan mantener el criterio que correctamente ha aplicado en las revisiones tarifarias anteriores y considerar los porcentajes de mano de obra y materiales provenientes de la muestra de empresas comparadoras eficientes

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Esta Autoridad ha verificado lo observado por EDEMET y EDECHI, y en ese sentido se detalla lo siguiente:

Respecto al punto 1, vale la pena aclarar que para guardar consistencia con el análisis que se realizó en la determinación de las ecuaciones de eficiencia, esta Autoridad Reguladora utilizó inicialmente las funciones inversas de las fórmulas que se utilizaron para llevar valores expresados en Balboas de Panamá a dólares (US\$) de los Estados Unidos.

No obstante, por los comentarios recibidos de parte de las empresas se mantendrá la metodología de actualización aplicada en estudios de IMP anteriores. **Por lo que, se unifica la fórmula aplicada tanto para los activos de distribución como los costos operativos de distribución y comercialización. No obstante, no se descarta que en la próxima revisión tarifaria se pueda volver a revisar este tema.**

Con respecto a la aplicación de la fórmula de conversión en la hoja “Costos y Pérdidas Eficientes” de la planilla “edemet_modelo_2022-2026”, se ajustaron las celdas para los Activos de Distribución, fila 43, y para el caso de los costos de distribución, comercialización y administrativos (filas 45, 46 y 47) se incluyó la formulación sustituyendo los valores pegados como números.

Sobre los puntos 2 y 3, es importante acotar que los porcentajes de mano de obra, materiales importados y materiales nacionales utilizados para el cálculo del IMP, son los que resultaron de los análisis realizados para la determinación de las Áreas Representativas, Empresas



Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a las empresas EDEMET, EDECHI y ENSA desde el 1 de julio de 2022 hasta el 30 de junio de 2026.

Esta información y su cálculo fue parte de la Consulta Pública No. 010-22 aprobada mediante la Resolución AN No.18054-Elec del 30 de noviembre de 2022. El archivo Excel 1 (Procesamiento de Base de Datos 2015-2020), contiene en la hoja "Panel de Control", desde la celda B15 hasta la celda B28 los parámetros utilizados en cuanto a componente de mano de obra y de material.

En el caso del componente de material para OM, COM, ADM, estos se establecieron con los mismos valores del estudio pasado. En el caso del resto de los componentes de mano de obra y materiales, en el archivo de Excel indicado se puede observar la metodología de cálculo.

Se advierte que las empresas distribuidoras no se pronunciaron con respecto a dichos parámetros ni en la Consulta Pública ni en el recurso de reconsideración en contra de la Resolución AN No.18236-Elec del 28 de marzo de 2023. Cabe destacar que estos valores se encuentran debidamente aprobados. Por lo cual no se puede aceptar su solicitud respecto a los porcentajes de mano de obra y materiales.

14.6 REVISIÓN DEL FACTOR DE AJUSTE PARA LLEVAR COSTOS DE JUN-20 A JUN-22

Señalan que el cálculo del IMP requiere que los montos de costos e inversiones eficientes sean expresados en moneda constante de junio de 2022. Dado que los activos y costos que se obtienen de aplicar las ecuaciones de eficiencia se encuentran a valores de junio de 2020, es correcto que deban ajustarse por la inflación observada entre junio de 2020 y junio de 2022. La ASEP calcula este factor de ajuste según se refleja en la Tabla 2 del Capítulo 1 del Anexo A, la cual se muestra a continuación.

TABLA 2 FACTOR DE AJUSTE JUN 2022/JUN 2020

Costo	% Total costos locales	IPC 22/20	FA
AD	52.66%	1.06879845	1.036227
AC	19.33%	1.06879845	1.013298
OMD	49.00%	1.06879845	1.033712
COM	37.01%	1.06879845	1.025460
ADM	63.58%	1.06879845	1.043739

Fuente: Elaboración Propia

No obstante, consideran que este cálculo contiene un grave descuido, ya que el factor solo se aplica sobre los componentes de costo de mano de obra y materiales de origen nacional, dejando sin actualización la parte de costo correspondiente a materiales internacionales. Esto no tiene sentido, ya que es evidente que los materiales de origen internacional también sufren del fenómeno inflacionario y no hay razón alguna para no actualizarlos también por inflación.

En este sentido, dado que son materiales con valores internacionales, sería más adecuado actualizar la porción faltante por la variación del índice de precios al consumidor de los Estados Unidos entre jun-20 y jun-22, tal como se muestra a continuación.

CPI jun-20	257.80
CPI jun-22	296.31
CPI 22/20	1.14940

Por lo tanto, el valor correcto de los factores de ajuste sería el siguiente:

Factor de Ajuste Jun 2022/Jun 2020

Costo	% Total costos locales	IPC 22/20	CPI 22/20	FA
AD	52.66%	1.06879845	1.149396618	1.106956172
AC	19.33%	1.06879845	1.149396618	1.133818284
OMD	49.00%	1.06879845	1.149396618	1.10990299
COM	37.01%	1.06879845	1.149396618	1.119569691
ADM	63.58%	1.06879845	1.149396618	1.098155576

Por lo anterior solicitan a la ASEP realizar esta corrección para expresar correctamente la porción de material internacional de los costos e inversiones eficientes en moneda de junio de 2022.

ANALISIS DE LA ASEP

Se ha procedido a analizar lo planteado por las empresas de distribución, y en ese sentido, debemos enfatizar que la metodología no contiene errores. La misma es consistente con la aplicada en las revisiones tarifarias anteriores, basándose en que los componentes externos deben ser ajustados por la variación del dólar estadounidense, no obstante, el valor del dólar estadounidense no ha sufrido variación y, por lo tanto, el efecto de la actualización viene dada únicamente por la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) aplicada al componente nacional de los costos.

Llama la atención que las empresas distribuidoras planteen un ajuste diferente al que se ha estado aplicando en las últimas determinaciones del IMP, ya que como se ha mencionado anteriormente el ajuste de los componentes externos de las inversiones y costos eficientes determinados mediante las ecuaciones de eficiencia se ha venido realizando a través de la aplicación de la variación del tipo de cambio y en la mayoría de las observaciones de las empresas, el planteamiento central es el de mantener los criterios establecidos en revisiones tarifarias anteriores.

Evidentemente el comentario 1 de las observaciones de EDEMET y EDECHI analizadas en el punto 15.5 textualmente dicen "...respetando los criterios de cálculo que se vienen aplicando en las Revisiones Tarifarias pasadas...".

Por lo tanto, y al no existir un criterio objetivo que permita analizar el cambio de metodología utilizado en determinaciones anteriores del IMP, se mantiene la fórmula de cálculo planteada por esta Autoridad en la Consulta Pública.

14.7 NO RECONOCIMIENTO DE LAS OBRAS DE SOTERRADO DEL CENTRO BANCARIO (2019-PE01) Y DE SANTIAGO (2019-PE02)

Al analizar las planillas CC donde la ASEP realiza el análisis de las inversiones reportadas anualmente por EDEMET, observan que no se está reconociendo nada de la inversión realizada en los Soterrados del Centro Bancario y de Santiago. Indican que esto no sería correcto ya que ha sido la propia ASEP quien comunicara a EDEMET a través de la Nota DSAN-2171-22, Ref:170822-06, que si se incluían dentro del plan de Inversiones para el periodo 2022-2026 las obras necesarias para culminar los trabajos eléctricos, entonces, correspondería incluir en la Base de Capital las obras civiles de estos proyectos.

No solo esto, sino que la ASEP se ha equivocado al aplicar el factor de mano de obra 100% como gasto, ya que para las obras civiles todo se registra como mano de obra ya que es prácticamente imposible separar los materiales de la labor en este tipo de construcciones.

Teniendo en cuenta que EDEMET ha cumplido con la inclusión de estos proyectos en el plan de inversiones del IMP, y que en realidad no cabe la menor de las dudas que se trata de obras de infraestructura civil y no de costos operativos, se solicita a la ASEP corregir y reconocer estas inversiones.

ANALISIS DE LA ASEP

Tomando en consideración, lo establecido en las notas DSAN-2171-2022, DSAN-2348-2022 y CM-714-22, se acepta la solicitud de EDEMET de reconocer dentro de las inversiones las obras correspondientes a los Soterrados del Centro Bancario y de Santiago, sin que esto implique que no se realicen los análisis que corresponden.

No obstante, **es muy importante recalcar que la distribuidora debe disponer del desglose correspondiente de materiales y mano de obra en obras adjudicadas a contratistas, tal como lo exige la normativa regulatoria** (toda vez que la misma no discrimina entre obras ejecutadas directamente con recursos de la empresa y obras ejecutadas por terceros). Por lo que se le reitera a la empresa, su obligación de cumplir con lo establecido en la regulación vigente, con el propósito de que esta Autoridad Reguladora cumpla su función fiscalizadora.

El Apéndice E de la Resolución AN No. 11547-Elec del 17 de agosto de 2017, establece que para los archivos de proyecto se debe reportar los costos de mano de obra como el costo de

MA

mano de obra implicado en la cuenta especificada expresado en Balboas, los costos de materiales como el costo de materiales implicado en la cuenta especificada expresado en Balboas y otros costos que se refiere a los involucrados en la cuenta como transporte, administrativo, expresados en Balboas. Lo anterior implica que en los costos de mano de obra no se deben incluir costos de materiales o viceversa, ya que se tiene destinado una sección específica para cada tipo de costo. Como se puede observar la empresa asigna todo el costo de la inversión a Mano de Obra.

Archivo	Hoja	Código Proyecto	Código Descriptivo	Fecha	Área Geográfica	SumOfMateriales\$	SumOfManoObra\$	SumOfCostoTotal\$
Edemet 2019 proy cuentas	DLSMT- 34,5	2019-PE02	DLSMT345T100000ZB0480 B02SLAALC750750	06/30/2019	Santiago	-	2,513,585.27	2,513,585.27
Edemet 2019 proy cuentas	DLSMT- 13,8	2019-PE01	DLSMT138T100000ZB0480 B02SLAALC750750	06/30/2019	Panamá, Obarrio	-	3,830,921.39	3,830,921.39

14.8 CÁLCULO EN FÓRMULA DE LOS FACTORES POSTES Y CONDUCTOR EN PLANILLAS CC

En el Anexo A de la Metodología de Cálculo del IMP, páginas 15 y 16, donde se listan los criterios aplicados para la Etapa 1 de la revisión de las inversiones, se expresa lo siguiente:

"5) Poste min: cuentas de líneas áreas con menos de dos postes, típico de reemplazo por falla o accidentes, se consideran costos operativos"

"6) Conductor min: cuentas de líneas áreas. Si la cantidad de conductor es menor a 50 metros, se determina que se trata de casos típicos de reemplazos por cortes o roturas, y se considera un costo operativo. Para líneas subterráneas, se toma como mínimo para la aplicación del criterio, 20 metros".

De lo anterior, vale destacar que la condición para considerar una inversión como un gasto es que la cantidad de postes sea menor a dos postes o menor a 50 metros.

Sin embargo, en las planillas CC, columnas AE y AF de las hojas "Datos", se calculan los factores Postes y Conductor aplicando el criterio de que si la cantidad de postes, o longitud de conductor, es "menor o igual" al parámetro correspondiente (indicados en el párrafo anterior), entonces el factor es igual a cero. Para que sea coherente con la metodología del Anexo A, las fórmulas debieran corregirse para incluir solo la condición de "menor".

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Esta Autoridad ha revisado lo planteado por las empresas y ha determinado utilizar el criterio establecido en la revisión tarifaria anterior.

Por esta razón, se han modificado los modelos de tal forma que se considere para la formulación el criterio de una cantidad menor a 2 postes, menor a 50 metros de conductor en líneas aéreas y menor que 20 metros en líneas subterráneas.

14.9 DESACIERTO AL CONSIDERAR COMO GASTO LAS INVERSIONES EN NUEVOS SUMINISTROS

Un número importante de obras que EDEMET 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, por ejemplo, en el caso de obras que utilizan postes existentes o que tienen tramos de distinta sección, que se reportan en forma separada y con una porción de la longitud total de la acometida que sea menor al límite impuesto por ASEP.

Este injusto criterio de castigo lleva a que obras esenciales para el desarrollo de la red y la conexión de nuevos clientes sean penalizadas en un 100% al ser consideradas un gasto. Por lo anterior, solicitan que la ASEP efectúe una detenida revisión de la metodología que se utilizó para la determinación del Criterio de Castigo para las inversiones necesarias para los nuevos suministros, ya que en algunos casos implica desconocer el total de lo invertido.

Este es aplicado erróneamente en muchas obras 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; no analiza las obras de modo integral, sino que lo hace de modo parcial, desconsiderando la obra en su conjunto.

Un análisis individual de cada proyecto de nuevo suministro permite confirmar lo importante que es el reconocimiento total de la inversión para mantener la suficiencia financiera y estabilidad de la Empresa y poder atender las solicitudes de todos los clientes que así lo soliciten. Todo suministro independientemente de la cantidad de postes, longitud de conductor y demás, debe ser reconocido en su totalidad ya que forman parte de las acciones obligatorias por regulación, donde la Empresa espera obtener un rendimiento económico que le permita continuar con la operación de forma sostenida.

ANALISIS DE LA ASEP:

Esta Autoridad analizó lo planteado por EDEMET y EDECHI, y considera oportuno destacar que los criterios aplicados son consistentes con los que se aplicaron en revisiones tarifarias anteriores y que se aplican de forma general en la revisión de los activos.

La mayoría de las obras que por su naturaleza requieren de pocos postes o pocos metros de conductor no son propiamente inversiones, sino más bien costos de explotación del servicio (gastos de operación y mantenimiento). La regulación no debe basarse en las excepciones de instalaciones de 1 poste o extensiones menores a 50 metros para las líneas aéreas, ya que estos casos son mínimos y deben ser cubiertos por costos de operación y mantenimiento.

La conexión de nuevos suministros no afecta la suficiencia financiera de las empresas, porque estos proyectos representan uno de los montos más bajos reportados en el SRUC y son mínimos frente al universo de las inversiones reportadas por las empresas distribuidoras.

Por las razones expuestas no se acepta su solicitud y se mantiene el criterio utilizado, el cual es consistente con las revisiones tarifarias anteriores.

14.10 INCONSISTENCIA AL CONSIDERAR COMO GASTO PARTE DE UNA OBRA MAYOR QUE ES CONSIDERADA INVERSIÓN

En el análisis de inversiones realizado por la ASEP se comete otro desacierto metodológico al aplicar un Factor de Inversión nulo sobre elementos de una obra que en forma global es considerada como una inversión.

Esto constituye un error de cálculo ya que es perfectamente posible, con la metodología de SRUC y la información suministrada por la empresa, realizar un agrupamiento de los elementos por proyecto para convertirlos en obras reales y así determinar que se trata efectivamente de una inversión.

Al no realizar este control, se produce una inconsistencia ya que lleva a que una porción de los elementos de una obra sea tratada como gasto y penalizada. Adicionalmente, la ASEP considera como gasto algunos elementos de obras complejas que, al ser analizados individualmente, no tienen costo de material o de mano de obra. Dichos costos deben analizarse integralmente a nivel de obra, realizando la agrupación que se prevé en la metodología de SRUC.

Se solicita a ASEP considerar las obras en forma integral y no aplicar estos criterios de penalización para estos casos.

A continuación, se presentan algunos casos ilustrativos de esta inconsistencia.

Proyectos Especiales

Muestran ejemplos de proyectos importantes donde también la aplicación del criterio de OyM 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, presentan, por ejemplo, los siguientes proyectos de relevancia:

201022014080677 – Alberto Martinelli Vado del ALAMO S.A. (2018)

Costo Total 61.608,44 – Castigo 33.141,22

AP

Código Descriptivo	Costo Total Elemento	Coef. Eficiencia Elemento	Costo Eficiente	Castigo elemento	Penalidad	Factor O&M
0	28.403,55	0%	-	28.403,55	Mano de Obra	0%
DLSMT345T100069ZB0480B02SLACUC500500	12.697,85	90%	11.428,07	1.269,79		100%
DLSMT345T100069ZB0480B02SLAALA4/04/0	12.398,18	90%	11.158,36	1.239,82		100%
DTRMB345M10010IP001	3.820,17	90%	3.438,15	382,02		100%
DLSMT345M100007ZB0800B06SLAALC500000	1.361,83	90%	1.225,65	136,18		100%
DLSMT345M100007ZB0150B01SLAALA4/01/3	1.352,21	90%	1.216,99	135,22		100%
DLAMT138M100011P001HOCASA004	757,33	0%	-	757,33	Postes y Conductor	0%
DLAMT345T100013P000HOCASC266	473,77	0%	-	473,77	Postes y Conductor	0%
DLAMT345T100010P000HOCASA1/0	343,55	0%	-	343,55	Postes y Conductor	0%

En el año 2018 se completó y se colocó en servicio la obra que consiste en el servicio en media tensión asociado al circuito 34-33, que requería instalación de 1 poste y la extensión de 17 metros de red trifásica en conductor ACSR desnudo 1/0 AWG, además de la estructura y colocación de reguladores. En los distintos trabajos en los que se divide esta obra, se contemplan materiales y mano de obra correspondientes a la actividad.

Sin embargo, se castiga el trabajo asociado con la construcción de la infraestructura de los reguladores, como es la confección de la base y cerca para el banco.

201012020120861 – Carlos Alberto Martínez Gonzalez (2021)

Costo Total 9.594,54 – Castigo 6.971,97

Código Descriptivo	Costo Total Elemento	Coef. Eficiencia Elemento	Costo Eficiente	Castigo elemento	Penalidad	Factor O&M
DLAMT138M100009P000HOCASA1/0	6.351,96	0%	-	6.351,96	Postes y Conductor	0%
DLABTM100163P003HOC3ALA002	2.913,97	90%	2.622,57	291,40		100%
DLABTM100018P000HOC3ALA006	328,61	0%	-	328,61	Postes y Conductor	0%

Obra ubicada en Aguadulce, se trata de una solicitud de nuevo suministro para 60 amperios 2 polos 120/240 desde transformador existente circuito 13-22 Para la ejecución de esta obra se instalaron 2 postes nuevo de 10.5 metros, extensión de acometida 150 mts de LABT con conductor triplex #2.

No se reconocen los trabajos asociados con los materiales (instalación de postes incluidos), en la ejecución de la obra.

102012018050653 – CONCEPTO SOLAR (2018)

Costo Total 11.778,30 – Castigo 7.163,35

Código Descriptivo	Costo Total Elemento	Coef. Eficiencia Elemento	Costo Eficiente	Castigo elemento	Penalidad	Factor O&M
DLAMT345T100045P001HOCOOC477	6.650,58	0%	-	6.650,58	Postes y Conductor	0%
DLAMT345T100061P000HOCASC266	2.942,76	90%	2.648,48	294,28		100%
DLAMT138M100061P000HOCASA1/0	2.184,96	90%	1.966,46	218,50		100%

Obra ubicada en Bejuco (Chame), se trata de una solicitud de nuevo suministro para 60 amperios 2 polos 120/240 desde transformador existente circuito 34-4, para la ejecución de esta obra se instaló 1 poste de 14 metros, extensión de 55 metros de LAMT con conductor 1/0 y conductor ACSR 266.

No se reconoce el trabajo asociado con materiales, al castigarlo en un 100%.

ANALISIS DE LA ASEP

Los criterios establecidos para el reconocimiento de inversiones son consistentes con los aplicados en revisiones tarifarias anteriores y están determinados con base en la racionalidad de las inversiones que se realizan.

Se describe el procedimiento que se realiza para el cálculo del costo eficiente, así:

1. Se calcula el costo total a partir de la suma de los costos de materiales, mano de obra, costos de ingeniería, costos extras costos financieros, costos de derechos.
2. Se procede a evaluar los criterios de fecha, monto de materiales mínimos, costo total mínimo, costo de mano de obra, postes mínimos, conductor mínimo, factor de asimetría de acuerdo con lo establecido en el Anexo III "Criterios Considerados para la Determinación de la Base de Capital" pertenecientes a la Metodología de Cálculo del IMP 2022-2026.

CA

- Se calcula el factor de inversión como la multiplicación del resultado de todos los factores de los criterios evaluados y se destaca que en el caso de los postes y el conductor se considera el máximo de los dos criterios para el cálculo del factor de inversión.

$$=Y2337*Z2337*AA2337*AB2337*AC2337*AD2337*MAX(AE2337;AF2337)|$$

Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG
Cant	m2	Fecha	Materiales	Mobra	CostoTotal	Postes	Conductor	Finv
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	AF2337

- Se calcula el monto de inversión como el producto del costo total calculado en el punto (1) por el factor de inversión calculado en el punto (3).
- Posteriormente, se aplica al monto de inversión calculado en el punto (4) el factor de eficiencia y el factor de asimetría dando como resultado el costo eficiente.

Considerando lo anterior, al código de proyecto **201022014080677 – Alberto Martinelli Vado del ALAMO S.A. (2018)**, se le está aplicando el criterio de mano de obra mínima y de asimetría de la información. Se le aplica el criterio de mano de obra porque los B/.28,403.55 se reporta como un monto total de materiales y no se consideren costos de mano de obra para su instalación. Lo correcto debió corresponder a asignar la porción que correspondía del monto total declarado en materiales como una parte en materiales y la otra parte en mano de obra. Sin embargo, el detalle de esta información sólo la puede brindar el distribuidor por lo cual, a falta de certeza en la calidad de información se le aplica el factor de asimetría a todas las cuentas contables reportadas.

Siendo esto así, no se está aplicando un factor de O&M a las cuentas DLAM como argumentó el distribuidor, solo se está aplicando el factor de inversión y el factor de asimetría para las cuentas DLAM y una cuenta que no tiene código descriptivo, como se puede observar en el siguiente cuadro:

Código descriptivo	Materiales B/.	ManoObra B/.	Costo total elemento B/.	Factor de inversión	Coef De asimetría	Costo eficiente B/.	No reconocido B/.	Observaciones
DLSMT345T100069ZB0480B02SLACUC500500	6,167.49	6,530.36	12,697.85	100%	0.9	11,428.07	1,269.79	Se aplicó factor de asimetría
DTRMB345M10010IP001	2,554.06	1,266.11	3,820.17	100%	0.9	3,438.15	382.02	Se aplicó factor de asimetría
DLSMT345T100069ZB0480B02SLAALA4/04/0	6,470.57	5,927.61	12,398.18	100%	0.9	11,158.36	1,239.82	Se aplicó factor de asimetría
DLAMT138M100011P001HOCASA004	469.78	287.55	757.33	100%	0.9	681.60	75.73	Se aplicó factor de asimetría
DLAMT345T100013P000HOCASC266	227.00	246.77	473.77	100%	0.9	426.39	47.38	Se aplicó factor de asimetría
(cuenta DLAMT138)	28,403.55	-	28,403.55	0%	0.9	-	28,403.55	Se aplicó factor de asimetría y factor de inversión 0
DLSMT345M100007ZB0150B01SLAALA4/01/3	603.56	748.65	1,352.21	100%	0.9	1,216.99	135.22	Se aplicó factor de asimetría
DLSMT345M100007ZB0800B06SLAALC500000	593.83	768.00	1,361.83	100%	0.9	1,225.65	136.18	Se aplicó factor de asimetría
DLAMT345T100010P000HOCASA1/0	149.42	194.13	343.55	100%	0.9	309.20	34.36	Se aplicó factor de asimetría

Con respecto al código de proyecto **201012020120861 – Carlos Alberto Martínez Gonzalez (2021)**, se observa que se declaró por separado la cuenta DLABT en dos partes, en la primera considera 3 postes y en la segunda no declara postes. Para incluir los trabajos de manera completa y consistente en cuanto a los montos de mano de obra y materiales lo adecuado era reportar en una sola cuenta contable - los montos asociados.

Código descriptivo	Materiales B/.	ManoObra B/.	Costo total elemento B/.	Factor de inversión	Coef. De asimetría	Costo eficiente B/.	No reconocido B/.	Observaciones
DLAMT138M100009P000HOCASA1/0	1,576.56	4,775.40	6,351.96	0%	0.9	-	6,351.96	Se aplicó factor de asimetría, factor de postes y factor de conductor
DLABTM100163P003HOC3ALA002	1,654.56	1,259.41	2,913.97	100%	0.9	2,622.57	291.40	Se aplicó factor de asimetría

CA

DLABTM100018P000HOC3ALA006	169.00	159.61	328.61	0%	0.9	-	328.61	Se aplicó factor de asimetría, factor de postes y factor de conductor
----------------------------	--------	--------	--------	----	-----	---	--------	---

En el caso del código de proyecto **102012018050653 – CONCEPTO SOLAR (2018)**, solo se está aplicando el criterio de asimetría de la información, ya que para calcular el factor de inversión se considera como parte del cálculo el valor máximo de la evaluación del factor de postes y el factor de conductor. Es decir, se considera el 100% del factor de postes para realizar el cálculo, por lo cual, no se considera una penalidad por poste y conductor como fue argumentado. Se concluye que este proyecto solo se ajustó en un 10%.

Código descriptivo	Materiales B/.	ManoObra B/.	Costo total elemento B/.	Factor de inversión	Coef. De asimetría	Costo eficiente B/.	No reconocido B/.	Observaciones
DLAMT345T100045P001HOCOOC477	3,022.59	3,627.99	6,650.58	100%	0.9	5,985.52	665.06	Se aplicó factor de asimetría
DLAMT345T100061P000HOCASC266	1,222.72	1,720.04	2,942.76	100%	0.9	2,648.48	294.28	Se aplicó factor de asimetría
DLAMT138M100061P000HOCASA1/0	793.18	1,391.78	2,184.96	100%	0.9	1,966.46	218.50	Se aplicó factor de asimetría

Por lo tanto, se mantienen los criterios aplicados, ya que el análisis de las obras se realizó con base al Anexo III de la Metodología los cuales son consistentes y coherentes a la hora de analizar los códigos de proyectos. Es importante destacar que la empresa distribuidora debe realizar la asignación de montos adecuadamente en el SRUC para que la información se genere sin duplicidad o con alguna modificación que pueda afectar el reporte del activo.

14.11 DESACIERTO EN EL USO DEL COSTO LABORAL RELATIVO (CLR) PARA CONVERTIR EL COSTO EFICIENTE ASOCIADO A MANO DE OBRA

La ASEP comete un grave desacierto en la utilización del CLR, ya que implica aplicar por duplicado un ajuste por productividad o eficiencia. Dado que los costos que arrojan las Ecuaciones de Eficiencia ya tienen incorporada la mayor productividad de las empresas de la FERC, no corresponde aplicar una segunda corrección por diferencia de productividad de la mano de obra de los EE.UU. y de Panamá.

La única reducción que corresponde realizar al costo eficiente de la mano de obra de EE.UU. es por la diferencia de poder adquisitivo de los salarios. Para ajustar los costos resultantes de las ecuaciones de eficiencia, cuya referencia son los Estados Unidos, a valores puestos en Panamá.

Otra forma de confirmar que el Componente de Mano de Obra tiene un ajuste por productividad que no corresponde aplicar, es observando que el componente de Materiales no Transables (%NT x %ME) tiene un ajuste sólo determinado por el PPP.

Esto es así porque los materiales tienen la misma productividad en cualquier país. Quiere decir que, si la productividad o eficiencia de la Mano de Obra ya está considerada por las Ecuaciones de Eficiencia, se debe aplicar la misma metodología de ajuste que para el caso de los Materiales no Transables.

En síntesis, solicitan a ASEP desconsiderar el CLR en la fórmula de ajuste, ya que lo correcto es que el ajuste del costo de mano de obra sea realizado directamente por PPP, y no por CLR.

ANALISIS DE LA ASEP:

Las ecuaciones de eficiencia y su fórmula de ajuste para obtener los valores en balboas de 2022, se aprobaron mediante la Resolución AN No. 18326-Elec del 28 de marzo de 2023, modificada por la Resolución AN No.18414-Elec de 11 de mayo de 2023, mediante la cual se resolvieron los recursos de reconsideración interpuestos.

14.12 INJUSTIFICADO OPTIMISMO EN EL PRONÓSTICO DEL CRECIMIENTO DE LAS VENTAS

A

La proyección del crecimiento esperado de la energía facturada total para el periodo tarifario 2022-2026 es una variable sumamente importante para el recupero del IMP y que debe ser calculada con la mayor rigurosidad posible.

En este sentido, debe destacarse que no resulta equivalente la propuesta metodológica presentada por ASEP y la que presentan EDEMET y EDECHI. En efecto, la proyección de energía total propuesta por ASEP se basa en un único modelo de proyección que busca estimar el Consumo de Energía Total EDEMET y EDECHI, a partir del PIB y del consumo del período anterior.

Por otra parte, EDEMET presentó a la ASEP un Estudio de Proyección de Demanda para el período 2022-2026, el cual contiene una metodología sumamente detallada que contempla, entre otros, Modelos Econométricos en función de la actividad económica para el grupo General (Comercio, Industria, Gobierno), Modelos de Consumo Residencial basados en crecimiento demográfico, ahorro energético e impacto de clientes rurales, Modelos de Alumbrado Público considerando impacto de tecnología LED, Impacto de nuevos clientes de Autoconsumo.

En este contexto, ASEP propone utilizar su propia proyección, lo cual implica esperar una tasa de crecimiento del 3.58% entre 2022-2026, basándose en una única ecuación que vincula comportamiento histórico de la evolución de la demanda y del crecimiento económico de Panamá, sin considerar otros efectos sumamente relevantes.

Sin embargo, un análisis más minucioso muestra que este crecimiento resulta demasiado optimista a la luz de la evidencia de los últimos años. La ASEP justifica su decisión en que sus proyecciones son consistentes con la evolución observada de la demanda de energía y el crecimiento del PIB de Panamá durante el periodo de 2006 a 2021.

Sin embargo, extraer esa conclusión a través de una ventana temporal tan amplia deja fuera una serie de factores que son relevantes para el análisis, y que ameritan separar esa ventana de tiempo en dos partes.

El problema del modelo de ASEP, se observa claramente al evaluar la proyección del período 2022-2026, ya que frente a un pequeño aumento de la tasa de crecimiento del PIB (que según el FMI pasa de 4.3% en 2015-2019 al 5% para 2022-2026), el modelo de ASEP predice un 3.6% de crecimiento del consumo, que es el doble de crecimiento que el 1.8% observado en el período 2015-2019. Claramente esto implica una sobre estimación del crecimiento del consumo en relación con el PIB, generada por no considerar efectos de eficiencia energética y autoconsumo evidentes desde 2015 en adelante.

Por otra parte, la propuesta de proyección de EDEMET, que si considera los fenómenos particulares de cada tipo de consumo, predice que para el crecimiento del PIB del 5%, el crecimiento esperable será del 2.3% promedio anual. Esta proyección refleja más coherencia con lo observado en el período 2015-2019. En este contexto, considerar una tasa de crecimiento de la demanda de energía de 3.6% como propone ASEP resulta evidentemente optimista y riesgoso.

EDECHI señala, que la principal inconsistencia en el modelo econométrico de ASEP es que no tiene en cuenta que, a partir de finales de 2015, se amplió el área de Concesión de EDECHI para incorporar la zona de Changuinola, la cual contaba con numerosos clientes y un volumen de energía casi del 10% del total de EDECHI antes de incluir esta zona. Esto provocó un incremento discreto en el nivel de la energía facturada a partir de 2015 que la ecuación de ASEP no considera. En consecuencia, el modelo de ASEP contiene una distorsión grave por la omisión de este fenómeno que aumentó la demanda desde 2015, y por lo tanto los coeficientes estimados sobre estiman el efecto del PIB en el crecimiento del consumo y así generan proyecciones que sobrestiman el crecimiento de la energía para el nuevo período tarifario.

De lo anterior, consideran que la proyección de la demanda es muy optimista para ambas empresas, por lo que solicitan que se considere adecuadamente el impacto del ahorro energético de la creciente penetración de autoconsumo en la proyección de energía facturada.

CA

ANALISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad Reguladora ha analizado los comentarios vertidos por las empresas de distribución y el análisis que han presentado, y considera que el modelo econométrico utilizado por la ASEP para realizar las proyecciones presenta estimaciones estadísticamente adecuadas y que cumplen con los supuestos establecidos de este tipo de modelado. Destacamos el hecho de que se hicieron las revisiones correspondientes y el modelo econométrico desarrollado cumple con todas las exigencias estadísticas, por lo que corresponde utilizar esta estimación.

Por las razones expuestas, se mantendrá el uso de la información calculada por esta Autoridad.

14.13 INCORRECTA UTILIZACIÓN DE FACTORES DE EFICIENCIA EN CÁLCULO DE DESVÍO POR SUB EJECUCIÓN DE INVERSIONES

La subejecución de inversiones tiene por objetivo corregir la obtención de un costo de capital diferente del aprobado en el IMP por causa de desvíos en el cumplimiento del plan de inversiones.

Desde su aplicación en 2014, este dato se ha calculado teniendo en cuenta las inversiones realmente desembolsadas por la empresa. Sin embargo, en la actual propuesta de IMP la ASEP desconoce el monto realmente erogado por las empresas y se basa en un valor castigado por criterios de eficiencia y/o asimetría. Este ajuste o castigo es inédito, y aplicarlo en el cálculo del descuento por subejecución de inversiones constituye un grave desacierto ya que implica desconocer que la empresa efectivamente ha realizado esos pagos.

Por esta razón, solicitan calcular este concepto respetando la lógica aplicada en el cálculo de los IMP de 2014-2018 y 2018-2022, y considerando el 100% de las inversiones realizadas y reportadas.

ANALISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad ha analizado lo solicitado por las empresas de distribución y tiene las siguientes consideraciones:

- El hecho de que existan observaciones respecto de que se estén considerando gastos de operación y mantenimiento en las inversiones o que por problemas de asimetrías de información el regulador deba realizar reducciones en los importes reconocidos, implica que del total de los importes reportados como inversiones sólo la parte reconocida puede ser considerada como inversiones reales.
- Por lo cual, tiene total sentido el comparar las inversiones reales ajustadas con los importes aprobados para el anterior periodo tarifario. Debemos recordar que no se ha realizado un análisis de eficiencia de los costos.

En el caso de EDEMET, las inversiones declaradas y las ajustadas se observan a continuación:

Año	Semestre	Inversión Declarada	Inversión Ajustada	Var %
2018	II	43,588,342	38,771,752	-11.05%
2019	I	60,407,164	53,447,163	-11.52%
2019	II	60,407,164	53,447,163	-11.52%
2020	I	40,369,445	35,659,442	-11.67%
2020	II	40,369,445	35,659,442	-11.67%
2021	I	41,413,403	36,571,344	-11.69%
2021	II	41,413,403	36,571,344	-11.69%
2022	I	50,235,038	45,211,534	-10.00%

En el caso de EDECHI, las inversiones declaradas y las ajustadas se observan a continuación:

Año	Semestre	Inversión Declarada	Inversión Ajustada	Var %
2018	II	10,202,247	9,054,477	-11.25%
2019	I	11,052,626	9,650,947	-12.68%
2019	II	11,052,626	9,650,947	-12.68%

GA

Año	Semestre	Inversión Declarada	Inversión Ajustada	Var %
2020	I	9,105,448	7,923,540	-12.98%
2020	II	9,105,448	7,923,540	-12.98%
2021	I	8,628,561	7,564,354	-12.33%
2021	II	8,628,561	7,564,354	-12.33%
2022	I	8,188,884	7,305,079	-10.79%

Por lo expuesto no se puede aceptar su solicitud.

A continuación, se presenta el nuevo cálculo en función de la revisión de la información de las inversiones reconocidas para el periodo 2018-2022:

EDEMET En Balboas	Jul 18 - Jun 19	Jul 19 - Jun 20	Jul 20 - Jun 21	Jul 21 - Jun 22
Inversiones proyectadas	76,147,512	106,446,621	104,041,764	109,352,949
Inversiones realizadas a precios corrientes	92,218,915	89,106,605	72,230,787	81,782,879
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2018	92,124,219	88,904,156	72,089,079	82,255,077
Inversión Bruta no ejecutada	-15,976,707	17,542,464	31,952,684	27,097,873
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	-286,982	-258,857	630,201	1,690,899
Inversión Neta no ejecutada	-15,689,724	2,111,597	33,434,080	58,841,054
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	-1,402,661	188,777	2,989,007	5,260,390
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	-1,689,644	-70,080	3,619,208	6,951,289
Valor indexado a Junio 2022	-2,189,864	-83,306	3,945,974	6,951,289
Valor total a descontar	8,624,093			

EDECHI En Balboas	Jul 18 - Jun 19	Jul 19 - Jun 20	Jul 20 - Jun 21	Jul 21 - Jun 22
Inversiones proyectadas	16,668,079	25,156,857	16,779,437	15,257,633
Inversiones realizadas a precios corrientes	18,705,424	17,574,487	15,487,894	14,869,432
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	18,662,570	17,461,705	15,387,606	14,895,288
Inversión Bruta no ejecutada	-1,994,491	7,695,152	1,391,831	362,345
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	-35,843	66,603	229,904	261,428
Inversión Neta no ejecutada	-1,958,649	5,669,900	6,831,828	6,932,745
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	-175,103	506,889	610,765	619,787
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	-210,946	573,492	840,669	881,215
Valor indexado a Junio 2018	-274,517	683,585	917,820	881,215
Valor total a descontar	2,208,104			

Se adjunta este cálculo en Excel dentro de los Anexos de esta Resolución.

14.14 REVISIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN ECUACIONES DE EFICIENCIA

Del análisis del plan de inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia que ASEP ha puesto a consideración, hemos detectado una serie de ajustes requeridos para que dicho plan se adecue correctamente a la realidad.

Estos ajustes son: 1) Incluir la inversión asociada a la Subestación Bella Vista, los cuales por fueron presentados por EDEMET en la presentación del Plan de Inversión a la ASEP pero que por alguna razón no han sido incluidos en esta Consulta Pública. 2) En vista de la incorporación por parte de ASEP de una inversión importante en materia de electrificación rural, se han optimizado los planes para alinearnos mejor con la capacidad operativa de ejecutarlos. Cabe destacar que la capacidad financiera de ejecutarlos dependerá del IMP final resultante para el periodo 2022-2026.

CA

Piden considerar el Plan de inversiones que presentaron tanto EDECHI como EDEMET en miles de Balboas que se detalla a continuación.

Proyecto	TOTALES	2022		2023		2024		2025		2026
		2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	
Nueva Subestación Bella Vista y LATS (230/115/13.8 kV)	4.600		3.600	1.000						
Arquitectura de red MT de subestación Bella Vista	5.000	1.500		2.000	1.500					
LAT Bella Vista - Segunda Línea 115 kV	2.600							1.300	1.300	
Nueva Línea AT Divisa - La Arena en 115kV	10.043	4.558		4.605	880					
Conexión al T2 de SE Chorrera	435	435								
LAT SE Chorrera - SE El Torno 115 (Segunda Línea)	3.300							1.650	1.650	
Ampliación SE Burunga 230/115/34.5 kV	18.101	481		1.673	2.453	3.305	2.874	5.515	1.796	
Arquitectura de Red Subestación El Torno y JDA	3.580			200	1.300	1.300	380	300	100	
LAT Burunga - Howard en 115 kV	17.490	100		150	1.575	6.137	5.714	3.810		
Nueva Subestación Howard 115/12 kV	11.890	750		500	402	5.725	3.207	1.305		
Arquitectura Howard	1.000							500	500	
Nueva Subestación Santiago 2 230/115/34.5 kV	24.301			1.000	500	125	3.272	13.090	4.915	1.399
Arquitectura de red de subestación Santiago 2	6.000					2.000	2.000	2.000		
Nueva SE La Floresta 115/12 kV	18.000	100		1.500	3.000	3.000	6.400	4.000		
Arquitectura de red de la subestación La Floresta	3.000					1.500	1.500			
Ampliación de subestación Pochi	6.299	500		750	1.297	2.626	1.126			
Nueva LAT Llano Sánchez - Pochi en 115kV	7.044					800	4.005	1.106	1.133	
Ampliación de SE El Higo (T4)	4.600	650		750	1.500	1.100	600			
Nueva Línea El Higo - Coronado (34.5 kV) Forrada	1.412	100		656	656					
Ampliación de SE JDA (Segundo Transformador de Potencia)	1.427				1.427					
Nueva SE El Coco 230/34.5 kV	8.095					4.047	4.048			
Transformador para la subestación Santiago en 4 16kV	585	100		485						
Transformador para la subestación Ocu	515	515								
Transformador para subestación Arrajan	630	630								
Nuevos Transformadores Zig-Zag SE El Torno	410	410								
Transformador para subestación Farallon	1.000					1.000				
Transformador para subestación Pese	500					500				
Transformador para subestación Sabanagrande	500								500	
Ampliación de SE Las Tablas	3.547	700		2.386	461					
Soterrado Otramo/Eléctrico Etapa I y II	11.500			2.000	2.000	2.000	2.000	3.500		
Soterrado Santiago/Eléctrico	3.500			845	1.208	1.194	253			
Alumbrado Público (Crecimiento Vegetativo)	14.820	1.853		1.853	1.853	1.853	1.852	1.852	1.852	1.852
Plan de Calidad										
Circuito 34-6B La Arenosa	5.294	1.950		2.196	1.127	21				
Circuito 16-16	350	350								
Circuito 16-19	350	350								
Circuito 34-7C Las Uvas - El Valle	5.070	100		994	994	994	994	994		
Circuito 34-33B SE Santiago - SE Soná	10.047	100		1.418	1.418	986	987	1.512	1.512	2.114
Circuito 34.5 kV (Respaldo Santiago - Montijo)	4.510					50	50	1.123	1.123	2.164
Plan de Implantación de Telemedida	4.900	650		500	500	650	650	650	650	650
TOTAL INVERSIONES EDEMET	226.245	20.482	27.461	26.055	40.917	41.912	44.208	17.031	8.179	

Tipología	TOTALES	2022		2023		2024		2025		2026
		2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	
Nueva SE Veladero 230/34.5 kV	8.550	400		650	2.000	3.000	2.000	500		
Integración de Isla Colón al SIN	10.849	10.645		204						
Arquitectura de red de la subestación Veladero	1.000					1.000				
Nueva SE Changunola 234.5/13.8 kV	5.400	100		1.500	2.800	1.000				
Arquitectura SE Changunola	1.500					500		500		
Nuevo Circuito Changunola - Almirante	2.180	1.680		500						
Transformador ZigZag SE San Cristóbal	410	410								
Segundo Transformador San Cristóbal 115/13.8kV 30MVA	4.900					2.450	2.450			
Segunda LAT MDN - San Cristóbal 115kV	7.500							3.750	3.750	
Transformador para la subestación Volcan	1.000					1.000				
Transformador para la subestación Paso Canoas	1.000									1.000
Alumbrado Público (Crecimiento Vegetativo)	1.840	230		230	230	230	230	230	230	230
Plan de Calidad										
Circuito 34-50 B (Respaldo SE Ch - SE Ve)	13.670	100		370	370	1.919	1.919	1.875	1.875	5.242
Circuito 34-19 B (Respaldo SE Por - SE Vol)	4.660			50	50	2.280	2.280			
Circuito 34-42 B (Respaldo SE Pro - SE PAR)	2.960	100		150	1.370	1.370				
Plan de Implantación de Telemedida	300			50	50	50	50	50	50	
TOTAL INVERSIONES EDECHI	67.449	13.665	3.704	6.870	11.349	10.429	5.605	5.905	10.222	

ANÁLISIS DE LA ASEP

Se revisan las inversiones presentadas y se incorpora lo que esta Autoridad considera necesario.

- EDEMET
 - Se incorpora a las inversiones de subestaciones, arquitectura asociada y líneas en AT no contempladas en las ecuaciones de eficiencia la Nueva Subestación Bella Vista y LATS (230/115/13.8 kV) por B/. 4,600,000.00.
 - Se modifica la descripción “Plan de Implementación de Telemedida 28,300 puntos de telegestión en Panamá y Panamá Oeste” por “28,300 Medidores Inteligentes en Panamá y Panamá Oeste”.

No se acepta la exclusión del Plan de Inversión de Circuitos en MT no Contempladas en las Ecuaciones de eficiencia de los proyectos indicados por la empresa, debido a que se consideran necesarios para mejorar el nivel de calidad de las poblaciones que se beneficiarán con estos proyectos, así como respaldar los circuitos existentes.

COA

El cuadro de inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia se presenta en la hoja inversiones del Anexo B de esta Resolución.

- EDECHI

- No se acepta la exclusión de las inversiones de subestaciones, arquitectura asociada y líneas en AT no contempladas en las ecuaciones de eficiencia de la Nueva Subestación Almirante 2 de 34.5/4.16 kV por un monto de B/.5,000,000.00, debido a que se considera necesario para mejorar la calidad del servicio en dicha zona. Los valores de SAIDI y SAIFI estimados preliminarmente para 2022, para los distritos de Changuinola y Almirante están en su mayoría por encima del límite regulatorio, como se observa en el siguiente cuadro:

	Valores aproximados calculados del 2022		Valores límites de norma	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
Distrito de Almirante				
Rural Concentrada	21	77.75	14	36.7
Rural Dispersa	28	107.41	16	43.8
Rural Muy Dispersa	48	209.53	36	100
Distrito de Changuinola				
Suburbana	8	23.77	12	26.3
Rural Concentrada	10	42.78	14	36.7
Rural Dispersa	29	76.19	16	43.8
Rural Muy Dispersa	20	73.21	36	100

- Se modifica la descripción “Plan de Implementación de Telemedida 1,700 puntos de telegestión en Coosemupar y Distrito de David” por “1,700 Medidores Inteligentes en Coosemupar y Distrito de David”.

El cuadro de inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia se presenta en la hoja “inversiones” del Anexo D de esta Resolución.

14.15 INSUFICIENTE RECONOCIMIENTO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA

EDEMET y EDECHI señalaron que el reconocimiento de pérdidas técnicas debería realizarse con base en los estudios de pérdidas técnicas realizados por las empresas. Solicitan que se le reconozca un porcentaje de pérdidas técnicas adicional por sobre las de las ecuaciones de eficiencia, a fin de que las pérdidas técnicas aprobadas para EDEMET sean del 9.11% y para EDECHI sean del 9.60%

ANÁLISIS DE LA ASEP

Con relación a las pérdidas de las empresas de distribución en Panamá, las mismas se calculan de acuerdo con la metodología establecida en el Reglamento de Distribución y Comercialización, utilizando la ecuación de eficiencia de pérdidas aprobada mediante la Resolución AN No. 18326-Elec del 28 de marzo de 2023, modificada por la Resolución AN No.18414-Elec de 11 de mayo de 2023.

Con la finalidad de reconocer las diferencias en las características del servicio entre los mercados de Estados Unidos de América y Panamá, se eliminaron de la muestra de empresas para utilizar como empresas comparadoras a todas las que presentaron pérdidas menores a 6.5% en el periodo de 2017 a 2020, tal y como se explicó en la Resolución AN No. 18326-Elec del 28 de marzo de 2023, modificada por la Resolución AN No.18414-Elec de 11 de mayo de 2023.

CA

La metodología de empresas comparadoras establecida por la Ley 6 de 1997, en la que se basa el cálculo tarifario en Panamá, se enfoca en determinar niveles **eficientes de inversiones, costos operativos y pérdidas**, variables que se encuentran muy relacionadas. Efectivamente la reducción de pérdidas implica esfuerzos importantes que realizan las empresas eficientes a través de planes que implican la ejecución de inversiones y costos operativos. Por lo tanto, los niveles de pérdidas alcanzados por las empresas comparadoras responden precisamente a inversiones y gastos ejecutados por las mismas.

En el caso de Panamá se observa que de forma recurrente las empresas no han gastado el total de los recursos aprobados para las inversiones en distribución y comercialización ni para los costos operativos de red, comercialización, administrativos y generales. Esto se debe a que las empresas distribuidoras de Panamá no gastan al nivel de las empresas eficientes para lograr los niveles de pérdidas y calidad que las empresas comparadoras alcanzan.

Adicionalmente, la regulación en materia eléctrica permite a las distribuidoras medidas adicionales que permitan mitigar los efectos de éstas pérdidas, como el uso de medidores prepago y la recuperación por fraude, entre otros.

En este sentido, es muy importante considerar que el análisis que realizan EDEMET y EDECHI sólo ve una parte de la situación y no relaciona los resultados obtenidos en pérdidas con los niveles de inversión y gasto que realizan para alcanzarlos.

Por lo que, si bien es cierto que las pérdidas que se establezcan deben ser alcanzables por las empresas, es muy importante considerar que los niveles de inversión y gastos están otorgando recursos que bien podrían haber sido ejecutados en reducir estos niveles de pérdidas y no quedar sin ejecución como se ha observado de forma reiterada.

Por otro lado, debemos recordar los comentarios presentados por EDEMET y EDECHI en la Consulta Pública No.007-22 para “considerar la propuesta de modificación del Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y del Título V, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización”:

“La ASEP propone que a partir del período tarifario julio 2026 a junio 2030, los costos operativos (ADM, O&M, COM) efectivamente realizados en el período anterior, sean utilizados como indicadores unitarios para determinar el IMP correspondiente. Ello incumple con el artículo 101 de la Ley, que establece: “El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras”.

...

*Como se puede colegir de lo antes indicado, esta propuesta resulta contraria a lo textualmente indicado en el artículo 101 de Ley 6, el cual establece que los costos serán reconocidos en base a empresas reales similares, nacionales o extranjeras. Es decir, incorporar como medida del reconocimiento de costos una referencia asociada al **desempeño propio de la distribuidora va en contra de la Ley**, de su texto y de un punto central del marco regulatorio vigente.”(La negrita es nuestra)*

ENSA señaló en sus comentarios en la misma consulta:

“...el criterio de eficiencia para determinar el VAD (o IMP) se debe hacer con base al desempeño de empresas similares, excluyendo implícitamente la posibilidad de que se considere la misma empresa.

...

La práctica vigente, con base en una referenciación con empresas de Estados Unidos, es una garantía que Panamá está usando referentes idóneos en la búsqueda de crear condiciones para tener y mantener un servicio de energía de primer mundo.”

Con respecto a estos comentarios, esta Autoridad aceptó lo planteado por las empresas de distribución.

Por las razones expuestas no se acepta su solicitud.

CA

14.16 INSUFICIENTE RECONOCIMIENTO DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

EDEMET y EDECHI manifiestan que se debe separar las pérdidas gestionables y establecer disminuciones graduales para estas pérdidas y para las pérdidas en zonas rojas. Indican que en 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.

EDEMET y EDECHI solicitan a la ASEP que se reconozca lo siguiente:

1. Para el año 1 del periodo tarifario 2022-2026 un 1.44% de pérdidas no técnicas gestionables.
2. Para los años posteriores, una senda de bajada de 35%, hasta llegar al 0.57% en el cuarto año del IMP para EDEMET y con senda de bajada del 20% anual para EDECHI.

ANALISIS DE LA ASEP

En relación con las pérdidas no técnicas es de mencionar que se utilizó toda la información presentada por EDEMET en el análisis, y de lo presentado se tomó la decisión regulatoria de reconocer el 45% del valor de las pérdidas no técnicas informadas de 3.09%. Este porcentaje otorga a la empresa un valor en dinero mayor al otorgado en el periodo tarifario previo y en el mismo sentido, es para que la empresa cuente con mayores recursos para combatir estas pérdidas.

Respecto a la solicitud de que se les reconozca el 100% de las pérdidas no técnicas en zonas rojas, no es aceptable. Se ha indicado en reiteradas ocasiones que el Regulador considera que no es factible reconocer el 100% de las pérdidas no técnicas en zonas rojas, debido a que es necesario mantener un incentivo para que las empresas mantengan las acciones y gestiones necesarias para evitar que el problema de las pérdidas crezca, y no establecer el criterio de que las mismas "no son gestionables" y que hay que reconocerlas. Si bien las empresas pueden considerar que no es justo que las mismas carguen con este costo, deben considerar que no es justo que los clientes que sí pagan sus consumos de energía paguen por aquellos que no lo hacen.

Es necesario recordar, que tomando en cuenta las acciones de la ASEP en las revisiones tarifarias anteriores, se les reconoce un porcentaje adicional por pérdidas no técnicas desde la revisión tarifaria 2014-2018 y se espera que las empresas hagan lo mejor posible para que estas pérdidas no se incrementen, incluyendo la implementación de medidores prepago cuando corresponda, previa autorización de la ASEP. No obstante, se ha visto que las mismas se mantienen e incluso han aumentado en algunos sectores. Y los montos adicionales que se han aprobado les genera mayores ingresos adicionales que en revisiones tarifarias previas. El mecanismo aprobado permite el reconocimiento de las dificultades para gestionar adecuadamente las pérdidas en las denominadas áreas rojas.

Cabe destacar que en el periodo tarifario anterior dejaron de gastar, EDEMET B/.177 millones y EDECHI B/.90.8 millones, por lo que se les exhorta a utilizar estos montos y los aprobados en este IMP para mejorar su gestión de pérdidas en este periodo tarifario. En el caso específico de zona roja se les otorgó B/.31 millones y de acuerdo con lo señalado por EDEMET sólo utilizaron menos de un millón de balboas para esta gestión, lo que evidencia el desacierto de la empresa distribuidora en no aplicar medidas que resuelvan la situación en estas zonas.

Por otro lado, es claro que la única que puede realizar estrategias para minimizar estas pérdidas es la empresa, porque los clientes no tienen injerencia en el manejo de la compañía

La ASEP considera que el factor de reconocimiento del 45% del valor de las pérdidas no técnicas (3.09%) es un valor adecuado transitoriamente como equilibrio entre los esfuerzos a realizar por la distribuidora en la mejora de su gestión y los mayores costos al resto de los clientes, además de que debe emprender dicha gestión desde el principio del periodo tarifario.

Con base en este análisis, esta Autoridad mantiene su decisión regulatoria de utilizar un adicional a las pérdidas eficientes de 1.39% que corresponde al 45% del valor de las pérdidas no técnicas (3.09%) a incorporar en el cálculo del IMP, para que EDEMET pueda utilizar en la reducción de sus pérdidas. Por lo tanto, no se acepta su solicitud.

CA

Con relación a su solicitud de reconocimiento de pérdidas no técnicas para EDECHI, la empresa no presentó información que sustente el problema en zonas rojas en su zona de concesión como lo hizo EDEMET.

14.17 INSUFICIENTE RECONOCIMIENTO DE PÉRDIDAS DE ZONAS ROJAS DE IMPOSIBLE REDUCCIÓN

EDEMET solicita:

1. Para el año 1 del periodo tarifario 2022-2026 el 100% de las pérdidas correspondientes a las Zonas Rojas y Asentamientos Informales (3.09% de pérdidas), ya que la gestión no depende de las distribuidoras sino del concurso y determinación de las autoridades que hasta la fecha han actuado en sentido contrario, y sobre todo brindando un escaso apoyo con las autoridades policiales y administrativas que intervienen en la solución de esta problemática de orden social.
2. Para los años posteriores, una senda de bajada de 35%, hasta llegar al 1.39% de zonas rojas en el cuarto año del IMP.

La siguiente tabla detalla los porcentajes solicitados para pérdidas no técnicas:

Pérdidas	Jul22/Jun23	Jul23/Jun24	Jul24/Jun25	Jul25/Jun26
PNT Gestionables (1,44% de BT)	1,44%	1,15%	0,86%	0,57%
PNT No Gestionables ZR	3,09%	2,49%	1,89%	1,39%

ANALISIS DE LA ASEP

Se reitera lo señalado para el comentario 14.16.

14.18 EXAGERADO CASTIGO DE LAS INVERSIONES POR ASIMETRÍA

Solicitan no aplicar el 10%, ya que se presentan problemas en la información presentada al regulador. Toda vez que ASEP aplica un castigo en concepto de Asimetría que está representado en un factor de 0.9.

Indican que esto quiere decir que de lo invertido tanto por EDEMET y EDECHI durante el periodo tarifario, será desconsiderado un 10% y no podrá formar parte de la Base de Capital para ser recuperado en concepto de depreciaciones ni generar rentabilidad. Este factor de asimetría presenta dos graves problemas.

En primer lugar, que la justificación del castigo radica en una situación imposible de modificar: Las empresas siempre serán quienes tengan que darle la información a la ASEP para ejercer su rol de fiscalizador. Dado que tienen su información almacenada en distintos sistemas de información cuyo fin es la operación del negocio, no siempre será sencillo satisfacer los requerimientos de información exactamente como la ASEP los solicita.

No obstante, la dificultad natural de esta situación, las empresas siempre han mostrado total predisposición para enviar información complementaria y explicar cualquier consulta que la ASEP efectúe respecto de la información presentada.

Sin embargo, más allá de todo esfuerzo que se realice siempre podrá existir alguna pregunta que por falta de tiempo no pueda ser respondida, y que este hecho genere la aplicación de un castigo generalizado para todas las inversiones resulta sumamente gravoso.

En segundo lugar, y que agrava aún más el punto anterior, es el castigo del 10% de modo generalizado que resulta sumamente gravoso para el recupero de costos de capital, ya que implica directamente reducir un 10% la tasa de rentabilidad que aplica sobre la base de capital neta.

ANALISIS DE LA ASEP

En respuesta a las consideraciones hechas por EDEMET y EDECHI, esta Autoridad tiene a bien indicarle lo siguiente:

CA

El concepto de asimetrías de información está definido de la siguiente manera: *La asimetría de información ocurre cuando, dentro de una negociación, uno de los participantes tiene mayor conocimiento que su contraparte respecto al objeto de la transacción.* En el caso que nos ocupa, existe imposibilidad por parte del regulador de auditar detalladamente todas las obras. Las empresas distribuidoras cuentan con más información que la que se proporciona al regulador y en tal sentido, si encuentra información inconsistente en algunos proyectos es muy posible que también existan inconsistencia en otros proyectos y que por la falta de información que tiene el regulador no se han podido detectar.

El coeficiente de asimetría pretende reconocer la diferencia sustancial entre el conocimiento exacto de la información que posee la empresa y las limitaciones físicas y temporales que posee la ASEP para realizar la verificación en el tiempo disponible, siendo que este es una asimetría causada por la empresa distribuidora, por los retrasos en la entrega de la información.

Al no contar esta Autoridad Reguladora con los detalles de las obras en tiempo oportuno, se utiliza esta figura como un medio alternativo en el análisis de las inversiones, reduciendo así las posibilidades de que se incorporen a las inversiones costos no sustentados.

La presentación de proyectos, retiros de activos de la red, estructuras y elementos de red deben ser entregados por las empresas distribuidoras una vez al año a más tardar el 31 de marzo recogiendo la información del 1 de enero al 31 de diciembre del año anterior de acuerdo con el Apéndice E "Manual Regulatorio para el Reporte de las Adiciones, Retiros y Depreciación de Activos para las Empresas de Distribución Eléctrica modificado mediante las Resoluciones AN No. 6133-Elecc del 6 de mayo de 2013, AN No. 6741-Elec del 25 de octubre de 2013 y AN No. 11547-Elec del 17 de mayo de 2017. En el caso de EDEMET y EDECHI, las entregas de los documentos mencionados en este punto correspondieron a las siguientes fechas:

Año	Nota	Descripción
2018	CM-817-21 del 8 de noviembre de 2021 y CM-820-21 del 8 de noviembre de 2021	Archivos de red hasta el 31 de diciembre de 2018
2019	CM-932-20 del 3 de diciembre de 2020	Archivos de red hasta el 31 de diciembre de 2019
2020	CM-817-21 del 8 de noviembre de 2021 y CM-820-21 del 8 de noviembre de 2021	Archivos de red hasta el 31 de diciembre de 2020
2021	CM-454-22 del 29 de junio de 2022	Archivos de red hasta el 31 de diciembre de 2021
2022	Correo electrónico del 19 de agosto de 2022	Archivos de red hasta el 30 de junio de 2022

Con lo anterior se observa que la mayoría de las entregas se realizaron posterior a las fechas establecidas en la regulación, por lo que este retraso dificulta la revisión completa de ésta oportunamente, dado que el análisis depende en gran medida de la entrega oportuna de la información por parte de las empresas distribuidoras.

Ahora bien, se ha podido advertir que existen elementos que no pudieron ser verificados, ya que la documentación presentada es insuficiente, lo que lleva a esta Autoridad a concluir que es necesario aplicar un coeficiente por asimetría de información. Los ejemplos de inconsistencias presentados en la Consulta Pública se mantienen, la empresa no presentó información adicional para explicar las inconsistencias encontradas:

- Si bien los formularios CC-01 igualan con las incorporaciones de Activo reportadas en los Balances de Información Regulatoria, la evolución de las cuentas reflejada en los formularios BS-01 no es consistente. Los saldos iniciales más las incorporaciones menos los retiros y +/- transferencias y ajustes muestran diferencias. Incluso en algunos casos reflejan un saldo final igual al saldo inicial cuando existen inversiones reportadas tanto en esos formularios como en los formularios CC-01. Aspecto que de hecho muestra un serio problema de asimetrías de información.
- Existen valores de transferencias y ajustes muy significativos (en el caso de EDEMET superior a los 50 millones de Balboas en el año 2021), que no muestran razonabilidad.
- Existen diferencias importantes entre los importes reportados como ATR en los formularios CC-01 y los Balances presentados dentro de la información regulatoria. Los formularios

GA

CC-01 no incluyen las transferencias del Estado. En este caso, se ha considerado la información proveniente de los formularios BS-01.

- Adicionalmente, los procesos de libre concurrencia no están enfocados fundamentalmente en mantenimiento, pero, incluyen el concepto ejecución de obras de nuevos suministros y mejoras MT y BT que es un concepto muy general que podría englobar trabajos de inversión sin serlo. Sin embargo, el concepto no está totalmente claro.

Vale la pena mencionar que EDEMET y EDECHI no ha presentado la información anual completa de los años 2019, 2020, 2021 y 2022, de acuerdo con lo establecido en el SRUC, aún falta la información georreferenciada.

Es en este sentido que se justifica la utilización de un factor global.

Destacamos que el porcentaje utilizado como coeficiente de asimetría es consistente con el aplicado en revisiones tarifarias anteriores.

Por lo expresado, no se acepta su solicitud.

14.19 ACTUALIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO PROPUESTA IMP

Con base en la Resolución AN No. 18256-Elec del 28 de febrero de 2023, se hace necesario que en el documento final de Metodología de Cálculo de la Propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) se elimine el CAPÍTULO III ANÁLISIS DE LOS COSTOS OPERATIVOS REALES DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN al no ser relevante en esta Consulta Pública ni es utilizado para los cálculos del IMP y así evitar malinterpretaciones por parte de cualquier lector de este documento e inconsistencias con lo planteado en el Título IV. Régimen Tarifario del Reglamento de Distribución y Comercialización.

ANALISIS DE LA ASEP

Esta Autoridad considera relevante aclarar que en la revisión tarifaria que nos ocupa no se han aplicado factores de reducción adicional del reconocimiento eficiente de OYM, COM y ADM., no obstante, esta información se presentó inicialmente con el objetivo de que las empresas pudieran analizar el cálculo realizado por la ASEP mediante el cual se obtiene el monto de ingresos aprobados a través del IMP que la empresa no utilizó para ejecutar gastos operativos para los cuales fueron aprobados. Las modificaciones realizadas al RDC aprobadas mediante la **Resolución AN No.18165-Elec de 17 de enero de 2023**, establecían que en la próxima revisión tarifaria se evaluarían los costos operativos reales de las empresas de distribución para compararlos con los resultados de las ecuaciones de eficiencia para tomar en cuenta lo establecido en el artículo 95 de la Ley 6 de 1997 y compartir las ganancias de eficiencia con los clientes. Sin embargo, mediante la **Resolución AN No.18256-Elec de 28 de febrero de 2023 se aceptaron los recursos de reconsideración presentados por las empresas de distribución a la mencionada Resolución AN No.18165-Elec y esto fue eliminado del RDC.**

Sin embargo, el Artículo 22 del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) mandata a esta Autoridad a realizar un análisis integral del periodo tarifario que culmina:

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

Este acápite es necesario para la evaluación integral del periodo tarifario 2018-2022 y permite determinar que las empresas no necesitan recursos adicionales y no lo han justificado, para que esta Autoridad considere ingresos adicionales en el periodo tarifario por cualquiera causa justificada o no, porque recibieron ingresos suficientes para cubrir sus gastos.

CA

Por consiguiente, se rechaza la solicitud de eliminar este acápite del documento de Metodología de cálculo del IMP.

15. Que a continuación se procede a revisar y a responder, los comentarios presentados por la empresa AES Panamá, S.A. dentro del periodo de la Consulta que nos ocupa:

15.1 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS

Solicitan incluir los Sistemas de Almacenamiento de Energía basado en baterías (SAEb) como inversiones reconocidas a las distribuidoras, pues permite una diversidad de aplicaciones que ayudan a optimizar las infraestructuras de la red eléctrica, incrementando la confiabilidad del sistema. Algunas de las aplicaciones que deben incluirse como parte de los IMP de las empresas distribuidoras: Sistemas aislados, Islas o microrredes, Control de demanda de energía, soporte de tensión, seguimiento de carga, mitigación de potencia máxima en horas de punta, liberación de capacidad de congestión bajo contingencia N-1, diferimiento de inversión en distribución, control de reactivo, en términos de líneas de distribución permiten ofrecer a los clientes una alternativa de servicio eléctrico para puntos muy retirados en las líneas mientras se identifican y solucionan averías o fallas, entre otras aplicaciones conexas.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Las empresas de distribución no presentaron este tipo de proyectos para evaluación de esta Autoridad.

15.2 INGRESOS EN LAS ESTACIONES DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Solicitan aclaración de la clasificación que recibirán los ingresos percibidos por las empresas distribuidoras con relación a la actividad de venta de energía mediante las estaciones de carga para vehículos eléctricos, tomando en cuenta la Consulta Pública No. 004-22-Elec "Para considerar la propuesta del Procedimiento para la aplicación del artículo 15 de la Ley 295 del 24 de abril de 2022.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Este tema se definirá en el Procedimiento para la aplicación del artículo 15 de la Ley 295 del 24 de abril de 2022. Por lo que este estudio no considera los ingresos que se puedan generar por la venta de electricidad de estaciones de carga o a propietarios de automóviles eléctricos. La energía que las empresas distribuidoras venderán a las estaciones de servicio debe formar parte de las ventas de energía que realizan las empresas distribuidoras, no obstante, no se cuenta con estimaciones.

15.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA

Solicita la revisión de la demanda prevista de las empresas distribuidoras y la proyección utilizada; ya que al comparar la demanda prevista de ENSA es mayor a la de EDEMET y a la publicada en el Informe Indicativo de Demandas 2022-2042.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

La proyección de la Demanda máxima que se está considerando para el cálculo del IMP es la calculada por ASEP utilizando los modelos econométricos.

15.4 METODOLOGÍA DE LAS ACTIVIDADES NO REGULADAS

Se solicita que se defina dentro de la propuesta lo que está incluido dentro de las actividades no reguladas para las empresas distribuidoras como lo han hecho en informes anteriores.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

CA

Reiteramos lo establecido en el punto 14.4 de la Resolución que nos ocupa.

15.5 REALIZACIÓN DE TALLERES

Se solicita que para la implementación del pliego tarifario se realicen talleres de manejo de la herramienta de cálculos y que la misma sea puesta pública, de modo que se facilite el entendimiento, premisas utilizadas y se pueda replicar los cargos presentados por las Distribuidoras.

ANALISIS DE LA ASEP:

Los pliegos tarifarios se llevarán a consulta pública próximamente, dentro de la cual se presentarán los modelos de cálculo para comentarios de la ciudadanía en general. Adicionalmente, esta Autoridad solicitará a las empresas de distribución dicta un taller virtual dirigido a toda la ciudadanía al inicio de la aplicación del nuevo pliego tarifario, a más tardar 30 días calendario contados a partir de que se hayan aprobado los Pliegos Tarifarios para el periodo de 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026.

16. Que vistas las anteriores consideraciones, esta Autoridad debe indicar que el cálculo del Ingreso Máximo Permitido considera lo siguiente:

- 16.1. La Tasa de Rentabilidad aprobada mediante Resolución AN No.18166-Elec de 17 de enero de 2023.
- 16.2. Las ecuaciones de eficiencia para cuantificar las inversiones futuras en Activos de Distribución y Activos de Comercialización, y para calcular el ingreso para cubrir los Costos de Administración, Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución y los Costos de Comercialización, establecidas mediante la Resolución AN No.18326-Elec de 28 de marzo de 2023, modificada por la Resolución AN No.18414-Elec de 11 de mayo de 2023.
- 16.3. El programa de instalaciones de Alumbrado Público, las inversiones adicionales no contempladas en las ecuaciones de eficiencia y el programa de inversiones en electrificación rural que fueran propuestos en la Consulta Pública, con los ajustes establecidos en esta Resolución.
- 16.4. El costo monómico en el mercado mayorista (incluyendo potencia y energía en el sistema de generación, el sistema de transporte, pérdidas del sistema de transporte y demás costos) a utilizar en la valoración de las pérdidas de energía reconocidas en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de las empresas ajustado en atención a la solicitud realizada por Elektra Noreste, S.A. (ENSA).

17. Que el cálculo de la Base de Capital para Distribución, Comercialización y Alumbrado Público se realizó tomando en consideración los criterios establecidos en el Régimen Tarifario para la Distribución y Comercialización de Electricidad, y los valores revisados de:

17.1. La tasa de depreciación anual para las inversiones que realice la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)** en el periodo tarifario del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026, como siguen:

- Activos de Distribución: 3.98%
- Activos de Comercialización: 5.08%
- Activos de Alumbrado Público: 4.55%

17.2. La tasa de depreciación anual para las inversiones que realice la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)** en el periodo tarifario del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026, como siguen:

- Activos de Distribución: 4.20%
- Activos de Comercialización: 5.14%
- Activos de Alumbrado Público: 4.55%

CA

18. Que vistas las anteriores consideraciones, es deber de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos hacer cumplir las funciones y objetivos de la Ley de su creación y las Leyes Sectoriales correspondientes, por lo que,

RESUELVE:

PRIMERO: FIJAR en Mil Veinticinco Millones Novecientos treinta Mil Quinientos Ochenta y Nueve Balboas con Ochenta y Cinco Centésimos (1,025,930,589.85) el Ingreso Máximo Permitido a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)**, para un periodo de cuatro (4) años, que tendrá vigencia desde el 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026, como sigue y cuyo detalle se incluye en el **ANEXO A** de la presente Resolución y cuyo modelo de cálculo se incluye en el **ANEXO B**, los cuales forman parte integral de la presente Resolución:

Distribución	B/. 611,405,530.94
Comercialización	B/. 182,043,477.61
Alumbrado Público (sistema)	B/. 20,228,259.35
Sub-Total	B/. 813,677,267.89
Pérdidas Estándar en Distribución	B/. 212,253,321.96
Total	B/. 1,025,930,589.85

SEGUNDO: FIJAR en Doscientos Sesenta y Siete Millones Setecientos Ochenta y Ocho Mil Seiscientos Sesenta y Ocho Balboas con Treinta y Nueve Centésimos (267,788,668.39) el Ingreso Máximo Permitido a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)**, para un periodo de cuatro (4) años, que tendrá vigencia desde el 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026, como sigue y cuyo detalle se incluye en el **ANEXO C** de la presente Resolución y cuyo modelo de cálculo se incluye en el **ANEXO D**, los cuales forman parte integral de la presente Resolución:

Distribución	B/. 171,238,842.28
Comercialización	B/. 55,161,349.60
Alumbrado Público (sistema)	B/. 4,510,125.50
Sub-Total	B/. 230,910,317.39
Pérdidas Estándar en Distribución	B/. 36,878,351.00
Total	B/. 267,788,668.39

TERCERO: ADVERTIR que el valor de Pérdidas Estándar en redes de distribución es un valor calculado con el porcentaje de pérdidas estándar fijado y el costo monómico en el mercado mayorista estimado para el periodo. El costo monómico en el mercado mayorista, de acuerdo con las reglas es revisado semestralmente con base en los costos reales.

CUARTO: INDICAR a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)**, que el Ingreso Máximo Permitido aprobado en el Resuelto Primero de la presente Resolución contempla el programa de inversiones en Alumbrado Público de calles y avenidas siguiente, el cual deberá cumplirse en ese periodo, como sigue:

- Cantidad de luminarias y proyectos especiales:

LUMINARIAS QUE SE INCORPORAN	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Crecimiento Vegetativo - LED	6,462	12,924	12,923	12,922	45,231
TOTAL LUMINARIAS ADICIONALES	6,462	12,924	12,923	12,922	45,231

- Monto para las Inversiones en Alumbrado Público

INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO (En Miles de Balboas)	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Crecimiento Vegetativo - LED	2,117	4,234	4,234	4,234	14,820.00

INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO (En Miles de Balboas)	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
TOTAL LUMINARIAS ADICIONALES	2,117	4,234	4,234	4,234	14,820.00

QUINTO: INDICAR a la EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A. (EDECHI), que el Ingreso Máximo Permitido aprobado en el Resuelto Segundo de la presente Resolución contempla el programa de inversiones en Alumbrado Público de calles y avenidas siguiente, el cual deberá cumplirse en ese periodo, como sigue:

- Cantidad de luminarias y proyectos especiales:

LUMINARIAS QUE SE INCORPORAN	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Crecimiento Vegetativo - LED	974	1,948	1,948	1,946	6,816
TOTAL LUMINARIAS ADICIONALES	974	1,948	1,948	1,946	6,816

- Monto para las Inversiones en Alumbrado Público

INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO (En Miles de Balboas)	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Crecimiento Vegetativo - LED	460	460	460	460	1,840
TOTAL	460	460	460	460	1,840

SEXTO: INDICAR a la EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET), que el Ingreso Máximo Permitido, aprobado en el Resuelto Primero de la Resolución que nos ocupa, contempla el programa de inversiones en subestaciones, arquitectura asociada y líneas de alta tensión, el cual deberá cumplirse en ese periodo, como sigue:

Concepto (en Miles de Balboas)	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Nueva Subestación Bella Vista y LATS (230/115/13.8 kV)	4,600	-	-	-	4,600
Arquitectura de red MT de subestación Bella Vista	3,500	1,500	-	-	5,000
LAT Bella Vista – Segunda Línea 115 kV	0	1,300	1,300	-	2,600
Nueva Línea AT Divisa – La Arena en 115 kV	9,163	880	-	-	10,043
Conexión al T2 de SE Chorrera	435	-	-	-	435
LAT SE Chorrera - SE El Torno 115 (Segunda Línea)	-	1,650	1,650	-	3,300
Ampliación SE Burunga 230/115/34,5 kV	2,153	8,762	7,185	-	18,101
Arquitectura de Red Subestación El Torno y JDA	200	2,600	680	100	3,580
LAT Burunga - Howard en 115 kV	250	7,716	9,524	-	17,490
Nueva Subestación Howard 115/12 kV	1,250	8,628	2,012	-	11,890
Arquitectura Howard	-	-	500	500	1,000
Nueva Subestación Santiago 2 230/115/34.5 kV.	1,625	16,362	6,314	-	24,301
Arquitectura de red de subestación Santiago 2	-	2,000	4,000	-	6,000
Nueva SE La Floresta 115/12 KV	1,600	6,000	10,400	-	18,000
Arquitectura de red de la subestación La Floresta	-	1,500	1,500	-	3,000
Ampliación de subestación Pocrí	1,250	3,923	1,126	-	6,299
Nueva LAT Llano Sánchez – Pocrí en 115kV	-	4,806	2,239	-	7,044
Ampliación de SE El Higo (T4)	1,400	2,600	600	-	4,600
Ampliación de SE JDA (Segundo Transformador de Potencia)	-	1,427	-	-	1,427
Nueva SE El Coco 230/ 34.5 kV	-	4,048	4,048	-	8,095
Transformador para la subestación Santiago en 4.16 kV	585	-	-	-	585
Transformador para la subestación Ocú	515	-	-	-	515
Transformador para subestación Arraiján	630	-	-	-	630
Nuevos Transformadores Zig-Zag SE El Torno	410	-	-	-	410
Transformador para subestación Farallón	-	1,000	-	-	1,000
Transformador para subestación Pesé	-	500	-	-	500
Transformador para subestación Sabanagrande	-	-	-	500	500
Ampliación de SE Las Tablas	3,086	461	-	-	3,547
TOTAL	32,652	77,663	53,077	1,100	164,492

SÉPTIMO: INDICAR a la EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A. (EDECHI), que el Ingreso Máximo Permitido, aprobado en el Resuelto Segundo de la Resolución que nos ocupa, contempla el programa de inversiones en subestaciones, arquitectura asociada y líneas de alta tensión, el cual deberá cumplirse en ese periodo, como sigue:

Concepto (en Miles de Balboas)	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Nueva SE Veladero 230/34.5 kV	1,050	5,000	2,500	-	8,550
Integración de Isla Colón al SIN	10,849	-	-	-	10,849
Arquitectura de red de la subestación Veladero	-	1,000	-	-	1,000
Nueva SE Changuinola 2 34.5/13.8 kV	1,600	3,800	-	-	5,400
Arquitectura SE Changuinola	-	500	1,000	-	1,500
Nuevo Circuito Changuinola - Almirante	2,180	-	-	-	2,180
Transformador ZigZag SE San Cristobal	410	-	-	-	410
Segundo Transformador San Cristobal 115/13.8kV 30 MVA	-	-	4,900	-	4,900
Nueva SE Almirante 2 34,5/4,16 kV	-	-	-	5,000	5,000
Segunda LAT MDN - San Cristobal 115 kV	-	-	-	7,500	7,500
Transformador para la subestación Volcán	-	-	1,000	-	1,000
Transformador para la subestación Paso Canoas	-	-	-	1,000	1,000
TOTAL	16,089	10,300	9,400	13,500	49,289

OCTAVO: INDICAR a la EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET), que el Ingreso Máximo Permitido, aprobado en el Resuelto Primero de la Resolución que nos ocupa, contempla el Programa de Inversiones en circuitos en media tensión, el cual deberá cumplirse en ese periodo, como sigue:

Concepto (En Miles de Balboas)	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Soterrado Obarrio/Eléctrico Etapa I y II	2,000	4,000	5,500	-	11,500
Soterrado Santiago/Eléctrico	845	2,402	253	-	3,500
Nueva Línea El Higo - Coronado (34.5 kV) Forrada	756	656	-	-	1,412
Circuito la Arena Pesé	1,100	2,000	0	0	3,100
Circuito 34-6B La Arenosa	4,146	1,148	-	-	5,294
Circuito 16-16	350	-	-	-	350
Circuito 16-19	350	-	-	-	350
Circuito 34-7C Las Uvas - El Valle	1,094	1,988	1,988	-	5,070
Circuito 34,5 kV (Respaldo SE Penonomé - SE Antón)	1,530	1,430	0	0	2,960
Circuito 34,5 kV SE Santiago 2 - San Francisco	1,325	2,104	0	0	3,429
Circuito EHI-01B Respaldo Santa Clara- Las Guías de Oriente	615	2,465	1,950	0	5,030
Circuito 34-33B SE Santiago- SE Soná	1,518	2,404	2,499	3,626	10,047
Circuito 34,5 kV (Respaldo Santiago - Montijo)	-	50	1,173	3,286	4,510
TOTAL	15,628	20,648	13,364	6,912	56,552

NOVENO: INDICAR a la EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A. (EDECHI), que el Ingreso Máximo Permitido, aprobado en el Resuelto Segundo de la Resolución que nos ocupa, contempla el Programa de Inversiones en circuitos en media tensión, el cual deberá cumplirse en ese periodo, como sigue:

Concepto (en Miles de Balboas)	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Circuito 34-50 B (Respaldo SE Ch- SE Ve)	470	2,289	3,794	7,117	13,670
Circuito 34-19 B (Respaldo SE Por - SE Vol)	50	2,330	2,280	-	4,660
Circuito 34-42 B (Respaldo SE Pro - SE PAR)	250	2,740	-	-	2,990
TOTAL	770	7,359	6,074	7,117	21,320

DECIMO: INDICAR a la EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET), que el Ingreso Máximo Permitido, aprobado en el Resuelto Primero de la presente Resolución, contempla el Programa de Inversiones en Electrificación Rural estimadas por la empresa. El detalle de las poblaciones incluidas se encuentra en el Anexo B de esta Resolución. Los totales por periodo se indican en la siguiente tabla:

ca

Concepto (En Miles de Balboas)	JUL 22/ JUN 23	JUL 23/ JUN 24	JUL 24/ JUN 25	JUL 25/ JUN 26	TOTAL
Electrificación Rural	1,429	2,857	2,857	2,857	10,000

La Oficina de Electrificación Rural y la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. deberán coordinar la selección y orden de ejecución del programa de inversiones utilizando la información de los poblados que se listan en el Anexo B de la presente Resolución.

DÉCIMO PRIMERO: INDICAR a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A. (EDECHI)**, que el Ingreso Máximo Permitido, aprobado en el Resuelto Segundo de la presente Resolución, contempla el Programa de Inversiones en Electrificación Rural estimadas por la empresa. El detalle de las poblaciones incluidas se encuentra en el Anexo D de esta Resolución. Los totales por periodo se indican en la siguiente tabla:

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 22/ Jun 23	Jul 23/ Jun 24	Jul 24/ Jun 25	Jul 25/ Jun 26	TOTAL
Electrificación Rural	214	429	429	429	1,500

La Oficina de Electrificación Rural y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. deberán coordinar la selección y orden de ejecución del programa de inversiones utilizando la información de los poblados que se listan en el Anexo D de la presente Resolución.

DECIMO SEGUNDO: INDICAR a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)** que el Ingreso Máximo Permitido, aprobado en el Resuelto Primero de la Resolución que nos ocupa, contempla inversiones para la Implementación de 28,300 Medidores Inteligentes (Smart Metering), la cual realizarse cumplirse en este periodo, por la suma de cinco millones doscientos mil balboas (B/.5,200,000).

DECIMO TERCERO: INDICAR a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A. (EDECHI)**, que el Ingreso Máximo Permitido, aprobado en el Resuelto Segundo de la Resolución que nos ocupa, contempla inversiones para la Implementación de 1,700 Medidores Inteligentes (Smart Metering), la cual realizarse cumplirse en este periodo, por la suma de trescientos mil balboas (B/.300,000).

DECIMO CUARTO: ADVERTIR que el Ingreso Máximo Permitido fijado para la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)** y para la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A. (EDECHI)**, contempla los recursos para atender el crecimiento esperado en el periodo, así como el desarrollo de las inversiones detalladas en los Resueltos previos.

DECIMO QUINTO: ORDENAR a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)** y a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A. (EDECHI)**, que el Pliego Tarifario de Distribución que regirá para el nuevo periodo tarifario tomará en cuenta lo siguiente:

1. **Del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2023 se basará en el Pliego Tarifario vigente, actualizado de acuerdo con el Régimen Tarifario.**
2. La empresa tendrá que presentar el nuevo Pliego Tarifario a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos para someterlo al proceso de Consulta Pública cinco (5) días hábiles contados a partir de la notificación de la presente Resolución.
3. El nuevo Pliego Tarifario que regirá del 1 de julio de 2023 hasta el 30 de junio de 2026, de considerar lo siguiente:
 - El Régimen Tarifario aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.
 - El Régimen de Suministro aprobado mediante la Resolución AN No.411- Elec fechada 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones.
 - El Ingreso Máximo Permitido aprobado en los Resueltos Primero y Segundo de la presente Resolución.
 - Los ingresos estimados producto de las tarifas vigentes en el periodo del 1° de junio de 2022 hasta el 30 de junio de 2023.

CAH

- Los lineamientos generales sobre la estructura tarifaria emitidos por esta Autoridad para ser tomados en cuenta en el diseño y cálculo de la estructura tarifaria.

DÉCIMO SEXTO: ADVERTIR a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)** y a la **ADVERTIR** a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A. (EDECHI)**, que las tarifas contenidas en los Pliegos Tarifarios que presente a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos deben incluir los componentes que corresponden a la actividad distribución, comercialización y alumbrado público, por separado de los componentes de costos de generación y transmisión.

DÉCIMO SÉPTIMO: ORDENAR a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)** y a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A. (EDECHI)**, que dicten un taller virtual para presentar sus Pliegos Tarifarios con sus modelos de cálculo, dirigido a toda la ciudadanía, a más tardar 30 días calendario contados a partir de que se hayan aprobado los Pliegos Tarifarios para el periodo de 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026.

DÉCIMO OCTAVO: ADVERTIR que la presente Resolución regirá a partir de su publicación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; y, Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No.18208-Elec de 3 de febrero de 2023; Resolución AN No.18166-Elec de 17 de enero de 2023; Resolución AN No.18326-Elec de 28 de marzo de 2023; Resolución AN No.17542-Elec de 31 de marzo de 2022; y Resolución AN No.18414-Elec de 11 de mayo de 2023.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General

