



# GACETA OFICIAL

Edición Digital

AÑO

Panamá, R. de Panamá jueves 11 de junio de 2026

N° 30544 D

---

## CONTENIDO

---

### AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 21656-Elec  
(miércoles 20 de mayo 2026)

POR LA CUAL SE APRUEBA EL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) A LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), CORRESPONDIENTE AL PROCESO DE REVISIÓN TARIFARIA PARA EL PERIODO 2026-2030 Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES.

---

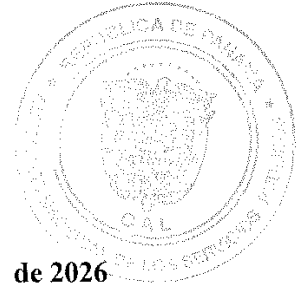


Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación **GO6A2AF0246618A**

en el sitio web [www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta](http://www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta)

*República de Panamá*  
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 21656-Elec

Panamá, 20 de mayo de 2026

“Por la cual se aprueba el Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, correspondiente al proceso de revisión tarifaria para el periodo 2026-2030 y se dictan otras disposiciones.”

**LA ADMINISTRADORA GENERAL**  
en uso de sus facultades legales,

**CONSIDERANDO:**

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como 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 vencerán el 30 de junio de 2026, por lo que es preciso aprobar un nuevo Ingreso Máximo Permitido (IMP);



Resolución AN No. ~~21656~~-Elec  
de ~~20~~ de ~~mayo~~ de 2026  
Página 2 de 30



8. Que en cumplimiento del artículo 24 de la Ley 6 de 22 de enero de 2002, “Por la cual se dictan normas para la transparencia en la gestión pública, establece la acción de Habeas Data y dicta otras disposiciones”, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos con la finalidad de permitir la participación de los ciudadanos en todos los actos de la administración pública que puedan afectar los intereses y derechos de grupos de ciudadanos, mediante las modalidades de participación ciudadana, publicó un Aviso de Consulta Pública No.01-26-Elec, durante dos (2) días calendario en dos (2) diarios de circulación nacional, para considerar la propuesta para al Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (en adelante EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (en adelante EDECHI) y a la empresa de distribución Elektra Noreste, S.A. (en adelante ENSA), para el periodo 2026 – 2030;
9. Que dentro del periodo del 2 de marzo al 1 de abril de 2026, en que la propuesta antes mencionada fue sometida a Consulta Pública, tal cual consta en Acta de Cierre, esta Autoridad Reguladora recibió comentarios de los siguientes interesados:
  - ENSA
  - EDEMET
  - EDECHI
10. Que mediante el Aviso de la Consulta arriba indicado, también se ordenó la presentación por parte de las distribuidoras de energía eléctrica del Pliego Tarifario Preliminar del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica aplicable a los clientes regulados y por uso de redes, a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos a más tardar el 23 de marzo de 2026, que regirán respectivamente para el nuevo periodo; no obstante, dicho término fue prorrogado hasta el 1 de abril de 2026;
11. Que mediante la Resolución AN No. 21170-Elec de 22 de diciembre de 2025, esta Autoridad Reguladora aprobó la Tasa de Rentabilidad a aplicar para efectos del cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo 2026-2030;
12. Que mediante Resolución AN No.21371-Elec de 13 de febrero de 2026 y su acto confirmatorio, se 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 2026 al 30 de junio de 2030;
13. Que a continuación se procede a revisar y a responder, los comentarios recibidos dentro del periodo de la Consulta Pública sobre el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la empresa de distribución eléctrica ENSA **presentados únicamente por la propia empresa:**

**13.1. Valor base para Demanda Proyectada:**

Año	2005	2011	2017	2024
2005	2,885,710	2,386,787	373,157	1,849,999
2006	3,570,763	2,951,938	404,736	2,547,027
2007	2,678,433	3,647,091	370,331	2,307,762
2008	2,746,810	3,366,791	498,099	2,278,711
2009	2,578,922	2,864,740	461,525	2,117,397
2010	2,778,953	2,023,593	305,136	2,473,817
2011	2,885,710	1,197,307	579,914	2,188,493
2012	3,115,175	1,477,482	591,825	1,637,673
2013	3,299,313	1,674,091	615,851	1,683,462
2014	3,391,957	1,355,562	617,061	2,036,396
2015	3,678,459	1,071,293	353,638	2,607,166
2016	3,755,253	1,175,703	288,748	2,579,550
2017	3,946,551	1,244,445	311,030	2,691,076
2018	3,728,851	1,178,351	372,073	2,550,427
2019	4,103,668	1,358,376	301,274	2,745,018
2020	3,795,592	1,303,317	366,033	2,432,242
2021	4,046,225	1,311,166	429,497	2,715,562
2022	3,173,866	1,103,108	368,231	1,702,527
2023	4,422,891	1,615,132	1,032,460	2,775,299
2024	5,813,773	1,793,276	1,033,806	3,016,691
Crecimiento 2005 - 2024	1,27%	1,74%	5,46%	
Crecimiento 2019 - 2024	3,20%	1,32%	3,23%	
Crecimiento 2019 - 2024	1,21%	1,52%	1,70%	

Fuente: Extracto de archivo ASEP <mc-imp\_26-30>



Resolución AN No. ~~21656~~-Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 3 de 30

Identifican que los datos de esta tabla 90 fueron obtenidos del archivo suministrado por ENSA, adjunto a la nota VPER-140-25 de 11 de abril de 2025, en respuesta a la nota DSAN-775-25 de 11 de marzo de 2025. Sin embargo, mediante la nota VPER-195-25 de 30 de mayo de 2025, hicieron entrega de la información ajustada ya que, tal como fuera mencionado en dicha comunicación, fue detectado que el Gran Cliente Minera Panamá fue incorrectamente catalogado e incluido como Cliente No Regulado en Alta Tensión (estándar), cuando debido a su tipo de conexión especial, conectado de forma directa a la red de transmisión de ETESA, debe ser tomado de forma separada (similar al Cliente Argos). Por lo anterior, en la nota VPER-195-25 hicieron entrega de la información correcta, reubicando los consumos de este cliente en una línea aparte. Como resultado de este ajuste, el valor correcto de energía facturada para 2024 es 4,541,745 MWh.

Presentan una gráfica con el valor correcto de energía facturada en 2024, donde se observan los consumos para el periodo 2015-2024 reportados por ENSA a través de la nota VPER-195-25, comparando ese valor real con el que usa el Regulador en sus análisis y cálculos, que es significativamente mayor y que, como explicaron es erróneo, pues incluye los consumos del gran cliente Minera Panamá.

Por lo anterior, solicitan que los resultados que se presentan en la citada Tabla sean corregidos tomando la referencia de información ajustada y real, entregada oportunamente en la NOTA VPER-195-25 de 30 de mayo de 2025, ya que incluye un consumo, que además de ser atípico, corresponde a un cliente que por su conexión no usa energía ingresada a las redes de ENSA para el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica (Minera Panamá, S.A.), lo que genera una clara distorsión en los pronósticos. Además, que los datos de energía vendida correspondientes a 2025, sean tenidos en cuenta como datos históricos y se usen en los análisis y cálculos para determinar el Ingreso Máximo Permitido.

### ANÁLISIS DE LA ASEP

Respecto al consumo asociado a Minera Panamá, S.A., tenemos a bien indicar que se actualizan los resultados que se presentan en la Tabla 90 con la corrección del cálculo, en función de que el cliente Minera Panamá, S.A. no utiliza las redes de distribución de ENSA para abastecerse.

En atención al uso de la información correspondiente al año 2025, esta Autoridad estima procedente incorporar los datos de energía vendida asociados al año 2025 como información histórica y emplearlos en los análisis y cálculos orientados a la determinación del Ingreso Máximo Permitido, en tanto constituyen la serie anual más reciente disponible y, por ende, la mejor aproximación para la determinación de las variables relevantes.

Se aclara que, en la propuesta sometida a Consulta Pública, se utilizó el año 2024 por ser el último dato real con que se contaba al momento de efectuar el cálculo; sin embargo, al disponerse de información más actualizada, corresponde su utilización como mejor estimación, sin perjuicio de la consistencia metodológica del modelo y de la trazabilidad de los supuestos aplicados.

### **13.2. Tasa de Crecimiento de Demanda Proyectada**

Señala que, producto del ajuste con respecto a la energía facturada en el año 2024, las tasas de crecimiento también deben ser ajustadas. Realizando el cambio, los valores de crecimiento expresados en la Tabla 90, serían los que se muestran en la tabla a continuación:

Crecimiento 2005-2024	2.98%
Crecimiento 2015-2024	2.53%
Crecimiento 2019-2024	2.05%

Tabla E01 - Nota: Tasa Elaboración ENSA tomando metodología ASEP.

Estas tasas de crecimiento reflejan el comportamiento histórico real de la demanda de ENSA y se visualiza como, a medida que se toman periodos más recientes la misma



Resolución AN No. *21656*-Elec  
de *20* de *mayo* de 2026  
Página 4 de 30

disminuye, lo cual coincide con la señal expresada en los datos de proyección entregados por ENSA. Si adicionalmente se incluye el 2025 real, conforme se indicó en el punto anterior los resultados de crecimiento son los siguientes:

Crecimiento 2005-2024	2.73%
Crecimiento 2015-2024	2.09%
Crecimiento 2019-2024	1.39%

Tabla E02 - Nota: Tasa Elaboración ENSA tomando metodología ASEP.

Solicita que sean los resultados de tasa de crecimiento presentados por ENSA en la tabla E01, los que sean considerados en el modelo econométrico ejecutado por ASEP para proyectar la energía facturada, ya que corresponden a los valores calculados luego de subsanar el error que se presenta en la energía facturada del año 2024. Adicionalmente, si se acepta incorporar el 2025 real, que en efecto solicitan que así sea, la tabla a utilizar es la E02.

**ANÁLISIS DE LA ASEP**

La tasa de crecimiento que se utiliza para efectos de la proyección de demanda y, por ende, de los cálculos asociados a la determinación del Ingreso Máximo Permitido, será el valor propuesto por la empresa. En ese contexto, las empresas distribuidoras deben adoptar dicha tasa como base de sus estimaciones.

**14.3. Imposibilidad de reproducir los resultados econométricos y la proyección de Energía Facturada de ENSA**

También hacen saber a la ASEP que no han logrado reproducir la ecuación econométrica de Energía Facturada de ENSA (presentada en Anexo II.2) a partir de la información de la tabla 90 y tabla 92. La ecuación a la cual se refieren es la siguiente (pág. 86 del documento mc-imp\_26-30):

Proyección Energía Facturada ENSA

Dependent Variable: LOG(EN ENSA)  
Method: Least Squares  
Date: 12/05/25 Time: 06:15  
Sample (adjusted): 2006 2024  
Included observations: 19 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.062780	0.341217	-0.183990	0.8563
LOG(PIB)	0.839581	0.055646	6.300130	0.0000
LOG(EN ENSA(-1))	0.361766	0.097553	3.708415	0.0019

R-squared	0.992057	Mean dependent var	14.92752
Adjusted R-squared	0.991064	S.D. dependent var	0.248213
S.E. of regression	0.023464	Akaike info criterion	-4.522778
Sum squared resid	0.008809	Schwarz criterion	-4.373656
Log likelihood	45.96639	Hannan-Quinn criter.	-4.497541
F-statistic	999.1535	Durbin-Watson stat	1.993104
Prob(F-statistic)	0.000000		

Es por ello que solicita:

- Se verifique la ecuación econométrica de Energía Facturada de ENSA.
- Se verifique la proyección de Energía Facturada resultante de la ecuación corregida de Energía Facturada de ENSA.
- Proveer de la memoria de cálculo de la proyección de Energía Facturada que consta en tabla 95.

**ANÁLISIS DE LA ASEP**

En atención a lo señalado por ENSA respecto a la imposibilidad de reproducir la ecuación econométrica de Energía Facturada y las proyecciones presentadas, es preciso indicar lo siguiente:

1. Sobre la verificación de la ecuación econométrica

Esta Autoridad confirma que la ecuación econométrica de Energía Facturada de ENSA, presentada en el Anexo II.2 de la Metodología de Cálculo del IMP 2026-2030, publicada en la página web de ASEP, ha sido debidamente revisada y validada, siendo consistente con la metodología adoptada para la estimación de la demanda.

*Handwritten initials/signature*



Resolución AN No. **21656** Elec  
de **20** de **mayo** de 2026  
Página 5 de 30

Ahora bien, con el propósito de facilitar una mejor comprensión, se procederá a detallar de manera más exhaustiva en el Anexo de la Metodología de Cálculo del IMP 2026-2030, los elementos utilizados en su formulación, incluyendo la definición de variables, transformaciones aplicadas y supuestos considerados.

2. Sobre la reproducción de los resultados

Es preciso indicar que los resultados presentados en las Tablas 90, 92 y 95 de la Metodología de Cálculo del IMP 2026-2030 llevados a la consulta pública responden a una aplicación consistente e integral de la metodología definida y explicada por la Autoridad en el documento en mención.

3. Sobre la proyección de Energía Facturada

Esta Autoridad confirma que la proyección de Energía Facturada presentada en la referida Tabla 95, es consistente con los coeficientes estimados del modelo econométrico y las variables explicativas utilizadas, incluyendo el PIB proyectado. Se adicionará en los datos del año 2025, por lo que los datos se actualizarán siguiendo los mismos principios y criterios de la metodología de cálculo llevados a la consulta pública.

4. Sobre la memoria de cálculo

En cuanto a la solicitud de provisión de la memoria de cálculo detallada, esta Autoridad considera que la información puesta a disposición en el proceso de Consulta Pública, junto con la ampliación que se incorporará en el Anexo de la Metodología de Cálculo del IMP 2026-2030, resulta suficiente para comprender y validar la metodología empleada.

En consecuencia, no se contempla la entrega de bases de cálculo adicionales.

**13.4. Inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia, asociadas al reemplazo de luminarias**

En cuanto al valor de inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia que la ASEP somete a consulta pública, específicamente en lo concerniente a los valores del proyecto sustitución de luminarias sodio por led, se observa que en el numeral 5.3 de ese archivo, se especifica la sustitución de 26,356 luminarias, por un monto de B/-6,950,000.00.

Sin embargo, en ese mismo documento, en la tabla resumen presentada al principio (ver captura a continuación), se observa que en la línea donde deben aparecer los montos en dinero, se encuentran las cantidades de luminarias y son estos valores los que se usaron para el cálculo de las inversiones totales, que, a su vez, se usan para calcular el Ingreso Máximo Permitido en el modelo ENSA. Una vez este error sea subsanado, el monto total de inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia debe pasar de B/.28,931,980.00 a B/. 35, 855,624.00.

Nº	Concepto	JUL 26 JUN 27	JUL 27 JUN 28	JUL 28 JUN 29	JUL 29 JUN 30	Total
1	Suena Subestación Bravas del Golf			7,000.00		7,000.00
2	Suena Subestación entre las Subestaciones 24 de Diciembre y Gacelan				10,000.00	10,000.00
3	Soterasdo Calle 12 de la provincia de Caba		2,322.61			2,322.61
4	Electrificacion Rural	307.25	307.25	307.25	307.25	1,229.00
5	Alumbrado Público					
5.1	Reparacion y Manten de AP	850.00	850.00	850.00	850.00	3,400.00
5.2	Reparacion y Manten de LED	826.00	826.00	826.00	826.00	3,304.00
5.3	Sustitucion de luminarias de Sodio por LED	8.42	5.80	7.77	1.36	26.36
5.4	Prescritos de modificaciones en Avendos principales	630.00	420.00			1,050.00
	TOTAL	2,731.67	4,881.67	9,111.03	12,133.61	28,931.98

Por lo anterior, solicita que el monto de las inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia, considerado para el cálculo del Ingreso Máximo Permiso de ENSA, se corrija a B/.35,855,624.00, actualizando el valor de la inversión en sustitución de luminarias de sodio por LED a B/.6,950,000.00.



Resolución AN No. *21056* Elec  
de *20* de *mayo* de 2026  
Página 6 de 30

**ANÁLISIS DE LA ASEP**

En atención a lo señalado por ENSA respecto a los valores de inversión asociados al proyecto de sustitución de luminarias de sodio por tecnología LED, esta Autoridad Reguladora, procedió a revisar las tablas indicadas por la empresa de distribución, observándose que efectivamente se debe subsanar la información y/o los datos, toda vez que se consignó las cantidades de luminarias en lugar de los montos de inversión correspondientes.

Por lo anterior, esta Autoridad procede a incorporar los valores correctos de inversión, por lo que el monto total de inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia se ajusta, reflejando correctamente los valores de inversión asociados al proyecto de sustitución de luminarias.

**13.5. El Costo de la Energía en el Mercado Mayorista utilizado no es realista.**

El valor del costo monómico de energía en el mercado mayorista utilizado por la ASEP en el cálculo del ingreso máximo permitido por pérdidas de distribución es 124.37 B./MWh, mucho menor que el monómico de ENSA reflejado en el ajuste semestral más reciente, que aplica entre enero y junio de 2026.

El cálculo más actualizado, que está en proceso de ejecución y será remitido próximamente a la ASEP con el modelo de ajuste tarifario II Semestre 2026, arroja un monómico estimado de B/. 138.42/MWh, usando los contratos vigentes de suministro de energía y potencia y los cargos de transmisión y pérdidas de transmisión aprobados para ETESA. De otro lado, el costo monómico promedio real de energía para ENSA, entre julio y diciembre de 2025, que también es un referente cercano, fue de B/. 140.68/MWh.

De los análisis realizados, han llegado a la conclusión de que la ASEP, en su modelo de cálculo del Ingreso Máximo Permitido, no está tomando en cuenta los costos de transmisión y pérdidas de transmisión, como se aprecia en la siguiente tabla.

	Real Jul-Dic 2025	Contratos Actuales Estimado para Tarifa II Sem 2026 Jul-Dic 2026	ASEP Tabla 44
Costos Generación Potencia	\$000	\$97,598	\$96,917
Costos Generación Energía	\$000	\$148,793	\$145,111
<b>Costos Generación Total</b>	<b>\$000</b>	<b>\$246,311</b>	<b>\$242,028</b>
Costos Transmisión	\$000	\$12,618	\$18,092
Costo Perd. Transmisión	\$000	\$9,834	\$9,063
<b>Total (\$000)</b>	<b>\$000</b>	<b>\$267,763</b>	<b>\$270,183</b>
Energía Comprada MWh		1,983,399	1,951,971
Monómico Solo de Generación	/MWh	\$129.41	\$123.99
<b>Monómico Marginal del Sistema</b>	<b>/MWh</b>	<b>\$140.68</b>	<b>\$138.42</b>
<b>Supuestos de Combustible</b>			
Precio Spot (\$/MWh)		\$84.63	\$65.00
Henry Hub (\$/MMBTU)		\$3.36	\$3.00
Diesel (\$/Gal)		\$2.46	\$2.00

Tabla: Cálculo de costo monómico energía ENSA

**13.1.2 PROYECCIÓN DE PRECIOS MONÓMICOS DE ENERGÍA Y COSTOS DE ABASTECIMIENTO**

En esta oportunidad se ha determinado utilizar a los efectos de la valorización de las pérdidas, los costos de generación y transmisión determinados para los factores de ajuste del primer semestre de 2026, el cual asciende 124.37 Balboas/MWh.

Tabla 44 PRECIO MONÓMICO - ENSA

DETALLE	Unidad	ENSA
Costos de potencia	B/.	98,066,546.79
Costos de energía	B/.	146,791,335.19
<b>Costos totales</b>	<b>B/.</b>	<b>244,857,881.99</b>
Energía total	MWh	1,968,783.84
<b>Monómico</b>	<b>B//MWh</b>	<b>124.37</b>

Fuente: Elaboración Proesa

Solicita que el costo de la energía en el mercado mayorista a utilizar sea consistente con el valor proyectado en función de los contratos de ENSA para el segundo semestre de 2026 (\$138.42), o en su defecto, que se actualice el mismo apenas inicie el nuevo periodo tarifario, lo que involucraría la garantía del uso de un factor de actualización, mismo que actualmente siempre permanece en 1.00.

**ANÁLISIS DE LA ASEP**

En atención a lo señalado respecto al cálculo del costo monómico de energía, resulta necesario indicar que esta Autoridad ha verificado la existencia de una omisión en la incorporación de los componentes correspondientes a los costos de transmisión y pérdidas



Resolución AN No. *21656*-Elec  
de *20* de *mayo* de 2026  
Página 7 de 30

de transmisión, por lo que se procederá a ajustar el valor del monómico, incorporando dichos componentes, a fin de que se refleje adecuadamente el costo total de abastecimiento de energía utilizado en la valorización de las pérdidas.

**13.6. No se ha incluido el monto no recuperado por ENSA del VAD y de las Pérdidas de Distribución, correspondiente al Segundo Semestre de 2025 y Primer Semestre de 2026, producto de la medida cautelar dictada por la Corte Suprema de Justicia sobre el pliego tarifario 2022 - 2026.**

Producto de la demanda presentada ante la Sala Tercera de lo Contencioso Administrativo, la Corte Suprema de Justicia dictó una medida cautelar que impidió la aplicación del pliego tarifario del servicio público de distribución y comercialización de ENSA, correspondiente al periodo 2022-2026, por lo que la ASEP tuvo que reactivar, por Resolución, el Pliego 2018-2022. Pero por ser este un Pliego que recuperaba un monto menor que el Ingreso Máximo Permitido vigente para el periodo 2022-2026, cada mes en que no se aplique el pliego suspendido, genera un déficit acumulativo en perjuicio del distribuidor.

Ante la acumulación de déficits que se venía presentando desde el momento en que la CSJ dictó la medida cautelar (octubre 2024) la ASEP, dando aplicación a la Resolución de Gabinete No. 58 del 10 de Junio de 2025, emitió una resolución que permitió que durante el segundo semestre de ese año se cobrase el saldo correspondiente a montos no recuperados hasta el primer semestre de 2025, el cual fue cubierto por el Estado, a través de la figura de un subsidio proveniente de un Fondo de Estabilización Tarifaria adicional, que sólo tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre.

Dado que este aporte especial no contempló la cobertura de las diferencias después del 30 de junio de 2025, los meses subsiguientes han seguido acumulando saldos no resueltos, mismos que han sido reportados por ENSA a la ASEP, con el propósito de que su reconocimiento fuese incorporado en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido del periodo 2026 - 2030.

El reporte más reciente tasó el déficit en B/. 83.2 M (Ver correo dirigido a la ASEP el viernes 20 de febrero a las 18:31 hrs del Gerente de Regulación y Mercados de ENSA a la Jefa del Departamento de Análisis Económico y Financiero de la ASEP, el cual se incluye como Anexo al final de este documento). Siendo que en esa fecha aportaron la información solicitada por la ASEP, se presumió que dicho monto sería considerado en la aprobación definitiva del IMP y requieren que se aclare cómo se aplicará. Desde la perspectiva de ENSA, la falta de pronunciamiento sobre este aspecto constituye un riesgo importante, pues el distribuidor ha cumplido durante la vigencia 2022 - 2026 todas las obligaciones derivadas del IMP respectivo y para ello tuvo que tomar medidas que impactan significativamente su situación financiera, pues no ha recibido una porción importante de los ingresos que debió percibir.

Solicita que se incorpore a este cálculo de Ingreso Máximo Permitido 2026 – 2030 un mecanismo que permita a ENSA, a través del nuevo pliego tarifario que entrará en vigor en julio de 2026, recuperar el déficit de ingresos acumulado desde julio de 2025 hasta junio de 2026, producto de la medida cautelar dictada la Corte Suprema de Justicia, que suspendió la aplicación del pliego tarifario 2022 – 2026.

### ANÁLISIS DE LA ASEP

Es necesario señalar que el Pliego Tarifario 2022-2026 se encuentra suspendido en virtud de la Medida de Suspensión Provisional decretada por la Sala Tercera de lo Contencioso Administrativo y Laboral de la Corte Suprema de Justicia de la República de Panamá, sobre los efectos de la Resolución AN No. 18702-Elec de 19 de septiembre de 2023, por la cual se aprobaron los Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización de la empresa de distribución eléctrica ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026 y se dictan otras disposiciones, que se desprende de la Demanda Contencioso Administrativa de Nulidad interpuesta por el magister Irving



*[Handwritten signature]*

Resolución AN No. 21456-Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 8 de 30

Dominguez Bonilla actuando en nombre y representación de Ricardo Alberto Lombana. Ello implica que dicho instrumento carece de ejecutoriedad durante el período bajo análisis y, por tanto, no puede servir de fundamento para reconocer diferencias tarifarias a favor del distribuidor.

En ese sentido, esta Autoridad considera jurídicamente inviable que el Pliego Tarifario 2022-2026 sea, simultáneamente, inaplicable frente a los clientes y fuente de reclamaciones económicas a favor de ENSA. Pretender tal efecto equivaldría a una aplicación parcial y selectiva de un instrumento que nuestra más alta Corporación de Justicia ha suspendido en su totalidad, lo cual resulta incompatible tanto con los efectos propios de una medida cautelar como con el ordenamiento jurídico vigente.

A lo anterior se suma que el Principio de Legalidad, que rige la actuación de esta Autoridad, exige que todo reconocimiento tarifario se sustente en instrumentos normativos vigentes y ejecutoriados. Al carecer el Pliego 2022-2026 de dicha ejecutoriedad durante el período objeto de análisis, no existe fundamento regulatorio válido para calcular diferencia alguna del VAD con base en ese instrumento.

Por consiguiente, el único instrumento tarifario con plena ejecutoriedad durante el período de suspensión es el Pliego Tarifario 2018-2022, reactivado por esta Autoridad mediante la Resolución AN No.19632-Elec de 22 de octubre de 2024. Cualquier diferencia susceptible de reconocimiento debería determinarse conforme a los parámetros de dicho pliego y mediante el procedimiento técnico establecido por la ASEP, que consiste en comparar el ingreso efectivamente percibido bajo las tarifas aplicadas durante la suspensión con el ingreso que se habría obtenido de haberse aplicado el pliego tarifario correspondiente. Proceso que en este momento sería inviable dada la suspensión de este último.

Resulta igualmente relevante precisar que el Órgano Ejecutivo, mediante la Resolución de Gabinete No. 58 de 10 de junio de 2025, implementó el Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) Adicional, con el propósito específico de atender las diferencias acumuladas desde el inicio de la suspensión del pliego tarifario correspondiente al periodo 2022-2026. Dicha resolución dispuso que, durante el segundo semestre de 2025, se cobraría el saldo correspondiente a los montos no recuperados hasta el primer semestre de 2025, monto que fue o será cubierto por el Estado mediante un subsidio proveniente de dicho Fondo.

En ese marco, la Resolución de Gabinete No. 58 estableció que las tarifas aplicables a las empresas de distribución eléctrica, entre ellas ENSA a partir del 1 de julio de 2025 y hasta el 31 de diciembre de 2025, serían las correspondientes a la actualización tarifaria del segundo semestre de 2025. De forma complementaria, el Estado otorgaría aportes adicionales a las empresas distribuidoras a través del FET Adicional, con fin de compensar los ingresos no percibidos como consecuencia del esquema tarifario limitado. El monto total estimado para dichos aportes ascendió aproximadamente B/.170 millones, beneficiando a Elektra Noreste, S.A., Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Asimismo, dicha resolución atendió de manera específica las diferencias acumuladas desde octubre de 2024, momento en que la Corte Suprema de Justicia dictó la medida cautelar hasta junio de 2025. En consecuencia, el período comprendido entre octubre de 2024 y junio de 2025 ya fue objeto de cobertura mediante el mecanismo estatal dispuesto en la Resolución de Gabinete No. 58, razón por la cual cualquier reconocimiento adicional que pretenda abarcar dicho período resultaría improcedente, al configurar una duplicidad de compensación en perjuicio de los clientes.

Dado que la vigencia de la Resolución de Gabinete No. 58 concluyó el 31 de diciembre de 2025, los meses no cubiertos esto es, julio de 2025 a junio de 2026, han continuado generando saldos pendientes de resolución. No obstante, esta circunstancia no habilita automáticamente el reconocimiento del VAD con base en el Pliego Tarifario 2022-2026, toda vez que dicho instrumento continúa suspendido y carece de ejecutoriedad, conforme a lo analizado anteriormente.



Resolución AN No. *21656* Elec  
de *20* de *mayo* de 2026  
Página 9 de 30

En cuanto a las diferencias reclamadas por concepto de pérdidas de distribución, esta Autoridad Reguladora concluye que no procede su reconocimiento. El porcentaje de pérdidas de distribución reconocido en el IMP 2022-2026 es ligeramente inferior al porcentaje reconocido en el IMP 2018-2022, lo que implica que no existe, desde el punto de vista técnico una diferencia favorable a ENSA derivada de la aplicación dicho parámetro. En consecuencia, no hay base técnica ni regulatoria para reconocer monto adicional alguno por este concepto.

Cabe agregar que el costo de abastecimiento utilizado para valorar las pérdidas de distribución se ajusta semestralmente en el cálculo del IMP, incorporando el costo real de compra de energía a través del mecanismo de *pass through*. Este mecanismo garantiza que las variaciones en los costos reales de compra de energía y potencia queden debidamente reflejadas en las tarifas, incluyendo los cargos por pérdidas de distribución. Por ello, el ajuste semestral correspondiente al período julio 2025 a junio 2026 ya recoge las condiciones económicas reales de operación del distribuidor, sin que corresponda reconocer un monto adicional alguno por este concepto.

A lo largo del período de suspensión del pliego tarifario, esta Autoridad emitió una serie de actos administrativos orientadas precisamente a garantizar el funcionamiento del mecanismo de *pass through*, asegurando la debida incorporación de los costos reales de compra de energía y potencia en los ajustes semestrales. El análisis de dichas resoluciones permite establecer que los ajustes de los cargos por pérdidas de distribución se realizaron conforme al marco regulatorio aplicable, y que no subsiste déficit pendiente por este concepto que no haya sido atendido dentro de dicho marco.

**14.7. Cálculo de Factor de Corrección por Ingresos de Actividades No Reguladas**

Con respecto a los ingresos no Regulados, manifiestan que no han ubicado dentro de los archivos publicados en la Consulta, el detalle que muestre cuales de las líneas reportadas por ENSA, a través de la nota VPER-018-26 del 21 de enero de 2026, misma que solicitaba la composición de “Otros Ingresos” para el periodo 2022 a 2025, fueron seleccionadas para obtener los valores resultantes.

A continuación, presentan la tabla en su versión original, resaltando las celdas que motivan el comentario: 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.

	2022	2023	2024	2025	2026
Ingresos no regulados	5,061,890	5,300,528	6,220,728		6,195,382
Ingresos por venta de energía	592,556,635	693,257,163	592,556,635		626,123,478
Compras de energía	-467,837,798	-500,303,969	-467,837,798		-478,659,655
otros ingresos					
Ingreso Neto por actividades reguladas	124,718,637	192,653,194	124,718,637		110,597,717
Factor de ajuste	0.9610	0.9733	0.9381	100%/01	0.9459

Luego de analizar la información presentada en la Consulta Pública y contrastarla con los datos que ENSA suministró en la nota antes mencionada, deducen una posible selección de líneas, que da como resultado valores iguales a los ingresos no regulados seleccionados por ASEP.

En esta selección, notan que se están considerando los ingresos correspondientes a servicio de facturación a terceros, que corresponde al servicio de presentación en factura del importe asociado al servicio de recolección de residuos sólidos (aseo). Es importante recordar al Regulador lo establecido en el artículo 31 de la Ley 51 de 2010, el cual menciona textualmente: “Las empresas distribuidoras de energía eléctrica quedan facultadas para incluir en sus facturas, además de los cargos de distribución, generación y transmisión, cualquier cargo o tasa de otros servicios públicos. Los ingresos que las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica reciban por esta actividad no serán considerados ni deducidos en la determinación del Ingreso Máximo Permitido que reciban conforme a lo dispuesto en la Ley 6 de 1997...”.

*[Handwritten signature]*



Resolución AN No. **21656** -Elec  
de **20** de **mayo** de 2026  
Página 10 de 30

En ese orden de ideas, el cálculo del factor de ingresos no regulados no debe tener en cuenta los ingresos percibidos por ENSA por la prestación de este servicio. En función descrito anteriormente, presentan los valores, que en el mejor criterio de ENSA, excluyendo los ingresos relacionados con servicio de facturación a terceros. En adjunto a este documento hacen entrega del archivo suministrado mediante nota VPER-018-26, con el total seleccionado por ENSA.

SELECCIÓN ASEP				SELECCIÓN ENSA			
PERIODO 2022	PERIODO 2023	PERIODO 2024	PERIODO 2025	PERIODO 2022	PERIODO 2023	PERIODO 2024	PERIODO 2025
Monto (B.)	Monto (B.)	Monto (B.)	Monto (B.)	Monto (B.)	Monto (B.)	Monto (B.)	Monto (B.)
2,686,618	2,791,566	4,266,709		2,686,616	2,791,566	4,266,709	5,785,197
0	279,291	1,164,265					
19,819	2,622	6,395		19,819	2,622	6,395	1,130
0	0	0		0	0	0	0
2,358,542	1,846,261	1,499,478		2,358,542	1,846,261	1,499,478	1,254,102
							1,356,409
4,911	4,065	1,350		4,911	4,065	1,350	34,722
	386,673	1,289,231					
<b>TOTALES ASEP (CONSTRUCCIÓN DE DEDUCCIÓN ENSA)</b>				<b>TOTAL ENSA</b>			
5,061,890	5,380,527	8,226,728	0	5,061,890	4,643,653	5,773,932	6,429,287

Con relación a los Ingresos por venta de Energía y Costos por Compra de Energía notan que en el archivo m-ensa, para los años 2022 y 2024, se presentan valores diferentes a los entregados por ENSA como parte de los formularios ER - Estado de Resultados de los años correspondientes, los cuales fueron remitidos al Regulador mediante las notas VPER-090-23 del 27 de abril de 2023 y VPER-126-25 del 28 de marzo de 2025, respectivamente. A continuación, presentan la tabla (tal como se divulgó en la consulta pública), resaltando los valores con diferencias:

	2022	2023	2024	2025	Diferencia
Ingresos no regulados	5,061,890	6,300,528	8,226,728		0,196,382
Ingresos por venta de energía	802,558,035	693,257,163	802,558,035		626,123,478
Compras de energía	-407,837,708	-600,303,969	-407,837,708		-478,859,855
Otros ingresos					
Ingreso Neto por actividades reguladas	124,718,837	192,853,194	124,718,837		110,507,717
Factor de ajuste	0.9610	0.9731	0.9381	0.9469	0.9469

Señalan que, mediante la nota VPER-027-26 del 26 de enero de 2026, fue entregado el Estado de Resultados de ENSA 2025, por lo que solicitan que los valores presentados, correspondientes a ese año, sean considerados en el cálculo. Según los archivos presentados y entregados mediante las notas antes mencionadas, los valores correctos para Ingresos por venta de energía y Compras de Energía, para el periodo desde 2022 a 2025, son los siguientes:

	2022	2023	2024	2025	Diferencia
Ingresos por venta de energía	802,558,035	693,257,163	802,558,035		626,123,478
Compras de energía	-501,204,837	-600,303,969	-545,489,189	-587,831,040	533,707,263
Por lo anterior solicitamos,					
1) Que sean considerados como totales de otros ingresos para el cálculo del factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas, los valores TOTAL ENSA presentados en la tabla a continuación:					
<b>TOTAL ENSA</b>					
	5,061,890	4,643,653	5,773,932	6,429,287	
2) Que sean considerados como totales para ingresos por venta de energía y compras de energía los valores presentados en la tabla a continuación:					
<b>TOTAL ENSA</b>					
	802,558,035	693,257,163	802,558,035		626,123,478
	-501,204,837	-600,303,969	-545,489,189	-587,831,040	533,707,263

De lo anterior se solicita que, el factor de ajuste que se aplique a las bases de capital bruta y neta sea 0.9712513..., el cual se presenta en la tabla a continuación, donde se aplicaron los ajustes:

	2022	2023	2024	2025	Diferencia
Ingresos no regulados	5,061,890	4,643,653	5,773,932	6,429,287	6,077,191
Ingresos por venta de energía	855,614,307	693,257,163	785,380,456	808,018,226	738,842,614
Compras de energía	-501,204,837	-600,303,969	-545,489,189	-587,831,040	533,707,263
Otros ingresos					
Ingreso Neto por actividades reguladas	153,809,370	102,853,194	230,891,299	221,085,176	201,834,750
Factor de ajuste	0.9681	0.9785	0.9765	0.9633	0.9713

**ANÁLISIS DE LA ASEP**

Esta Autoridad conforme los planteamientos esbozados por ENSA, respecto a los ingresos asociados al servicio de facturación a terceros, específicamente aquellos derivados de la inclusión en la factura eléctrica de cargos vinculado al servicio público de recolección de residuos sólidos, procede a evaluar dichos planteamientos conforme a lo indicado por el artículo 31 de la Ley 51 de 2010.

*[Handwritten signature]*



Resolución AN No. 21656-Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 11 de 30

En efecto, la norma arriba citada faculta a las empresas de distribución a incluir en sus facturas cargos o tasas correspondientes a otros servicios públicos, y establece que los ingresos que perciban por esta actividad no serán considerados ni deducidos en la determinación del Ingreso Máximo Permitido de acuerdo con lo establecido por la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Ahora bien, se considera necesario indicar que la aplicación del artículo 31 de la Ley 51 de 2010 no puede entenderse como una exclusión automática de todos los datos contables reportados por la empresa de concesión bajo el concepto de “facturación a terceros” y “otros ingresos”, toda vez que dicha exclusión es únicamente respecto de aquellos valores que corresponden a ingresos directamente relacionados a la actividad autorizada por norma en comento, es decir a la gestión de facturación y cobro de cargos de otros servicios públicos.

En ese sentido debe distinguirse entre: (i) los montos recaudados por cuenta de terceros, que constituyen flujos de traslado y no ingresos propios de la distribución, y (ii) los ingresos efectivamente percibidos por la empresa como contraprestación por la prestación del servicio de facturación y gestión de cobro, ya que pueden estar relacionadas con el uso de activos, recursos de personal, sistema de facturación reconocidas dentro del Régimen Tarifario, bajo esta premisa el criterio de esta Autoridad Reguladora no desconoce lo enunciado en la Ley 51 de 2010, por el contrario, se aplica de manera conjunta con lo estipulado en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y con las normativas regulatorias vigentes.

En atención a lo anterior, se procedió a excluir aquellas que correspondan estrictamente a ingresos comprendidos dentro del supuesto previsto en la Ley 51 de 2010, no obstante, no se procede a una exclusión general de los valores señalados, sino que su tratamiento es definido conforme a su naturaleza económica y a los criterios regulatorios aplicables.

En el documento de metodología se detallarán los criterios y elementos considerados para la identificación y cálculo de dichos ingresos, a fin de garantizar la adecuada comprensión de los parámetros utilizados.

En cuanto a las diferencias advertidas por ENSA en los valores de ingresos por venta de energía y costos por compra de energía correspondientes a los años 2022 y 2024, esta Autoridad ha verificado la existencia de inconsistencias en la información publicada y procede a realizar las modificaciones que correspondan, utilizando como referencia los datos oficiales remitidos por ENSA mediante los formularios ER – Estado de Resultados, presentados a través de las notas VPER-090-23 de 27 de abril de 2023 y VPER-126-25 de 28 de marzo de 2025.

Por consiguiente, el comentario de ENSA se acoge parcialmente, en cuanto a la revisión de las líneas asociadas al servicio de facturación a terceros, la corrección de inconsistencias identificadas y la incorporación de los datos 2025 debidamente validados; pero no se acoge en cuanto pretende una exclusión automática y total de los ingresos reportados sin la previa verificación de su naturaleza económica, contable y regulatoria.

### 13.8. Factor ajuste activos no regulados

En el archivo m-ensa, en la hoja Activos donde se calcula el Ajuste Activos no Regulados, específicamente en la celda G27 se presenta la fórmula “=PROMEDIO (C27:F27)”, el rango de valores al que hace referencia esta fórmula contiene la celda F27, en la cual se tiene expresada una fórmula que a su vez tiene referencia en celdas que ASEP determinó no diligenciar, rango ACTIVOS F23:F26; por lo cual el resultado en la celda F27 es igual a 0. Dado que cero “0” es un valor distinto de “en blanco”, el resultado de la fórmula “=PROMEDIO (C27:F27)”, de la celda G27, se ve afectado numéricamente.

Solicita que, si en efecto las celdas correspondientes al año 2025 (rango ACTIVOS F23:F26) y que son precedentes a la celda F27, permanecen “en blanco”, se ajuste la fórmula de la celda G27 para que calcule un valor promedio considerando únicamente celdas con valores válidos.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten mark]*





Resolución AN No. *2/456*-Elec  
de *20* de *mayo* de 2026  
Página 12 de 30

**ANÁLISIS DE LA ASEP**

Se ha verificado la situación descrita por ENSA, identificándose que la inclusión de un valor igual a cero (0), derivado de celdas no diligenciadas, afecta el resultado del cálculo del promedio en la celda correspondiente.

En consecuencia, se procede a subsanar la fórmula, a fin de que el cálculo refleje adecuadamente los valores aplicables, evitando la inclusión de datos que no correspondan a información efectivamente considerada.

**13.9. Eficiencia promedio año 2025**

Con relación a la eficiencia del año 2025, señalan que haciendo la revisión de la información presentada por ASEP como parte de la Consulta Pública, han detectado que al momento de hacer el conteo de variables “Cant\_Poste” y “Cant\_Cond”, que sirven a su vez como parámetro para la revisión de filtro de inversión para algunas cuentas del negocio distribución, según lo indica la fórmula, se está referenciando a una hoja dentro de un archivo Excel con nombre “Postes 2024”.

Suponen que, por error involuntario al momento de hacer la referencia entre archivos, el archivo de inversiones 2025 se ha vinculado a un archivo de elementos de red del año 2024, razón por la cual la existencia de elementos de red presentada, con base en esta relación, es muy inferior a la referencia histórica que ha mantenido ENSA.

Solicita que sea revisada la relación entre archivos de inversiones y elementos de red, de tal forma que se mantenga la correcta referenciación en función del año al que corresponden los archivos de la contabilidad regulatoria SRUC.

**ANÁLISIS DE LA ASEP**

Se ha verificado la situación descrita, identificándose que efectivamente existe una referencia incorrecta en la fuente de datos utilizada.

En consecuencia, se procede a subsanar la referencia correspondiente, a fin de asegurar la consistencia de la información empleada en el cálculo de las variables indicadas.

**13.10. Asimetría de la información.**

En la Metodología de Cálculo del Documento de Consulta Pública suministrado por la ASEP se establece la existencia de un Factor de Eficiencia de Asimetría; el cual, como señala el documento “se determinará en función de la calidad de la información que se disponga para el cálculo de los factores mencionados en los ítems anteriores, considerando un mínimo compatible con los antecedentes regulatorios.

Este procedimiento permite sistematizar el criterio aplicado de manera de homogeneizar los resultados para todas las empresas.” Adicionalmente, la justificación, como señala el referido informe, estriba en que, según la ASEP “Las empresas distribuidoras poseen información precisa sobre todos los componentes vinculados al desarrollo de su empresa (costos, demanda, consumos, tecnología, mercados, etc.), mientras que el Regulador obtiene indirectamente información de reportes contables, datos no contables, estimaciones etc. Esta información obtenida por el regulador en muchos casos presenta

*CP*

*Relly*  
*B*



Resolución AN No. *21656*-Elec  
de *20* de *mayo* de 2026  
Página 13 de 30

inconsistencias, aspecto que dificulta la labor que realiza y crea incertidumbre sobre la información analizada.” Lo que a su vez lleva a la conclusión “Por lo tanto, se aplica un factor que disminuya las inversiones de forma global, ya que por causas de las empresas de distribución no se ha podido hacer la verificación plena de los registros como está establecido en la reglamentación.”

Señala que si bien es cierto lo indicado por la ASEP en el sentido de que las empresas, por ser las operadoras de las concesiones de distribución tienen acceso irrestricto a la totalidad de la información relativa a la operación de ellas mismas, condición que la Autoridad Reguladora no podría igualar, el hecho presupone que con ello las empresas buscan obtener ventajas competitivas en la elaboración de los Pliegos Tarifarios y por ello, para compensar esta situación, que es de carácter subjetivo, se aplicará un factor de reducción a la base de activos de las empresas.

ENSA considera que la calidad de información entregada es buena e incluso ha ido mejorando con el tiempo, por lo que aplicar un factor tan restrictivo y hasta cierto punto genérico debe ser revisado. Como ejemplo, observan las razones que, según la propia ASEP, justifica el mismo en función de las inconsistencias que identificó: a. “La información que se presenta en la Base de Datos de Elementos no refleja los materiales utilizados en la ejecución de los proyectos. b. No se reportan transferencias del Estado. c. La baja ejecución de gastos operativos puede ser un indicio de que se están capitalizando gastos operativos y por lo tanto registrándolos como inversiones.

En cuanto al literal a. mencionan que dentro de los archivos de la Contabilidad Regulatoria no se encuentra ningún apartado identificado como materiales, por lo que no puede haberse omitido algo que no se solicita. En el caso de ENSA se ha remitido la información solicitada en los archivos SRUC, que como se ha mencionado con anterioridad, fueron diseñados para contener la información que el regulador necesita para sus análisis. Indican que en caso de que la ASEP requiera información adicional está facultada para solicitarla. Reiteran su recomendación de que las revisiones se hagan anualmente y no al final del periodo tarifario ya que, en el caso de efectivamente existan falencia en la entrega de información, las mismas pueden ser detectadas y subsanadas oportunamente.

Lo señalado en el literal b. sobre el no reporte de transferencias del Estado, aclaran que sí se reportaron las transferencias, pero con un valor de cero (0), esto es debido a que durante el periodo de estudio no se ha capitalizado ninguna obra producto de una transferencia del Estado. Aclarado esto, esta causal debe desaparecer. El literal c. observan que está basado en un supuesto, lo cual es evidente en la propia redacción, cuando indica “...puede ser un indicio...” Consideran que un tema tan sensible y que debido a los montos de inversión pueden resultar en correcciones cuantiosas no deben fundamentarse en supuestos, en todo caso deben obedecer a una metodología clara, predecible y sobre todo reproducible ya que su impacto es muy alto.

Sobre este mismo tema, indican que si se tomara como válido el hecho de que la diferencia de información genera dudas, que lo válido es contar con evidencias concretas, pero aun así, considerando que efectivamente la empresa estuviese capitalizando gastos operativos y registrándolos como inversiones, no es el factor de asimetría el que debe penalizarlo. En la misma sección (Ver página 41/107 del Informe de Metodología) se presenta el Factor de Inversión, el cual contiene varios filtros cuya función es detener y castigar cualquier inversión que no cumpla con los criterios establecidos por la propia ASEP. Evidentemente, un gasto que intente pasar por inversión no podría superar los filtros y se le asignaría 0% de reconocimiento.

Señalan que, para este punto, la causal esgrimida en el literal c. debe ser descartada porque está basada en un supuesto muy subjetivo que, si se acepta como cierto, debe estar considerado y penalizado por otro factor que, a su vez, de estar correctamente sintonizado estaría penalizando la inversión con lo que se generaría una doble penalización sobre la empresa. Habiendo aclarado las dudas que planteó el regulador como sustento del factor de asimetría (0.9) consideran conducente que el mismo pueda ser reconsiderado. Si bien es cierto que tal como mencionaron al principio, la asimetría genera una percepción que

7

JAP  
all  
x



Resolución AN No. *21456*-Elec  
de *20* de *mayo* de 2026  
Página 14 de 30

no se puede contrarrestar al 100%, con base en lo señalado, indican que al menos dicho valor se puede mejorar.

### ANÁLISIS DE LA ASEP

En atención a los comentarios presentados por ENSA, respecto al denominado “Factor de Eficiencia de Asimetría de la Información”, esta Autoridad Reguladora considera pertinente indicar, que este responde a un criterio regulatorio orientado a reconocer las diferencias inherentes entre la información disponible para las empresas distribuidoras y aquella a la que tiene acceso el regulador, en el marco de los procesos de revisión tarifaria.

Debe destacarse, que el referido hecho no tiene naturaleza sancionatoria ni constituye una penalización subjetiva hacia las empresas de distribución, ya que su incorporación dentro de la metodología tarifaria responde a un criterio técnico-regulatorio que busca resguardar la consistencia y prudencia de los resultados, conforme a antecedentes regulatorios y a la calidad de la información disponible.

Ahora bien, las empresas concesionarias por su condición de operadoras directas del sistema de distribución eléctrica, son las que poseen acceso pleno a la totalidad de la información técnica, financiera y contable de sus actividades, por el contrario esta Autoridad puede acceder a esa información de manera indirecta, es decir principalmente a través de reportes regulatorios, bases de datos, estados financieros, y cualesquiera otra información remitida por la respectiva empresa, cuya validación se circunscribe de la consistencia y suficiencia de la información suministrada.

Por lo anterior, este factor de eficiencia de asimetría constituye una herramienta metodológica, que mantiene una prudencia regulatoria, con el fin de mitigar cualquier tipo de riesgo que se derive de la insuficiencia o ausencia de información.

Ahora bien, esta Autoridad toma nota de las consideraciones formuladas por ENSA en relación con:

- la calidad de la información suministrada,
- la utilización del Sistema Regulatorio Único de Cuentas (SRUC), y
- las observaciones específicas respecto a los literales señalados en la metodología.

Asimismo, se reconoce la disposición manifestada por ENSA para fortalecer los procesos de entrega de información y revisión continua.

En consecuencia, esta Autoridad Reguladora considera procedente mantener la aplicación del Factor de Eficiencia de Asimetría de la Información dentro de la metodología tarifaria, por cuanto constituye un mecanismo técnico necesario para salvaguardar la confiabilidad, calidad, trazabilidad y verificabilidad de la información utilizada en el proceso tarifario.

Por lo tanto, como resultado de la evaluación integral de la información efectivamente presentada por ENSA durante el presente proceso tarifario, así como de los elementos de soporte y validación disponibles, esta Autoridad Reguladora ha determinado ajustar el valor inicialmente considerado para el Factor de Eficiencia de Asimetría de la Información, modificándolo de un noventa por ciento (90%) a un noventa y dos por ciento (92%), en estricto apego a los principios de razonabilidad, proporcionalidad, transparencia y consistencia regulatoria que rigen la actuación administrativa y tarifaria de esta Autoridad Reguladora.

#### **13.11. Nave de la S/E 24 de Diciembre.**

Señalan que en el marco de que, durante el periodo cubierto por esta revisión tarifaria, se dará la venta y posterior traspaso a ETESA de una Nave de la S/E 24 Diciembre, en cumplimiento a la Resolución AN No. 11275-Elec de 26 de mayo de 2017, ratificada por la Resolución AN No. 11421-Elec de 19 de julio de 2017, le informan oportunamente de tal situación para que tomen las medidas oportunas respecto a la misma. Adicionalmente,

*JP*  
*3 27*



Resolución AN No. *21656*-Elec  
de *20* de *mayo* de 2026  
Página 15 de 30

presentan el detalle de las cuentas incorporadas en la base de capital aprobada para el año 2018, así como la corrección pertinente a efectos de excluir el valor de la Nave de la S/E 24 Diciembre de la Base de Capital de ENSA del año 2018.

**ANÁLISIS DE LA ASEP**

Conforme al comentario de ENSA, esta Autoridad considera necesario precisar que, a partir de la información disponible y de las resoluciones citadas, el activo objeto de análisis continúa registrado en los libros de ENSA. En consecuencia, no se ha perfeccionado su venta ni su traspaso a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Asimismo, se advierte que la base de capital correspondiente al período 2018 se encuentra cerrada y que, a la fecha de elaboración del modelo sometido a consulta pública, no consta evidencia de que el referido activo haya sido efectivamente transferido a ETESA.

De igual forma, se verifica que dicho activo ha sido considerado dentro del Ingreso Máximo Permitido (IMP) de ETESA para el año 2027, en el marco de la planificación sectorial correspondiente.

En virtud de lo anterior, esta Autoridad no estima procedente acoger la pretensión formulada por ENSA respecto del tratamiento regulatorio solicitado para dicho activo, toda vez que este continúa formando parte de los activos reconocidos en sus estados financieros.

Por tanto, hasta tanto no se materialice y formalice la transferencia del activo a ETESA y se realicen las adecuaciones contables correspondientes, se mantendrá el tratamiento regulatorio vigente, conforme a la normativa aplicable y a los principios de consistencia y seguridad regulatoria del sector eléctrico.

**13.12. Errores detectados en el cálculo de valores de Base de Capital Neta Inicial**

Indican que luego de revisar el archivo publicado como parte de los documentos soporte para la presente Consulta Pública, han detectado un error en el cálculo de la base de capital neta para los componentes de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público, mayor al correcto. Específicamente, la inconsistencia se detecta en el rango G14:G16 de la hoja "ACTIVOS" de ese archivo. A continuación, presentan una imagen de las fórmulas originales ingresadas en este rango:

	BASE	
9 Valor Base de Capital Distribución	BCD	=D9*E9
10 Valor Base de Capital Comercialización	BCC	=D10*E10
11 Valor Base de Capital Alumbrado Público	ACT Alu	=D11*E11
12		=SUMA(F9:F11)-SUMA(G9:G11)
13 Valor Neto Base Capital Distribución	BCND	=D14*E14
14 Valor Neto Base Capital Comercialización	BCNC	=D15*E15
15 Valor Neto Base Capital Alumbrado Público	ACTN Alu	=D16*E16
16		=SUMA(F14:F16)-SUMA(G14:G16)

Con la finalidad de dar plena claridad sobre la explicación del error identificado, describen el hallazgo tomando como referencia la formulación de la celda G14, referente al Valor Neto de Base Capital Distribución, a fecha del 30 de junio de 2026, en cada una de sus partes, con la consideración que esta descripción aplica de forma exacta para todas las celdas del rango G14:G16, toda vez que las mismas deben realizar el mismo cálculo tomando, cada una, la base de activos respectiva.

+F14: presenta el valor de las inversiones históricas ejecutadas hasta el 31 de diciembre de 2025, incluyendo la depreciación acumulada de estas inversiones, hasta esa misma fecha.

+(G9-F9): indirectamente, esta resta de términos suma las inversiones proyectadas a ser ejecutadas por la empresa en el periodo comprendido entre 1 de enero y el 30 de junio de 2026.

-'BC y Dep!'C80/1000: este término corresponde al valor de un año completo de depreciación de los activos, hasta el 31 de diciembre de 2025. Sin embargo, entendiendo que en la celda G14 se está calculando el efecto de transcurrir sólo seis (6) meses, es decir, el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2026, se puede concluir que se está restando una depreciación mayor a la que corresponde. En este punto, la

*Jpl*  
*2024*  
*x*



Resolución AN No. 21656-Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 16 de 30

fórmula debe ser ajustada para que únicamente reste el efecto de seis meses de depreciación; sugerimos la siguiente expresión en reemplazo: '-BC y Dep!C80/1000/2.

-(G9-F9)/2)\*'BC y Dep!C84: en cuanto a este último término de la fórmula de la celda G14, es razonable pensar que busca restar la depreciación aproximada de los activos correspondientes a inversiones ejecutadas en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2026. Para esto, la ASEP usa el valor 'BC y Dep!C84 que corresponde a la tasa equivalente anual de depreciación y es aplicada sobre la mitad de las inversiones registradas en este periodo. Esta aproximación plasmada en la fórmula sería acertada si el 100% de las inversiones hubieran sido realizadas al inicio del periodo semestral, es decir el día 1 de enero de 2026. Dada la improbabilidad material de este escenario, en varias revisiones tarifarias, incluyendo la presente, la ASEP ha planteado como una aproximación válida considerar la ejecución lineal de inversiones durante el periodo, es decir, presumir que las inversiones de un año, por ejemplo, se ejecutan en doce partes iguales, cada una de un mes de duración, por lo cual, la depreciación equivalente a ese periodo puede reflejarse matemáticamente dividiendo las inversiones entre dos, para obtener la depreciación de un año completo. En otras palabras, se simplifica el cálculo de la depreciación, simulando que sólo la mitad de las inversiones realizadas en cada periodo se deprecian durante ese mismo periodo, en lugar de calcular el valor exacto de la depreciación de cada porción mensual de inversiones, obtenido el mismo resultado. Ahora bien, como el término  $-\frac{(G9-F9)}{2} * 'BC \text{ y Dep!C84}$  debe representar el efecto de la depreciación de seis (6) meses y no de un año, es necesaria la aplicación de un factor x2 veces el utilizado, quedando la expresión de reemplazo como sigue:  $-\frac{(G9-F9)}{4} * 'BC \text{ y Dep!C84}$ .

De acuerdo con lo explicado, solicitan que las fórmulas de las celdas G14, G15 y G16 de la hoja ACTIVOS del archivo m-ensa <Modelo\_ensa.xlsx>, sean ajustadas y expresadas como se indica a continuación:

G14 =F14+(G9-F9)-'BC y Dep!C80/1000/2-((G9-F9)/4)\*'BC y Dep!C84  
G15 =F15+(G10-F10)-'BC y Dep!C82/1000/2-((G10-F10)/4)\*'BC y Dep!C86  
G16 =F16+(G11-F11)-'BC y Dep!C81/1000/2-((G11-F11)/4)\*'BC y Dep!C85

Señalan que estas modificaciones son indispensables para evitar que se reduzca, más de lo debido, la base de capital con la que se calcula la rentabilidad que percibirá la distribuidora en su Ingreso Máximo Permitido, vía la aplicación de depreciaciones excesivas y erróneas.

### ANÁLISIS DE LA ASEP

En atención a lo señalado por ENSA, esta Autoridad procedió a verificar los datos correspondientes, observándose ciertas inconsistencias, en el cálculo de la depreciación de los activos, por lo tanto, esta Autoridad procede a subsanar los respectivos datos, incorporando las fórmulas correctas para obtener los valores adecuados de activos.

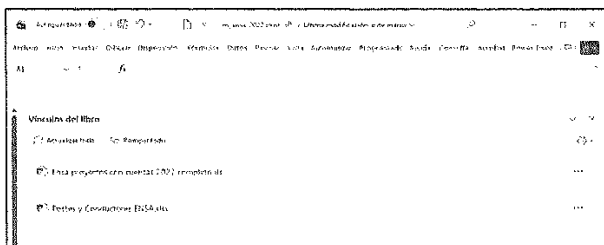
#### **13.13. Errores detectados en la revisión de < Filtro de Eficiencia> en Inversiones Reportada**

Señalan que en la revisión de los archivos m\_ensa\_2022, m\_ensa\_2023, m\_ensa\_2024 y m\_ensa\_2025, han identificado relaciones expresadas como vínculos de libro de Excel, que se alejan de su entendimiento sobre la utilización de los archivos asociados a la contabilidad regulatoria SRUC, y su interdependencia y relación natural.

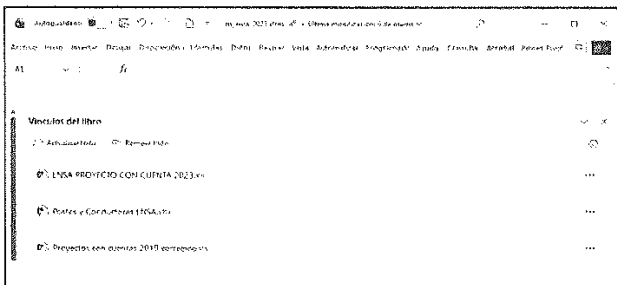
Señalan que tal como fuera presentado por la Autoridad como parte de reuniones de trabajo previas a la presentación de la Consulta Pública 004-25 convocada para recibir comentarios de la ciudadanía, a la propuesta de modificación del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico (SRUC), fue presentado que los archivos de cada año calendario guardan una relación entre sí, dentro del paquete de archivos de cada año, criterio con el cual coinciden, sin embargo, en los archivos compartidos como parte de la consulta pública que motiva este comentario, observan las siguientes relaciones:



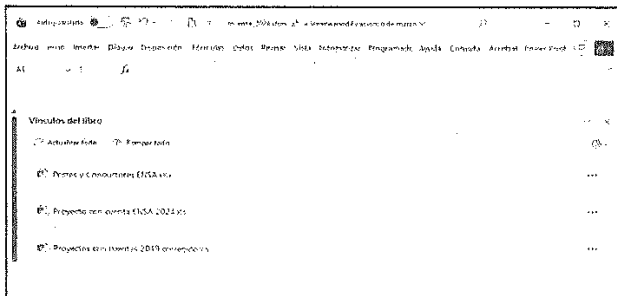
Resolución AN No. 21656-Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 17 de 30



Vinculos de libro para archivo m\_ensa\_2022.xlsx



Vinculos de libro para archivo m\_ensa\_2023.xlsx



Vinculos de libro para archivo m\_ensa\_2024.xlsx

- Comentarios sobre archivo (postes y conductores ENSA 2025.xlsx)

Indican que de este archivo son utilizadas como referencia externa las hojas, Soportes y Líneas, sin embargo, los totales que estas hojas presentan no corresponden con su conteo de Soportes y sumatoria de metros de Conductor. Para dar una referencia en la hoja Líneas, se obtiene un total de metros de conductor, que por el nombre del archivo entienden corresponde a información 2025, por el orden de 18,883,143 metros de conductor. Si ellos toman en consideración los archivos de Líneas en tensiones Media y Baja, obtienen un total conjunto de 8,375,176 metros de conductor.

Este archivo, se infiere por el nombre que corresponde a información construida a partir de archivos de Red del año 2025, y por ende debe ser el archivo al cual haga referencia el archivo m\_ensa\_2025.xlsx. Sin embargo, observan que el archivo m\_ensa\_2025.xlsx tiene 535 registros que por el tipo de cuenta ASEP requieren validación de cantidad de metros de conductor, de estos registros únicamente 57 hacen el vínculo con el archivo. Los restantes 478 registros hacen el vínculo con el archivo en específico a la hoja Líneas 2024.

Similar al punto inmediato anterior, observa que el archivo m\_ensa\_2025.xlsx tiene 372 registros que por el tipo de cuenta ASEP requieren validación de cantidad de estructuras tipo soporte y de estos registros únicamente 51 hacen el vínculo con el archivo. Los restantes 321 registros hacen el vínculo con el archivo en específico a la hoja Postes 2024.

- Comentarios sobre archivo < Postes y Conductores ENSA.xlsx >

En este archivo ven que se utiliza como vínculo para el archivo m\_ensa\_2025.xlsx utilizando las hojas Líneas 2024 y Postes 2024. Esta situación causa que 478 registros que requieren validación de Líneas queden incorrectamente referenciados a la hoja Líneas 2024 y por consiguiente las cantidades de metros de línea inferiores al mínimo requerido.

De similar forma 372 registros del archivo m\_ensa\_2025.xlsx están vinculados a la hoja Postes 2024 quedando incorrectamente referenciados y con cantidades de soporte inferiores al mínimo requerido.

CP

ed



Resolución AN No. *21656*-Elec  
de *20* de *mayo* de 2026  
Página 18 de 30

De las relaciones entre archivos presentadas, mencionan también los vínculos referentes a los archivos m\_ensa\_2022.xlsm y m\_ensa\_2023.xlsm. Ambos archivos están vinculados al archivo, el cual tiene cuatro hojas con vinculación externa: Postes 2024, Líneas 2024, Postes y Líneas. De estas hojas no logran identificar a que año calendario corresponden las hojas Postes y Líneas. Señalan que las mismas no tienen identificación alguna para distinguirlas. Sin embargo, es claro que, al ser utilizadas para validar el cumplimiento de los años 2022 y 2023, existe una inconsistencia de integridad referencial ya que fuera esperado una relación única para cada archivo m\_ensa\_yyyy.

De las anteriores revisiones y ante las diferencias detectadas en el procesamiento de los datos entregados por ENSA, desarrollan un archivo similar que comparten, en este archivo se presenta de forma formulada y consolidada la relación directa entre los archivos tomando como criterio el año del archivo. Luego de efectuado este cálculo, respetando la metodología descrita en el sistema regulatorio uniforme de cuentas SRUC obtienen los resultados de eficiencias para los 4 años que la autoridad incluyó en su revisión obteniendo los siguientes resultados:

NEGOCIO	2022	2023	2024	2025
TOTAL PROPIEDADES Y PLANTA	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	87.17%	86.61%	87.05%	88.10%
TOTAL ALIMENTADO PÚBLICO	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
TOTAL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN	89.94%	90.00%	90.00%	90.00%

### ANÁLISIS DE LA ASEP

En atención al comentario formulado, esta Autoridad Reguladora considera pertinente aclarar que la información utilizada para el análisis no corresponde a información generada unilateralmente por la ASEP, sino que proviene de los datos suministrados por la propia empresa distribuidora, así como de la información contenida en las bases del SRUC correspondientes al proceso de revisión.

En ese sentido, los archivos utilizados como auxiliares tienen únicamente una función de soporte y trazabilidad, permitiendo a esta Autoridad verificar la consistencia y validación de los datos empleados en el cálculo de las variables correspondientes. Por tanto, dichos archivos no sustituyen ni reemplazan la información base remitida por la empresa distribuidora.

No obstante, se procederá a efectuar los ajustes que correspondan en las referencias identificadas, a fin de garantizar la debida consistencia entre la información aportada, los archivos de apoyo y los resultados incorporados al modelo.

#### **13.14. Revisión del porcentaje de pérdidas reconocidas en el Ingreso Máximo Permitido, considerando el efecto de zonas rojas y asentamientos irregulares.**

Señala que a solicitud de la ASEP, ENSA aportó información respecto a la caracterización de zonas, estimación de pérdidas, conexiones irregulares, balances de energía y acciones implementadas, la cual fue oportunamente remitida mediante el Informe de Afectaciones Extraordinarias por Pérdidas de Energía de mayo 2025, a través de la nota VPER-170-25, complementada mediante la nota VI-069-2026 y sus anexos, también a solicitud del Regulador.

En esta última, incluyeron las bases de datos detalladas, sustentadas en macro mediciones, la información de carácter comercial y las metodologías de estimación técnica. Se adjuntan copias de todas estas comunicaciones y sus anexos respectivos. Del análisis integral se desprenden tres elementos fundamentales, a saber:

1. La evidencia confirma que las pérdidas no técnicas en ENSA presentan un alto grado de concentración en zonas específicas con condiciones particulares, tales como zonas rojas y asentamientos informales, cada una con características operativas, sociales y de acceso diferenciadas. Estas zonas, en conjunto, representan una proporción significativa de la problemática total y presentan limitaciones

*Or  
eet y  
→*



Resolución AN No. 21656-Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 19 de 30

estructurales que condicionan la efectividad de las acciones convencionales de control.

2. La metodología utilizada por ENSA para la cuantificación de estas pérdidas se fundamenta en esquemas de balance energético por zona, apoyados en macro medición, información comercial y procesos de extrapolación técnica en aquellos casos donde no es posible contar con medición directa. Este enfoque permite establecer estimaciones consistentes y trazables del orden de magnitud de la energía no facturada, alineadas con la realidad física y operativa de cada tipología de zona.

3. En tercer lugar, se evidencia que ENSA ha implementado de manera sostenida un conjunto amplio de acciones orientadas a la reducción de pérdidas, incluyendo inversiones en bloqueo de red, programas de regularización de clientes, despliegue de medición avanzada y estrategias intensivas de inspección. Estas acciones han implicado inversiones y esfuerzos operativos significativos, y han permitido contener el crecimiento de las pérdidas; no obstante, su efectividad se ve limitada en determinados sectores por factores estructurales asociados a condiciones de informalidad, inseguridad y restricciones de acceso, cuya gestión trasciende el control exclusivo de la empresa.

De los informes a los que se hace referencia en este comentario y que se adjuntaron o, se extrae lo que presentan a continuación. Sin embargo, solicitan respetuosamente al Regulador que realice la lectura del informe completo (adjunto), ya que lo que se presenta son apenas extractos, que buscan poner en contexto la situación, pero todo el contenido debe evaluarse:

- Zonas Rojas:

La definición y caracterización de las zonas rojas se encuentra en la Sección III.c del Informe de Afectaciones Extraordinarias por Pérdidas de Energía en la zona de concesión de ENSA, de mayo de 2025. En dicha sección se indica que se trata de sectores en los que los niveles de inseguridad y criminalidad comprometen directamente la integridad física del personal de ENSA y de sus contratistas. Asimismo, se reporta en estas áreas una elevada incidencia de conexiones ilegales, vandalismo recurrente contra la infraestructura eléctrica y resistencia sistemática a procesos comerciales regulares, tales como inspecciones, cortes, reconexiones, lectura de medidores y labores de construcción y mantenimiento. El informe también indica que, debido al riesgo operativo existente, las intervenciones en estos sectores requieren coordinación previa con la fuerza pública y, en numerosos casos, la ejecución de trabajos solo es posible bajo escolta policial.

Desde el punto de vista cuantitativo, la nota VI-069-2026 indica que las zonas rojas agrupan aproximadamente el 34% de los clientes totales de la empresa, equivalentes a unos 189,000 clientes, y que el consumo de dichas zonas corresponde aproximadamente al 25% de la energía distribuida, con un promedio mensual de 98,041 MWh durante 2024. En esa misma respuesta se precisa, además, que las pérdidas no técnicas asociadas a estas zonas representan alrededor del 31% de la pérdida total de ENSA.

La metodología empleada para sustentar estas zonas no se basa en una estimación abstracta o no trazable, sino en un esquema de balance energético por polígono o zona, construido a partir de la energía medida mediante macro medición y contrastada contra la energía facturada a clientes regulares dentro de cada ámbito analizado.

Bajo este enfoque, la energía hurtada corresponde a la diferencia entre la energía ingresada a la zona y la energía efectivamente facturada, una vez identificados los clientes regulares incluidos en el perímetro analizado.

Adicionalmente, el informe de mayo de 2025 no solo describe la naturaleza operativa de las zonas rojas, sino que también documenta su impacto económico y operativo. El informe también señala que estas zonas presentan pérdidas en el orden del 9% y concentran una parte sustancial del problema de pérdidas no técnicas.



JA  
24/5

Resolución AN No. ~~21656~~-Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 20 de 30

- Asentamientos Ilegales (Invasiones)

Conforme a la definición desarrollada en la Sección III.b del Informe 2025, los asentamientos ilegales o invasiones corresponden a ocupaciones informales de terrenos, ya sea en propiedades del Estado o de privados, respecto de las cuales ENSA no cuenta con respaldo legal para instalar infraestructura formal ni para brindar el servicio eléctrico de manera regular. El propio informe señala que en estas comunidades no es posible brindar servicio formal, resultando en pérdidas del 100%.

En este contexto, corresponde hacer una precisión metodológica relevante: las invasiones no incluyen clientes regulares en el sentido comercial y contractual del término. La nota VI-069-2026 señala expresamente que, para esta tipología, las conexiones irregulares reportadas son equivalentes al número de viviendas estimadas, precisamente porque no existen clientes regulares formales dentro de dichos polígonos. En consecuencia, estas zonas no se analizan a partir de consumos de clientes facturados, sino a partir de una estimación de viviendas, conexiones ilegales y energía no facturada.

En lo relativo al crecimiento de estos asentamientos, ENSA reportó un incremento aproximado de 15% en viviendas estimadas entre 2021 y abril de 2024, al pasar de 6,275 a 7,226 viviendas, información también consignada en la nota VI-069-2026.

Respecto del sustento técnico de la energía asociada a estas invasiones, señala que es importante aclarar que no existe macro medición en la mayoría de los asentamientos ilegales. Por tanto, la cuantificación de la afectación no se realiza a partir de una lectura directa y exhaustiva de cada invasión, sino mediante una metodología de estimación por extrapolación. El informe explica que el estudio utiliza la información proveniente de transformadores o totalizadores con resultados confiables, y que dicho comportamiento es extrapolado, mediante porcentajes de pérdidas, a otros transformadores no totalizados de la misma región. Asimismo, señala expresamente que el uso de la herramienta OpenBuildings permitió mejorar la estimación de la cantidad de viviendas dentro de los polígonos de invasión identificados.

En términos prácticos, la metodología aplicada consiste en tomar las invasiones o sectores donde sí existe información macro medida o totalizada, determinar a partir de ellas una densidad energética de referencia asociada a la vivienda asentada —utilizando para ello la superficie edificada o el número de viviendas identificadas dentro del polígono— e inferir luego ese comportamiento al resto de las invasiones no medidas.

Indica que, de esta manera, no se pretende afirmar una medición puntual de cada asentamiento, sino establecer un orden de magnitud técnicamente razonable de la energía involucrada y, por ende, de la afectación extraordinaria atribuible a esta tipología. Esta lógica es consistente con el propio enfoque del estudio, que reconoce el uso de macro medición y extrapolación como base metodológica.

- Zonas con pérdidas altas

Según la definición contenida en el Informe 2025, las zonas de alta pérdida corresponden a barrios o sectores con niveles de pérdidas superiores al 20%, caracterizados por condiciones geográficas, sociales y culturales particulares que favorecen una elevada propensión al hurto de energía. A diferencia de las denominadas zonas rojas, estas comunidades no necesariamente presentan altos niveles de peligrosidad para la atención operativa, pero sí una marcada cultura de informalidad e ilegalidad frente al servicio eléctrico. El informe agrega que en estas zonas es frecuente la manipulación de acometidas, las conexiones directas no autorizadas y las reconexiones ilegales posteriores al corte, lo que limita la efectividad de las acciones de control.

En cuanto a su composición y magnitud, el Informe 2025 señala que este conjunto de barrios representa aproximadamente el 4% del total de clientes de ENSA y concentra cerca del 18% de las pérdidas globales de la empresa, estimándose que en dichos sectores se



*[Handwritten signature]*

Resolución AN No. **21656**-Elec  
de **20** de **mayo** de 2026  
Página 21 de 30

pierde alrededor del 30% de la energía que ingresa. En la Tabla 4 del mismo informe se cuantifica esta categoría en 3.8% de los clientes, 4.0% de la energía de entrada y 17.7% de las pérdidas no técnicas totales, con un índice de pérdidas del 30%. La nota VI-069-2026 complementa esa caracterización con valores absolutos, indicando que estas zonas representan aproximadamente 21,000 clientes regulares y alrededor de 15,889 MWh mensuales promedio en 2024, equivalentes al 4% de la energía distribuida, concentrando aproximadamente el 18% de las pérdidas no técnicas. Adicionalmente, en la Tabla 5 del Informe 2025 se detalla que los barrios de altas pérdidas (>20%) presentan una energía distribuida de 15,889 MWh/mes, pérdidas totales de 4,789 MWh/mes y un porcentaje de pérdidas de 30.1%.

- Acciones realizadas durante los últimos cuatro años

Presentan que, desde el punto de vista estructural, ENSA ha abordado la reducción de pérdidas no técnicas mediante tres líneas principales de acción, alineadas con la naturaleza de las causas que las originan.

Indican que la primera corresponde a las inversiones en bloqueo de red, orientadas al control estructural del hurto. ENSA ha implementado un programa sostenido de inversiones en blindaje de red, mediante la instalación de sistemas de medición concentrada y barreras técnicas que dificultan la manipulación de las acometidas. La inversión total aproximada para el período 2022–2025 asciende a B/. 46.5 millones, con más de 55,200 clientes intervenidos y una efectividad estimada de reducción de pérdidas del 50% al 60% en zonas intervenidas. Señalan que estas intervenciones han permitido transformar zonas de alta pérdida en áreas más gestionables, reduciendo la recurrencia del fraude y mejorando la sostenibilidad de las acciones operativas.

Observa que, la segunda línea corresponde a la captación de clientes ilegales, orientada a la regularización parcial del consumo. Señalan que para zonas donde no es viable una intervención estructural completa, ENSA ha desarrollado estrategias de captación de usuarios ilegales, incorporándolos al sistema mediante esquemas como la medición prepago. Entre 2022 y 2025 se capturaron más de 37,800 clientes, con inversiones anuales detalladas en el anexo respectivo. El enfoque aplicado combina formalización sin barreras técnicas con inspección continua, permitiendo reducir pérdidas comerciales en zonas donde la intervención física total no resulta viable en el corto plazo.

Establece que la tercera línea corresponde a inspecciones y control operativo como mecanismo de gestión continua de pérdidas. ENSA ejecutó un programa intensivo de inspecciones para la detección de irregularidades, con un total de 368,600 inspecciones entre 2022 y 2025 y un costo directo aproximado de B/. 9.1 millones. Aproximadamente una tercera parte de estas inspecciones se concentró en zonas de reconocimiento especial. Los resultados reportados muestran, en zonas rojas, un 63% de hallazgos y aproximadamente 20% de fraude, mientras que en otras zonas se registró 54% de hallazgos y alrededor de 9% de fraude. Adicionalmente, este programa se apoya en herramientas de analítica de datos para optimizar la selección de inspecciones e incrementar su efectividad.

En cuanto a los resultados obtenidos, señalan que los indicadores reportados evidencian una gestión activa y sostenida. La energía total recuperada entre 2022 y 2025 fue de 29.8 GWh en 2022, 32.6 GWh en 2023, 45.8 GWh en 2024 y 50.1 GWh en 2025. La energía recuperada directamente atribuible a proyectos se ubicó entre 5.6 y 8.6 GWh anuales. A su vez, el índice de pérdidas se ha mantenido en torno a 10.3%–10.6%, lo que evidencia contención del crecimiento del problema a pesar de condiciones estructurales adversas. Adicionalmente, el informe 2025 ya indicaba que, en el período 2022–2024, se logró una reducción aproximada de 0.20% en el índice de pérdidas, junto con recuperación energética acumulada.

Observa que, los antecedentes presentados evidencian que ENSA ha ejecutado acciones concretas, sostenidas y cuantificables; ha destinado recursos significativos de inversión y operación; y ha obtenido resultados medibles en recuperación de energía y control de



Resolución AN No. 21656-Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 22 de 30

pérdidas. Por tanto, no se está frente a una situación de inacción o falta de gestión, sino ante una problemática cuya persistencia responde a condiciones estructurales sociales, legales y de seguridad que exceden la capacidad de control absoluto de la empresa, aun cuando se mantenga un esfuerzo operativo continuo.

- Plan Operativo 2026-2030 Acciones en zonas rojas

Indica que, en las zonas clasificadas como zonas rojas, las acciones se orientan a intervenciones estructurales de la red, complementadas con un fortalecimiento del control operativo, considerando las restricciones de seguridad que caracterizan estos sectores. Las principales líneas de acción comprenden: • implementación de esquemas de bloqueo y blindaje de red • ejecución de inspecciones focalizadas con apoyo de la fuerza pública • fortalecimiento de capacidades de monitoreo y analítica de pérdidas.

Precisa que la red blindada integra medición concentrada como parte de su configuración, constituyendo una solución tecnológica unificada.

Asimismo, dicha infraestructura incorpora tecnología AMI, lo que permite disponer de información oportuna y de alta resolución sobre el comportamiento del consumo.

Comentan que, en complemento, mediante la inversión en macromedición, se implementará un esquema de seguimiento soportado en datos provenientes de AMI, orientado a: • la detección temprana de intervenciones o irregularidades • la mejora en la efectividad de las acciones de inspección • el monitoreo continuo de las condiciones de la red.

Considera que este enfoque permitirá reducir la dependencia de seguimiento operativo en campo, así como disminuir la probabilidad de deterioro de las condiciones de las zonas intervenidas.

Como parte de la información adicional, comparten el archivo Totalizadores ENSA - Marzo 2026 que contiene el detalle de los transformadores con macromedición habilitada a marzo del presente año.

- ✓ Acciones en asentamientos ilegales (invasiones)

Indican que, en el caso de los asentamientos ilegales, el plan reconoce las limitaciones legales y operativas existentes para la normalización del servicio, constituyendo este frente el principal desafío en la gestión de pérdidas no técnicas.

ENSA mantiene un seguimiento cercano y continuo con entidades gubernamentales y gobiernos locales, con el objetivo de viabilizar, en el menor tiempo posible, los procesos necesarios para la regularización de estos asentamientos.

En línea con la experiencia acumulada en este frente y considerando las limitaciones presupuestarias existentes, se ha contemplado la asignación de recursos específicos para el período comprendido entre julio y diciembre de 2026, orientados a apoyar las gestiones de regularización.

Dado que estos asentamientos representan pérdidas del 100% de la energía suministrada, la estrategia adoptada contempla una gestión flexible de los recursos a nivel gerencial y organizacional, de manera que: • se puedan dinamizar los presupuestos disponibles para atender las necesidades de construcción y regularización de estas comunidades, cuando las condiciones lo permitan • sin comprometer o bloquear dichos recursos de forma permanente, permitiendo su reasignación a otros frentes de trabajo en caso de no lograrse viabilidad en este ámbito.

Adicionalmente, señalan que se está dando seguimiento prioritario a los procesos de legalización de comunidades específicas de alto impacto, entre las que destacan: • Fundación Coral (Panamá Este) • comunidades en terrenos propiedad de Zona Libre de



Resolución AN No. *21056*-Elec  
de *20* de *mayo* de 2026  
Página 23 de 30

Colón en zona contigua a Aeropuerto Enrique A. Jiménez, las cuales corresponden a los asentamientos de mayor tamaño identificados y, por tanto, con mayor incidencia en el nivel de pérdidas.

✓ Acciones en zonas de alta pérdida

Comenta que para las zonas de alta pérdida con presencia de clientes regulares, el plan se orienta a la reducción directa de pérdidas mediante intervenciones técnicas y comerciales.

Las acciones incluyen:

- intensificación de programas de inspección y detección de fraude
- ejecución de proyectos de normalización de redes y acometidas
- sustitución de equipos de medición y mejora de la infraestructura de medición
- implementación de herramientas de analítica avanzada para identificación de Pérdidas.

En este contexto, se contempla que ENSA continúe expandiendo su nivel de penetración de tecnología AMI, complementado con inversiones estratégicas por parte de la Gerencia de Recuperación de Energía en el robustecimiento y expansión de la macromedición.

Indican que lo anterior permitirá contar con mejores insumos de información para el seguimiento y control operativo de estas zonas, facilitando:

- la identificación de las mejores oportunidades de recuperación de energía
- la detección de zonas con deterioro progresivo, que requieran intervención prioritaria
- una optimización en el uso de los recursos disponibles, enfocándolos en áreas de mayor impacto

De esta manera, la combinación de información proveniente de AMI y macromedición permitirá evolucionar hacia un esquema de gestión más proactivo y focalizado, incrementando la efectividad de las acciones de control de pérdidas.

✓ Inversiones y gastos asociados

Señalan que el plan contempla una asignación total de recursos del orden de \$23.8 millones, orientada a la atención diferenciada de los principales frentes de pérdidas. La distribución de esos recursos es la siguiente:

- \$350 mil destinados a la gestión de asentamientos ilegales, bajo un esquema de disponibilidad flexible sujeto a viabilidad
- \$1.48 millones destinados al frente de inspección, con una ejecución estimada de 350 mil inspecciones durante el período tarifario
- \$17.3 millones destinados a proyectos de blindaje de red, distribuidos en: \$8.6 millones en Panamá y Sistemas Regionales y \$8.7 millones en Colón,

Consideran que esta inversión permitirá la intervención de aproximadamente 494 transformadores, beneficiando del orden de 20 mil clientes, incluyendo tanto clientes existentes como nuevos clientes formalizados, así como una expansión equivalente del parque de clientes con tecnología AMI. las cuales corresponden a los asentamientos de mayor tamaño identificados y, por tanto, con mayor incidencia en el nivel de pérdidas.

✓ Acciones en zonas de alta pérdida

Para las zonas de alta pérdida con presencia de clientes regulares, indican que el plan se orienta a la reducción directa de pérdidas mediante intervenciones técnicas y comerciales. Las acciones incluyen: • intensificación de programas de inspección y detección de fraude • ejecución de proyectos de normalización de redes y acometidas • sustitución de equipos de medición y mejora de la infraestructura de medición • implementación de herramientas de analítica avanzada para identificación de pérdidas.



*Handwritten signature and initials*

Resolución AN No. *21656* Elec  
de *20* de *mayo* de 2026  
Página 24 de 30

En este contexto, se contempla que ENSA continúe expandiendo su nivel de penetración de tecnología AMI, complementado con inversiones estratégicas por parte de la Gerencia de Recuperación de Energía en el robustecimiento y expansión de la macromedición.

Señalan que lo anterior permitirá contar con mejores insumos de información para el seguimiento y control operativo de estas zonas, facilitando: • la identificación de las mejores oportunidades de recuperación de energía • la detección de zonas con deterioro progresivo, que requieran intervención prioritaria • una optimización en el uso de los recursos disponibles, enfocándolos en áreas de mayor impacto.

De esta manera, la combinación de información proveniente de AMI y macromedición permitirá evolucionar hacia un esquema de gestión más proactivo y focalizado, incrementando la efectividad de las acciones de control de pérdidas. Inversiones y gastos asociados.

El plan contempla una asignación total de recursos del orden de \$23.8 millones, orientada a la atención diferenciada de los principales frentes de pérdidas.

La distribución de estos recursos es la siguiente:

- \$350 mil destinados a la gestión de asentamientos ilegales, bajo un esquema de disponibilidad flexible sujeto a viabilidad.
- \$1.48 millones destinados al frente de inspección, con una ejecución estimada de 350 mil inspecciones durante el período tarifario.
- \$17.3 millones destinados a proyectos de blindaje de red, distribuidos en: o \$8.6 millones en Panamá y Sistemas Regionales o \$8.7 millones en Colón. Esta inversión permitirá la intervención de aproximadamente 494 transformadores, beneficiando del orden de 20 mil clientes, incluyendo tanto clientes existentes como nuevos clientes formalizados, así como una expansión equivalente del parque de clientes con tecnología AMI.
- \$4.6 millones destinados a la expansión, actualización y mantenimiento de la red de macromedición, lo que se traduce en aproximadamente 10.6 mil intervenciones, distribuidas en: o 7.4 mil intervenciones de mantenimiento y actualización de la red existente o 3.2 mil intervenciones para la expansión mediante nuevos puntos de medición.

Indican que estas inversiones permitirán fortalecer la capacidad de monitoreo del sistema, incrementando la granularidad de la información y mejorando la efectividad de las acciones de control y recuperación.

✓ Consideraciones sobre el reconocimiento de pérdidas en zonas especiales

Consideran que la conclusión expuesta en este punto no refleja plenamente la naturaleza del problema que sustenta la solicitud de reconocimiento extraordinario de pérdidas de ENSA.

En primer lugar, conviene recordar que el nivel de pérdidas eficientes reconocido para el período 2026–2030 se construye a partir de ecuaciones de eficiencia estimadas con empresas comparadoras seleccionadas por la propia ASEP, correspondientes a utilities que operan en entornos institucionales, sociales, urbanos y de seguridad materialmente distintos a los que enfrenta ENSA en su zona de concesión. Señalan que precisamente por ello, el reconocimiento extraordinario solicitado no busca sustituir ni desconocer la referencia eficiente establecida por la metodología, sino complementarla en aquello que dicha referencia no logra captar: las pérdidas asociadas a zonas rojas, asentamientos informales y sectores con dinámicas sociales y operativas particularmente complejas.

Adicionalmente, resaltan una diferencia metodológica relevante, que el benchmark eficiente de pérdidas fue construido a partir de empresas comparadoras y de una ecuación de eficiencia; sin embargo, la conclusión relativa al componente extraordinario se sustenta posteriormente en indicadores agregados de pobreza y criminalidad del país. Consideran que ello incorpora un criterio distinto al que dio origen a la referencia eficiente.



Resolución AN No. *21656*-Elec  
de *20* de *mayo* de 2026  
Página 25 de 30

Señala que ENSA es contrastada con una frontera de eficiencia estimada con empresas que operan en un entorno sustancialmente diferente, pero el ajuste del componente extraordinario se justifica con promedios nacionales que no miden la realidad específica de las zonas que generan la afectación.

Indica que la propia evolución de la solicitud presentada por ENSA demuestra que la problemática extraordinaria no ha sido planteada de manera rígida ni sobredimensionada, sino actualizada con criterios más conservadores que en el período anterior. En efecto, mientras que el estudio base del ciclo previo estimó pérdidas extraordinarias del orden de 3.55%, el análisis actualizado para este ejercicio identifica un componente extraordinario de 2.97%, lo que evidencia una reducción respecto del pliego anterior. Es decir, la mejora observada en ciertos indicadores del entorno ya se encuentra reflejada en una menor solicitud extraordinaria. Sin embargo, esa disminución no permite concluir que la problemática haya desaparecido ni que, por ese solo hecho, su reconocimiento deba reducirse automáticamente a la mitad.

Más aún, ENSA acreditó que, una vez aislado el efecto de las zonas extraordinarias, el comportamiento del resto de su sistema se alinea prácticamente con el nivel eficiente reconocido por la metodología. Este resultado es particularmente relevante, pues evidencia que la diferencia principal no proviene de una ineficiencia generalizada de la empresa, sino de un conjunto específico de condiciones sociales, territoriales, culturales y de seguridad que no están presentes —al menos no con la misma intensidad— en las empresas comparadoras.

Señala que, el componente extraordinario solicitado no persigue trasladar a tarifa ineficiencias de gestión, sino reconocer una brecha estructural que el modelo comparativo no recoge por diseño. Solicitan que la evaluación del componente extraordinario descansa principalmente en la evidencia territorial, operativa y técnica del caso concreto, y no de manera predominante en indicadores nacionales agregados que, por su propia naturaleza, no reflejan la severidad ni la concentración del fenómeno dentro de la zona de concesión. En ese sentido, se solicita reconsiderar la conclusión adoptada, a fin de que el reconocimiento extraordinario guarde una correspondencia más directa con la magnitud y características de la afectación efectivamente acreditada por ENSA.

### ANÁLISIS DE LA ASEP

En relación con el reconocimiento de las pérdidas asociadas a las denominadas zonas rojas, esta Autoridad Reguladora ha efectuado un análisis integral de la información técnica y operativa aportada por la empresa concesionaria, así como de los principios regulatorios aplicables a la determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP).

Del análisis realizado se concluye que las pérdidas no técnicas en dichas zonas presentan condiciones particulares asociadas a factores de seguridad, acceso, conflictividad social y dificultades operativas que limitan la capacidad de gestión de la empresa distribuidora bajo esquemas convencionales de control y fiscalización. En consecuencia, esta Autoridad reconoce que una parte de dichas pérdidas responde a circunstancias extraordinarias que afectan la operación eficiente del sistema.

No obstante, ello no exime a la empresa de su obligación de continuar ejecutando todas las acciones técnicas, comerciales y operativas necesarias para la reducción progresiva de dichas pérdidas. Por el contrario, las medidas reportadas por la concesionaria, tales como programas de inspección, blindaje de redes, instalación de medidores inteligentes, macromedición, regularización de clientes y demás mecanismos de control, evidencian que existe un margen de gestión susceptible de mejora y que las pérdidas en estas áreas no pueden considerarse totalmente no gestionables.

Asimismo, esta Autoridad considera que el reconocimiento del cien por ciento (100%) de las pérdidas no técnicas en zonas rojas no resulta compatible con los principios regulatorios de eficiencia, razonabilidad y adecuada asignación de riesgos, ya que implicaría trasladar



Resolución AN No. 21656 Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 26 de 30

íntegramente a los usuarios regulados costos cuya mitigación corresponde, al menos parcialmente, a la gestión de la empresa distribuidora.

En este contexto, y tomando en consideración la necesidad de que la empresa disponga de recursos adicionales para fortalecer sus estrategias de reducción de pérdidas, esta Autoridad Reguladora estima razonable reconocer el cincuenta por ciento (50%) de las pérdidas asociadas a zonas rojas dentro del cálculo del Ingreso Máximo Permitido. Dicho reconocimiento tiene como finalidad otorgar recursos adicionales que permitan a la concesionaria ejecutar e intensificar programas orientados a la disminución de pérdidas no técnicas durante el periodo tarifario.

Este reconocimiento parcial constituye un mecanismo de equilibrio regulatorio que:

- reconoce parcialmente las condiciones extraordinarias presentes en estas zonas;
- preserva incentivos regulatorios adecuados para que la empresa continúe reduciendo pérdidas;
- evita trasladar totalmente dichos costos a los clientes regulados; y
- permite que la empresa cuente con ingresos adicionales para implementar acciones y planes específicos de control y reducción de pérdidas.

En consecuencia, la empresa distribuidora deberá presentar ante esta Autoridad Reguladora, con posterioridad a la aprobación del Ingreso Máximo Permitido, un plan detallado de reducción de pérdidas asociado a las zonas rojas, el cual deberá incluir objetivos, cronograma de ejecución, inversiones, acciones operativas y mecanismos de seguimiento, a efectos de verificar que los recursos reconocidos sean destinados al fortalecimiento de la gestión de reducción de pérdidas no técnicas.

Por lo tanto, esta Autoridad concluye que el reconocimiento del cincuenta por ciento (50%) de las pérdidas correspondientes a zonas rojas constituye una medida regulatoria razonable y proporcional, mediante la cual se reconocen parcialmente las condiciones extraordinarias que enfrenta la empresa distribuidora, sin eliminar los incentivos necesarios para que continúe ejecutando acciones orientadas a la reducción de pérdidas no técnicas, en resguardo del equilibrio tarifario y de la protección de los usuarios del servicio público de electricidad.

### 13.15 IMP – Considerando comentarios realizados por ENSA.

En línea con los comentarios realizados por ENSA en los documentos Bloque 1, Bloque 2 y Bloque 3, han ajustado el modelo publicado como parte de esta consulta pública llegando a un resultado que se resume en la tabla a continuación.

VALOR PRESUNTO NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
Expresado a diciembre 2025	UNIDADES	JULIO 26 - JUNIO 30
VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN	Miles de Bz.	508,328.30
VP-IMPFO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de Bz.	210,581.78
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de Bz.	33,831.11
SUB-TOTAL	Miles de Bz.	752,741.20
VP-IPPD - PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de Bz.	252,494.00
IMP TOTAL	Miles de Bz.	1,005,235.19
ENERGÍA FACTURADA (sin AP)	MWh	14,627.077
IMP	Bz./MWh	68.72
IMP SPérdidas	Bz./MWh	51.46

### ANÁLISIS DE LA ASEP

En relación con el modelo ajustado presentado por la empresa concesionaria, identificado como "16\_modelo\_ensa (revisado).xism" resulta necesario precisar que la incorporación de ajustes propuestos unilateralmente por la empresa en un modelo propio no implica, en modo alguno, su aceptación por parte de la ASEP, ni sustituye el proceso de evaluación técnica y regulatoria que corresponde a esta Autoridad.

En particular, se observa que el modelo presentado:

- se construye sobre la base de criterios, supuestos y metodologías que han sido objeto de observación por parte de esta Autoridad a lo largo del presente proceso;

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten mark]*



Resolución AN No. 21656-Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 27 de 30

- incorpora modificaciones que no necesariamente se alinean con el marco metodológico definido por la ASEP para la determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP); y
- responde a una lógica de cálculo orientada a reflejar la posición de la empresa, lo cual no garantiza consistencia con los principios regulatorios de eficiencia, prudencia y protección del usuario.

En este sentido, esta Autoridad reitera que los modelos oficiales de cálculo del IMP son aquellos definidos, estructurados y validados por la ASEP.

14. Que vistas las anteriores consideraciones, esta Autoridad debe indicar que el cálculo del Ingreso Máximo Permitido considera lo siguiente:
  - 14.1. La Tasa de Rentabilidad que fue aprobada por la ASEP mediante Resolución AN No.21170-Elec de 22 de diciembre de 2025.
  - 14.2. 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.21371-Elec de 13 de febrero de 2026, y su confirmación por la Resolución AN No.21466-Elec de 18 de marzo de 2026.
  - 14.3. 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.
  - 14.4. 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).
15. 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 la tasa de depreciación anual para ENSA, como siguen:
  - Activos de Distribución: 4.40%
  - Activos de Comercialización: 5.14%
  - Activos de Alumbrado Público: 4.55%
16. Que vistas las anteriores consideraciones, es deber de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos hacer cumplir las funciones y objetivos de la Ley de su creación y las Leyes Sectoriales correspondientes, por lo que,

#### RESUELVE:

**PRIMERO: FIJAR** en **NOVECIENTOS CUARENTA MILLONES CUATROCIENTOS VEINTINUEVE MIL NOVECIENTOS DOS BALBOAS CON CINCO CENTÉSIMOS (B/.940,429,902.05)** el Ingreso Máximo Permitido a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, por una vigencia de cuatro (4) años, correspondiente al periodo 2026-2030, como sigue y cuyo detalle se incluye en el **ANEXO A** de la presente Resolución y cuyo modelo de cálculo se incluye en el **ANEXO B**, los cuales forman parte integral de la presente Resolución, en Balboas:



Resolución AN No. 21656 -Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 28 de 30

Distribución	494,759,005.97
Comercialización	211,640,096.50
Alumbrado Público (sistema)	27,580,102.59
Sub-Total	733,979,205.05
Pérdidas Estándar en Distribución	206,450,697.00
<b>Total</b>	<b>940,429,902.05</b>

**SEGUNDO: ADVERTIR** que el valor de Pérdidas Estándar en redes de distribución es un valor calculado con el porcentaje de pérdidas estándar fijado y el costo monómico en el mercado mayorista estimado para el primer semestre de 2026. El costo monómico en el mercado mayorista, de acuerdo con las reglas es revisado semestralmente con base en los costos reales.

**TERCERO: ESTABLECER** que el Ingreso Máximo Permitido aprobado a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)** 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

DETALLE	JUL26/ JUN27	JUL27/ JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTAL
<b>ALUMBRADO PÚBLICO</b>	<b>7,592</b>	<b>7,592</b>	<b>7,592</b>	<b>7,592</b>	<b>30,368</b>
Crecimiento Vegetativo - LED	3,200	3,200	3,200	3,200	12,800
Reposición y Mejoras de AP	4,392	4,392	4,392	4,392	17,568
<b>Proyectos Especiales</b>	<b>17,419</b>	<b>11,802</b>	<b>7,774</b>	<b>4,361</b>	<b>41,356</b>
Sustitución de luminarias de Sodio por LED con fotocontroles inteligentes	8,419	5,802	7,774	4,361	26,356
Fotocontroles inteligentes en Avenidas principales	9,000	6,000	0	0	15,000
<b>TOTAL</b>	<b>25,011</b>	<b>19,394</b>	<b>15,366</b>	<b>11,953</b>	<b>71,724</b>

#### Monto en miles de Balboas

DETALLE	JUL26/ JUN27	JUL27/ JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTAL
<b>ALUMBRADO PÚBLICO</b>	<b>1,826.00</b>	<b>1,826.00</b>	<b>1,826.00</b>	<b>1,826.00</b>	<b>7,304.00</b>
Reposición y Mejoras de AP	850.00	850.00	850.00	850.00	3,400.00
Crecimiento Vegetativo LED	976.00	976.00	976.00	976.00	3,904.00
<b>Proyectos Especiales de Alumbrado Público</b>	<b>2,850.00</b>	<b>1,950.00</b>	<b>2,050.00</b>	<b>1,150.00</b>	<b>8,000.00</b>
Sustitución de luminarias de Sodio por LED	2,220.00	1,530.00	2,050.00	1,150.00	6,950.00
Fotocontroles inteligentes en Avenidas principales	630.00	420.00	-	-	1,050.00
<b>TOTAL</b>	<b>4,676.00</b>	<b>3,776.00</b>	<b>3,876.00</b>	<b>2,976.00</b>	<b>15,304.00</b>

**CUARTO: ESTABLECER** que el Ingreso Máximo Permitido aprobado a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)** en el Resuelto Primero de la Resolución que nos ocupa, contempla el programa de inversiones en subestaciones de alta tensión, el cual deberá cumplirse en ese periodo, como sigue:

Concepto (Monto en miles de Balboas)	JUL26/ JUN27	JUL27/ JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTAL
Nueva Subestación Brisas del Golf	-	-	7,000.00	-	7,000.00
Nueva Subestación entre las Subestaciones 24 de Diciembre y Geehan	-	-	-	10,000.00	10,000.00
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7,000.00</b>	<b>10,000.00</b>	<b>17,000.00</b>

**QUINTO: ESTABLECER** que el Ingreso Máximo Permitido aprobado a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)** en el Resuelto Primero de la

*Handwritten signature*



Resolución AN No. 21056-Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 29 de 30

Resolución que nos ocupa, contempla el Programa de Inversiones en soterrado, el cual deberá cumplirse en ese periodo, como sigue:

Concepto (Monto en miles de Balboas)	JUL26/ JUN27	JUL27/ JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTAL
Soterrado Calle 13 de la provincia de Colón	-	2,322.61	-	-	2,322.61
<b>TOTAL</b>	-	<b>2,322.61</b>	-	-	<b>2,322.61</b>

**SEXTO: ESTABLECER** que el Ingreso Máximo Permitido aprobado a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)** en el Resuelto Primero de la presente Resolución, contempla el Programa de Inversiones en Electrificación Rural estimadas por la empresa. Los totales por periodo se indican en la siguiente tabla:

Concepto (Monto en miles de Balboas)	JUL26/ JUN27	JUL27/ JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTAL
<b>ELECTRIFICACIÓN RURAL</b>	<b>0.00</b>	<b>2,690.93</b>	<b>366.68</b>	<b>471.41</b>	<b>3,529.01</b>
Proyecto sistema aislado de tecnología fotovoltaica en la comunidad de Chimán	0.00	2,000.00	0.00	0.00	2,000.00
Extensión de línea eléctrica en la comunidad de San José de Tortí	0.00	300.00	0.00	0.00	300.00
Barriada Villa de Las Rosas y Doña Eve	0.00	127.59	0.00	0.00	127.59
Agua Buena, El Llano, Chepo	0.00	263.34	0.00	0.00	263.34
Río Román, Santa Fé	0.00	0.00	226.24	0.00	226.24
Paraguaito, Las Margaritas, Chepo	0.00	0.00	140.44	0.00	140.44
Coredo, Santa Fé	0.00	0.00	0.00	348.80	348.80
Barriadas frente a la Subasta y antes de la Universidad, Tortí, Chepo	0.00	0.00	0.00	72.55	72.55
Altos del Cristo, Zapallal	0.00	0.00	0.00	50.06	50.06

**SÉPTIMO: DESTACAR** que el Ingreso Máximo Permitido fijado para la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, contempla los recursos para atender el crecimiento esperado en el periodo, así como el desarrollo de las inversiones detalladas en los Resueltos previos.

**OCTAVO: ORDENAR** a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, presentar el Pliego Tarifario de Distribución calculado con base en el Ingreso Máximo Permitido fijado en el Artículo primero de la presente Resolución para lo cual deberán tomar en cuenta lo siguiente:

1. La empresa tendrá que presentar el nuevo Pliego Tarifario a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos para someterlo al proceso de Consulta Pública diez (10) días calendario después de la notificación de la presente Resolución.
2. El nuevo Pliego Tarifario que se apruebe para el periodo de 2026-2030, deberá 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.
  - 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.

**NOVENO: ADVERTIR** a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, 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.



*[Handwritten signature]*

Resolución AN No. 21656-Elec  
de 20 de mayo de 2026  
Página 30 de 30

**DÉCIMO: ORDENAR** a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)** que dicte 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 2026-2030.

**DÉCIMO PRIMERO: ESTABLECER** que la Base de Capital utilizada para la determinación del Ingreso Máximo Permitido, aprobado en el Resuelto Primero de la presente Resolución, se incluye en el **ANEXO C**, la cual forma parte integral del presente acto administrativo.

**DÉCIMO SEGUNDO: ESTABLECER** que la información complementaria utilizada para la determinación del Ingreso Máximo Permitido, aprobado en el Resuelto Primero de la presente Resolución, se incluye en el **ANEXO D**, la cual forma parte integral del presente acto administrativo.

**DÉCIMO TERCERO: ESTABLECER** que el detalle del Programa de Inversiones Especiales no contempladas en las Ecuaciones de Eficiencias se incluye en el **ANEXO E**, la cual forma parte integral de la presente Resolución.

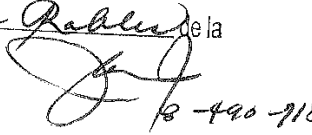
**DÉCIMO CUARTO: ORDENAR** a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A.** que presente ante esta Autoridad Reguladora, en un plazo de sesenta (60) días hábiles contados a partir de la notificación de la presente Resolución, un plan detallado para la reducción de pérdidas asociadas a las zonas rojas, el cual deberá contemplar objetivos específicos, cronograma de ejecución, inversiones requeridas, acciones operativas y mecanismos de seguimiento y evaluación.

**DÉCIMO QUINTO: ADVERTIR** que la presente Resolución rige a partir de su notificación, y que la misma sólo admite recurso de reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, siguientes a la notificación de esta Resolución, el cual una vez resuelto agota la vía gubernativa.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No.21170-Elec de 22 de diciembre de 2025; Resolución AN No.21371-Elec de 13 de febrero de 2026.

**NOTIFÍQUESE, CÚMPLASE Y PUBLÍQUESE,**


  
**ZELMAR RODRÍGUEZ DE MASSIAH**  
Administradora General

En Panamá a los veintidos (22) días  
del mes de mayo de  
2026 a las 10:06 de la mañana  
Notifico al Sr. Juliana Robles de la  
Resolución que antecede.  18-490-918



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

Dado a los 25 días del mes mayo 2026

  
FIRMA AUTORIZADA

