



AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

**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 DE DISTRIBUCIÓN
ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), PARA EL PERIODO
COMPRENDIDO DEL 1° DE JULIO DE 2026 AL 30 DE JUNIO
DE 2030**

METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Realizado con la Asesoría de Estudios Energéticos Consultores

Mayo 2026

Contenido

	Página No.
PARTE I RESUMEN EJECUTIVO.....	7
CAPÍTULO I ÁREAS REPRESENTATIVAS, EMPRESAS COMPARADORAS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA	8
CAPÍTULO II TASA DE RENTABILIDAD (RETORNO) PARA EL PERIODO 2026-2030	11
CAPÍTULO III BASE DE CAPITAL	12
CAPÍTULO IV CÁLCULO DEL IMP	14
PARTE II ELEMENTOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	15
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	15
CAPÍTULO II BASE DE CAPITAL	15
CAPÍTULO III ANÁLISIS DE LOS COSTOS OPERATIVOS REALES DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	18
CAPÍTULO IV PROYECCIÓN DE DEMANDA	22
PARTE III CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	23
CAPÍTULO I INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE EDEMET	23
I.1. INFORMACIÓN DE BASE DE EDEMET	23
I.2. BASE DE CAPITAL	27
I.3. PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN.....	33
I.4. COSTOS EFICIENTES	34
I.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS	35
I.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	37
CAPÍTULO II INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE ENSA	38
II. 1. INFORMACIÓN DE BASE DE ENSA	38
II. 2. BASE DE CAPITAL	41
II. 3. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN.....	48
II. 4. COSTOS EFICIENTES	49
COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN ...	49
II. 5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS	50
II. 6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	52
CAPÍTULO III INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE EDECHI.....	53
III.1. INFORMACIÓN DE BASE DE EDECHI.....	53
III.2. BASE DE CAPITAL	56
III.3. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN.....	61
III.4. COSTOS EFICIENTES	62
III.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS	63
III.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	64
ANEXO I INGRESO MÁXIMO PERMITIDO – EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	66
ANEXO II MODELOS DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	76
1. Metodología	77
1.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO UTILIZADO PARA EL ANÁLISIS DE CONSISTENCIA	78

1.2.	INFORMACIÓN HISTÓRICA UTILIZADA	79
1.3.	ESTIMACIÓN DE LOS MODELOS Y PROYECCIÓN DE LA ENERGÍA VENDIDA Y EL NÚMERO DE CLIENTES	82
2.	Análisis comparativo de las proyecciones.....	82
2.1.	CLIENTES	82
2.2.	ENERGÍA FACTURADA	83
3.	Pérdidas y Factor de Carga utilizados en la proyección	85
3.1.	PÉRDIDAS DE ENERGÍA	85
3.2.	INFORMACIÓN PROYECTADA DE FACTOR DE CARGA	85
4.	Proyección de la Energía Inyectada	86
5.	Proyección Demanda Máxima	86

II.2 RESULTADOS MODELOS ECONOMETRÍCOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA 88

ANEXO III CRITERIOS DE EFICIENCIA CONSIDERADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL 93

ANEXO IV ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN 95

1. Introducción 96

2. ENSA..... 97

3. EDEMET 99

4. Análisis de las solicitudes de las empresas..... 101

5. Conclusiones..... 109

ANEXO V PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL 112

Índice de Tablas

Página No.

Tabla 1 Porcentaje de pérdidas eficientes.....	10
Tabla 2 Factor de Ajuste Jun 2024/Dic 2025	11
Tabla 3 Tasas de Descuento Anuales.....	12
Tabla 4 Coeficiente de ajustes por eficiencia EDEMET	12
Tabla 5 Coeficiente de ajustes por eficiencia ENSA.....	12
Tabla 6 Coeficiente de ajustes por eficiencia EDECHI.....	12
Tabla 7 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas.....	13
Tabla 8 Base de capital ajustada [En Miles de B/.]	13
Tabla 9 Descuento por inversiones no ejecutadas [En Miles de B/.].....	13
Tabla 10 Valor presente neto a diciembre 2025.....	14
Tabla 11 Comparación precio promedio por componentes del periodo jul26-jun30 Vs ene-jun 26	14
Tabla 12 Comparación de costos operativos reales vs reconocidos EDEMET [En B./Miles]	19
Tabla 13 Comparación de costos operativos reales vs reconocidos ENSA [En B./Miles]	20
Tabla 14 Comparación de costos operativos reales vs reconocidos EDECHI (En B./Miles).....	21
Tabla 15 Energía facturada - EDEMET	24
Tabla 16 Número de Clientes - EDEMET.....	24
Tabla 17 Energía inyectada - EDEMET.....	25
Tabla 18 Demanda Máxima - EDEMET.....	25
Tabla 19 PRECIO MONÓMICO - EDEMET.....	25
Tabla 20 Depreciaciones de inversiones efectivamente realizadas – EDEMET [BALBOAS].....	26
Tabla 21 Tasa de depreciación de las inversiones estimadas – EDEMET [BALBOAS].....	26
Tabla 22 Base de Capital inicial a Diciembre 2021 – EDEMET	27
Tabla 23 Base de Capital 2022 –2025 - EDEMET.....	28
Tabla 24 Activos eficientes - EDEMET [Balboas].....	29
Tabla 25 Inversiones eficientes - EDEMET [Balboas]	29
Tabla 26 Inversiones Adicionales [en miles de balboas].....	30
Tabla 27 Inversiones en Alumbrado Público [en miles de balboas].....	31
Tabla 28 Inversiones No Contempladas En Las Ecuaciones de Eficiencia – EDEMET [Miles de Balboas].....	31
Tabla 29 Inversiones Totales –EDEMET [Miles de Balboas].....	31
Tabla 30 Ingresos de actividades no reguladas – EDEMET [balboas].....	32
Tabla 31 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – EDEMET [balboas]	32
Tabla 32 Base de capital Jul-2026 a Jun-2030 – EDEMET [balboas].....	33
Tabla 33 Pérdidas eficientes en Distribución - EDEMET	34
Tabla 34 Costos de explotación eficientes - EDEMET [Balboas].....	34
Tabla 35 Costos de Mantenimiento por luminaria - EDEMET	34
Tabla 36 Costos de Mantenimiento de Alumbrado Público - EDEMET.....	35
Tabla 37 Estimación del descuento por inversiones no ejecutadas – EDEMET [Balboas].....	36
Tabla 38 Ingreso Máximo Permitido - EDEMET [Miles de Balboas]	37
Tabla 39 Energía facturada - ENSA	38
Tabla 40 Número de clientes - ENSA	39
Tabla 41 Energía inyectada - ENSA.....	39
Tabla 42 Demanda Máxima - ENSA.....	39
Tabla 43 PRECIO MONÓMICO - ENSA	40
Tabla 44 DEPRECIACIONES DE INVERSIONES EFECTIVAMENTE REALIZADAS – ENSA [BALBOAS]	40
Tabla 45 Tasa de depreciación DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS – ENSA (Balboas).....	41
Tabla 46 Base de Capital inicial a Dic-2021 – ENSA.....	42
Tabla 47 Base de Capital 2022 –2025– ENSA.....	43
Tabla 48 Activos eficientes - ENSA [Balboas]	43
Tabla 49 Inversiones eficientes - ENSA [Balboas]	44
Tabla 50 Inversiones adicionales en AT- ENSA [Miles de Balboas].....	44
Tabla 51 Inversiones adicionales Soterrado – ENSA [Miles de Balboas].....	44
Tabla 52 Inversiones adicionales en Electrificación Rural - ENSA [Miles de Balboas].....	44

Tabla 53 Cantidad de Luminarias - ENSA	45
Tabla 54 Inversiones en Alumbrado Público - ENSA [Miles de Balboas]	45
Tabla 55 Inversiones No Contempladas En La Comparadoras - ENSA [Miles de Balboas]	45
Tabla 56 Inversiones Totales - ENSA [Miles de Balboas]	46
Tabla 57 ingresos de actividades no reguladas – ENSA [Balboas]	46
Tabla 58 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – ENSA [Balboas]	47
Tabla 59 Base de capital Jul-2026 a Jun-2030 – ENSA (Miles de balboas).....	48
Tabla 60 Pérdidas eficientes – ENSA	48
Tabla 61 Costos de explotación eficientes – ENSA [Balboas].....	49
Tabla 62 Costos de Mantenimiento por luminaria - ENSA.....	49
Tabla 63 Costos de Mantenimiento de Alumbrado Público - ENSA	50
Tabla 64 Estimación del descuento por inversiones no ejecutadas – ENSA [Balboas].....	52
Tabla 65 Ingreso Máximo Permitido - ENSA [Miles de Balboas].....	52
Tabla 66 Energía facturada – EDECHI	54
Tabla 67 Número de CLIENTES – EDECHI.....	54
Tabla 68 Energía inyectada – EDECHI.....	54
Tabla 69 Demanda Máxima - EDECHI	54
Tabla 70 PRECIO MONÓMICO - EDECHI	55
Tabla 71 DEPRECIACIONES DE INVERSIONES EFECTIVAMENTE REALIZADAS - EDECHI [BALBOAS]	55
Tabla 72 Tasa de depreciación de las inversiones estimadas - EDECHI [BALBOAS].....	56
Tabla 73 Base de Capital inicial a Diciembre 2017 – EDECHI	57
Tabla 74 Base de Capital 2022 – Junio 2025– EDECHI.....	58
Tabla 75 Activos eficientes– EDECHI [Balboas]	58
Tabla 76 Inversiones eficientes – EDECHI [Balboas]	59
Tabla 77 Inversiones adicionales en AT y MT- EDECHI [Miles de Balboas].....	59
Tabla 78 Inversiones en Alumbrado Público - EDECHI [Miles de Balboas].....	59
Tabla 79 Inversiones No Contempladas En Las Ecuaciones de Eficiencia- edechi [Miles de Balboas]	60
Tabla 80 Inversiones Totales –EDECHI [Miles de Balboas]	60
Tabla 81 Ingresos de actividades no reguladas – EDECHI [BALBOAS].....	60
Tabla 82 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – EDECHI [BALBOAS]	61
Tabla 83 Base de capital Jul-2026 a Jun-2030 – EDECHI (balboas).....	61
Tabla 84 Pérdidas eficientes - EDECHI	62
Tabla 85 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES – EDECHI [Balboas].....	62
Tabla 86 Costos de Mantenimiento por luminaria - EDECHI.....	62
Tabla 87 Costos de Mantenimiento de Alumbrado Público - EDECHI	62
Tabla 88 Estimación del descuento por inversiones no ejecutadas - EDECHI [Balboas].....	64
Tabla 89 Ingreso Máximo Permitido - EDECHI [Miles de Balboas].....	65
Tabla 90 Datos históricos de energía facturada.....	80
Tabla 91 Datos históricos de número de clientes	80
Tabla 92 Datos históricos y proyectados de PIB y población	81
Tabla 93 Análisis comparativo clientes.....	82
Tabla 94 Proyección de Clientes	83
Tabla 95 Análisis comparativo de resultados de energía facturada	83
Tabla 96 Proyección Energía Facturada Total	84
Tabla 97 Proyección Energía Facturada para Alumbrado Público	84
Tabla 98 Pérdidas de energía eficientes	85
Tabla 99 Pérdidas Reconocidas Totales	85
Tabla 100 Datos proyectados de factor de carga	86
Tabla 101 Proyección Energía Inyectada al Sistema.....	86
Tabla 102 Proyección Demanda Máxima	86
Tabla 103 Proyectos de Electrificación Rural – ENSA [En Balboas]	112
Tabla 104 Proyectos de Electrificación Rural – EDEMET [En Balboas]	112
Tabla 105 Proyectos de Electrificación Rural – EDECHI [En Balboas].....	113

Índice de Gráficos

Gráfico 1 Comparación de Costos Operativos reales Vs reconocidos EDEMET [en b/.miles]	19
Gráfico 2 Comparación de Costos Operativos reales Vs reconocidos ENSA [en b/.miles]	20
Gráfico 3 Comparación de Costos Operativos reales Vs reconocidos EDECHI [en b/.miles].....	21
Gráfico 4 Inversiones reconocidas Vs ejecutadas - EDEMET (Balboas)	35
Gráfico 5 Inversiones reconocidas Vs ejecutadas ENSA (Balboas).....	50
Gráfico 6 Inversiones reconocidas Vs ejecutadas - EDECHI (Balboas).....	63

Índice de Cuadros

Cuadro No. 1 Ingreso Máximo Permitido (IMP) - EDEMET	67
Cuadro No. 2 Ingreso Máximo Permitido por distribución – EDEMET = IMPD.....	68
Cuadro No. 3 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – EDEMET = IPCO.....	68
Cuadro No. 4 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – EDEMET = ALUMPU	68
Cuadro No. 5 Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos – EDEMET	69
Cuadro No. 6 Ingreso Máximo Permitido (IMP) - ENSA.....	70
Cuadro No. 7 Ingreso Máximo Permitido por Distribución – ENSA = IMPD.....	71
Cuadro No. 8 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – ENSA = IPCO	71
Cuadro No. 9 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público = ALUMPU	71
Cuadro No. 10 Parámetros y valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos - ENSA.....	72
Cuadro No. 11 Ingreso Máximo Permitido (IMP) - EDECHI.....	73
Cuadro No. 12 Ingreso Máximo Permitido por distribución – EDECHI = IMPD	74
Cuadro No. 13 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – EDECHI = IPCO.....	74
Cuadro No. 14 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – EDECHI = ALUMPU	74
Cuadro No. 15 Parámetros y valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos - EDECHI.....	75

PARTE I RESUMEN EJECUTIVO

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para las empresas de distribución eléctrica correspondiente al período julio 2026 - junio 2030, ha sido calculado de acuerdo con el Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, que forma parte del Reglamento de Distribución y Comercialización del Servicio Público de Electricidad.

El Artículo 94 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 establece que el Régimen Tarifario está compuesto por reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas sujetas a regulación.

El numeral 1 del Artículo 96 de la Ley 6, señala que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (la Autoridad) 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, la Autoridad podrá establecer toques máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.

El numeral 2 del Artículo 96 de la Ley 6, establece que, para fijar sus tarifas las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la Autoridad, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, toques y metodología establecidas por la Autoridad.

El Artículo 98 establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. 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.

El Artículo 101 establece los componentes del Valor Agregado de Distribución, la desagregación de las empresas de distribución en áreas representativas para el cálculo del valor agregado de distribución, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución e indica que este supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras. El mismo artículo establece que la ASEP definirá la tasa de rentabilidad para las empresas de distribución.

En este informe se desarrollan los procesos que permiten estimar los Ingresos Máximos Permitidos (IMP) para cada una de las empresas distribuidoras correspondientes al período 2026-2030. El proceso de cálculo del IMP es el establecido en el Reglamento de Distribución y Comercialización. Adicionalmente, se presentan los criterios generales aplicables para la determinación del IMP de las empresas de distribución. Específicamente se describe la metodología para la determinación de los costos eficientes, tanto de explotación como de capital (inversiones), la metodología para la determinación de las pérdidas eficientes, la proyección de las variables de mercado que se utilizan para el cálculo de IMP (energía inyectada a la red, cantidad de cliente y demanda máxima), y la metodología para determinar la base de capital.

Para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido se deben revisar y determinar de antemano los siguientes aspectos:

- **Áreas Representativas**
- **Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia**
- **Tasa de rentabilidad**
- **Base de Capital**
- **Cálculo del IMP**

A continuación, un resumen de los diferentes temas analizados y considerados en la presente revisión tarifaria:

CAPÍTULO I ÁREAS REPRESENTATIVAS, EMPRESAS COMPARADORAS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA

Mediante la Resolución AN No. 21371-Elec de 13 de febrero de 2026 y su confirmación mediante la Resolución AN No. 21466-Elec de 18 de marzo de 2026 se aprobaron las áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo comprendido del 1 de julio de 2026 al 30 de junio de 2030 para las tres empresas distribuidoras ENSA, EDEMET y EDECHI.

Las ecuaciones de eficiencia a ser utilizadas para el cálculo de las inversiones y los costos operativos de las empresas de distribución son las siguientes:

Activos de Distribución:

$$\ln(AD_i) = 16.938381 + 0.862667 * \ln(D_i) - 0.581895 * \ln\left(\frac{EV_i}{C_i}\right)$$

$$AD_i = 22711467.946147 * D_i^{0.862667} * \left(\frac{EV_i}{C_i}\right)^{-0.581895}$$

Activos de Comercialización:

$$\ln(AC_i) = 6.489090 + 0.939715 * \ln(C_i)$$

$$AC_i = 657.924540 * C_i^{0.939715}$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$\ln(OM_i) = 6.638115 + 0.893847 * \ln(D_i) - 0.826253 * \ln\left(\frac{D_i}{C_i}\right)$$

$$OM_i = 763.653908 * DM_i^{0.893847} * \left(\frac{D_i}{C_i}\right)^{-0.826253}$$

Costos de Comercialización:

$$\ln(COM_i) = 4.170360 + 1.032803 * \ln(C_i)$$

$$COM_i = 64.738731 * C_i^{1.032803}$$

Costos de Administración:

$$\ln(ADM_i) = -0.061995 + 0.931384 * \ln(OM_i + COM_i)$$

$$ADM_i = 0.939888 * (OM_i + COM_i)^{0.931384}$$

Donde:

AD_i son los activos de distribución de la empresa i .

AC_i ; son los activos de comercialización de la empresa i .

OM_i ; son los costos de operación y mantenimiento de distribución de la empresa i .

COM_i ; son los costos de comercialización de la empresa i .

ADM_i ; son los costos, de administración de la empresa i .

D_i ; es la demanda máxima de la empresa i , en MW.

C_i ; son los clientes totales de la empresa i .

EV_i ; es la energía vendida de la empresa i , en MWh.

Determinadas las ecuaciones de eficiencia, la aplicación a las mismas de las variables explicativas correspondientes permite obtener las inversiones y costos buscados para las empresas distribuidoras de Panamá. Hay que tener presente que los valores obtenidos están expresados en dólares de EEUU a junio de 2024, por lo que resulta necesario convertirlos a Balboas de diciembre de 2025.

Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia establecidos económicamente son ajustados a efectos de considerar diferencias de costos (principalmente de mano de obra) entre EE.UU. y Panamá.

Para el cálculo de las pérdidas estándar o eficientes se utiliza la siguiente ecuación:

Pérdidas estándar o eficientes:

$$\ln(EP_i) = -2.274458 + 0.979898 * \ln(MWhD_i)$$

$$EP_i = 0.102853 * MWhD_i^{0.979898}$$

donde,

EP_i son las pérdidas de energía de la empresa panameña i , en MWh.

$MWhD_i$ es la energía inyectada a la red de la empresa panameña i , en MWh.

El Porcentaje de las pérdidas de energía de la empresa para el año “t”, respecto de la energía total ingresada, resultará de la siguiente ecuación:

$$PD\%_i = \frac{\sum_j EP_{t,j}}{\sum_j MWhD_{t,j}}$$

Donde:

$PD\%_i$: Porcentaje de pérdidas de energía de la empresa, respecto de la energía ingresada a la misma, correspondiente al año “t”.

Las pérdidas eficientes de energía de cada una de las empresas panameñas será el resultado del coeficiente de Pérdidas de Energía (PD%). Para calcular el PD% de cada empresa se utilizan los valores que resultan de la ecuación anterior, respecto de la energía total ingresada, aplicando la ecuación establecida en el Régimen Tarifario.

Los porcentajes de pérdidas eficientes que resultan son los siguientes:

TABLA 1 PORCENTAJE DE PÉRDIDAS EFICIENTES

% PÉRDIDAS EFICIENTES	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
EDEMET	7.53%	7.53%	7.53%	7.52%
EDECHI	7.76%	7.76%	7.75%	7.75%
ENSA	7.54%	7.54%	7.54%	7.54%

Fuente: Elaboración Propia

En el caso de la energía que ENSA vende a EDEMET, se ha considerado un nivel de pérdidas reconocido de 1.5%, tal como se hiciera en el período tarifario anterior.

Adicionalmente, se reconoce de manera especial en el período tarifario Julio 2026 a Junio 2030, un adicional por pérdidas no gestionables. Estas pérdidas se determinaron solamente para áreas específicas (zonas rojas) y para estos sectores solo se ha reconocido una porción de estas pérdidas con la finalidad de buscar un equilibrio entre los esfuerzos a realizar por la distribuidora en la mejora de su gestión y no aumentar los costos al resto de los usuarios.

De esta manera a las pérdidas eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia se adiciona, en el caso de ENSA, 1.485% cada año tarifario y en el caso de EDEMET, 1.52% cada año tarifario. En EDECHI no se adicionará ningún porcentaje, ya que no existe este problema.

Para los cálculos del Ingreso Máximo Permitido se requiere proyectar el comportamiento de la demanda de energía, los clientes y la demanda máxima de potencia. En el Anexo II Modelos de Proyección de la Demanda se presenta el detalle de la información empleada.

Adicionalmente, como los parámetros de las ecuaciones de eficiencia fueron aplicados a los datos físicos de cada empresa de distribución de Panamá (demanda máxima, número de clientes, energía vendida y energía ingresada), hay que tener presente que los costos resultantes de las ecuaciones están expresados en dólares en EE. UU. de junio de 2024, por lo que resulta necesario luego convertirlos a precios en balboas de Panamá de diciembre 2025, cuyo poder adquisitivo y costos difieren de los observados en Estados Unidos. Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia establecidos económicamente son ajustados a efectos de considerar diferencias de costos entre EE. UU. y Panamá. La fórmula utilizada se muestra a continuación:

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

CT_{EEUU} : son los costos en EE. UU.

CT_{PA} : son los costos en Panamá

$\%MO$: participación en los costos totales de la mano de obra en Panamá

CLR : costo laboral relativo

$\%ME$: participación en los costos totales de los materiales en Panamá

$\%NT$: participación de los materiales no transables internacionalmente en el total de materiales

PPP_{PA}^{EEUU} : El factor de conversión de la paridad del poder adquisitivo entre Panamá y EE. UU.

Esta fórmula se aplica directamente para expresar los activos de distribución y comercialización, los costos de distribución, de comercialización y administrativos en Balboas de junio 2024.

Por lo expuesto, se tiene que realizar otro ajuste para llevar los importes a diciembre 2025, que considera la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y el tipo de cambio (TC) entre junio 2024 y diciembre 2025. La variación del IPC se aplica únicamente sobre los componentes de costo mano de obra y materiales de origen nacional y la variación del TC a los componentes de materiales importados. La siguiente tabla muestra el cálculo del factor de Ajuste:

TABLA 2 FACTOR DE AJUSTE JUN 2024/DIC 2025

Costo	% Total costos locales	IPC Dic 25/jun 24	TC US\$ Dic 25/jun 24	FA
AD	56.37%	1.003443636	1	1.001941083
AC	25.44%	1.003443636	1	1.000876038
OMD	45.20%	1.003443636	1	1.001556489
COM	37.57%	1.003443636	1	1.001293688
ADM	68.46%	1.003443636	1	1.002357341

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO II TASA DE RENTABILIDAD (RETORNO) PARA EL PERIODO 2026-2030

La tasa de costo de capital a considerar para la determinación del IMP de las Empresas de Distribución y Comercialización que regirá para el período tarifario que va desde el 1 de julio de 2026 al 30 de junio de 2030, es **igual a 10.74% real antes de impuestos, aprobada mediante la Resolución AN No.21170-Elec de 22 de diciembre de 2025.**

La metodología utilizada con el objetivo de descontar los IMP en el modelo de cálculo es la siguiente:

Se calculan los factores de descuento para cada año tarifario

$$\text{Año 1 [1/7/26]: } Fd_1 = 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 2 [1/7/27]: } Fd_2 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 3 [1/7/28]: } Fd_3 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 4 [1/7/29]: } Fd_4 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

Luego se calcula el promedio de los factores de descuento correspondientes a dos años consecutivos, por ejemplo:

- Para el IMP correspondiente al período tarifario 2026/2027 se calcula $(1 + Fd_1) / 2$;
- Para el siguiente año tarifario (2027/2028) se calcula $(Fd_1 + Fd_2) / 2$ y así, hasta completar todos los años tarifarios pertenecientes al período tarifario.

Esta misma metodología tendrá que utilizar la empresa distribuidora para descontar los ingresos cuando se verifiquen las tarifas propuestas.

Utilizando la tasa de rentabilidad, las tasas de descuento anuales son las siguientes:

TABLA 3 TASAS DE DESCUENTO ANUALES

	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Factor de Descuento Aplicado	0.95149	0.85919	0.77584	0.70057

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO III BASE DE CAPITAL

La Base de Capital a diciembre de 2025 para cada empresa distribuidora es estimada a partir de los valores en los libros de contabilidad de la empresa, la información regulatoria presentada, y a través del análisis de eficiencia establecido en el Régimen Tarifario. A partir de esta base de capital y con los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de distribución y comercialización (base de capital).

De acuerdo con los criterios detallados y a la revisión de las inversiones realizadas por las empresas se aplicaron los siguientes coeficientes de ajuste por eficiencia:

TABLA 4 COEFICIENTE DE AJUSTES POR EFICIENCIA EDEMET

EDEMET	2022	2023	2024	2025
Propiedades y planta	85.00%	85.00%	85.00%	85.00%
Sistema de distribución	81.88%	84.19%	79.81%	81.96%
Alumbrado Público	85.00%	85.00%	85.00%	85.00%
Comercialización	85.00%	85.00%	85.00%	85.00%

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5 COEFICIENTE DE AJUSTES POR EFICIENCIA ENSA

ENSA	2022	2023	2024	2025
Propiedades y planta	92.00%	92.00%	92.00%	92.00%
Sistema de distribución	89.39%	88.72%	88.83%	90.74%
Alumbrado Público	92.00%	92.00%	92.00%	92.00%
Comercialización	91.94%	92.00%	92.00%	92.00%

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 6 COEFICIENTE DE AJUSTES POR EFICIENCIA EDECHI

EDECHI	2022	2023	2024	2025
Propiedades y planta	85.00%	85.00%	85.00%	85.00%
Sistema de distribución	82.00%	84.54%	80.61%	82.38%
Alumbrado Público	85.00%	85.00%	85.00%	85.00%
Comercialización	85.00%	85.00%	85.00%	85.00%

Fuente: Elaboración Propia

Adicionalmente, en función del régimen aprobado, debe realizarse un ajuste por actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados. Los factores de ajuste aplicados a la Base de Capital al 31 de diciembre de 2025 (ajustada por eficiencia) por la utilización de sus activos en actividades no reguladas, fueron los siguientes:

TABLA 7 FACTOR DE CORRECCIÓN POR INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS

EMPRESA	Factor De Corrección Por Ingresos De Actividades No Reguladas
EDEMET	0.9747
EDECHI	0.9629
ENSA	0.9635

Fuente: Elaboración Propia

Aplicada la revisión indicada a la Base de Capital queda determinada como Base de Capital Inicial (al 31 de diciembre de 2025) la siguiente:

TABLA 8 BASE DE CAPITAL AJUSTADA [EN MILES DE B/.]

BASE DE CAPITAL AJUSTADA	EDEMET	ENSA	EDECHI
Activos de Distribución Brutos	1,410,361	903,582	309,549
Activos de Distribución Netos	784,264	441,832	170,669
Activos de Comercialización Brutos	130,027	179,464	23,865
Activos de Comercialización Netos	62,526	100,186	11,379
Activos de Alumbrado Público Brutos	52,093	66,471	13,833
Activos de Alumbrado Público Netos	24,766	38,202	5,432
Total Activos Brutos	1,592,480	1,149,517	347,247
Total Activos Netos	871,556	580,220	187,480

Fuente: Elaboración Propia

A partir de la base de capital inicial ajustada por eficiencia, los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia y las inversiones requeridas en subestaciones de alta tensión, soterramiento y de obligaciones establecidas en el contrato de concesión, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de distribución y comercialización (base de capital) para cada empresa.

Los valores correspondientes a Alumbrado Público son los resultantes del activo fijo a diciembre de 2025 y del plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad del alumbrado público y del crecimiento vegetativo previsto para el periodo tarifario y se han agregado proyectos puntuales definidos.

Por otro lado, las inversiones declaradas por la empresa, realizadas en el período Julio 2022 a diciembre 2025, las cuales han sido ajustadas como se explica en la Parte II, Capítulo II han sido comparadas con aquellas reconocidas por la ASEP en el cálculo del IMP de dicho período. Corresponde descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas, pero si pagadas por los clientes a través de las tarifas. El valor se descuenta del cálculo del IMP del período Julio 2026 a Junio 2030.

Los resultados para EDEMET, ENSA y EDECHI se muestran a continuación:

TABLA 9 DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS [EN MILES DE B/.]

EMPRESA	Descuento Por Inversiones No Ejecutadas
EDEMET	30,670
EDECHI	9,910
ENSA	-1,180

Fuente: Elaboración Propia

En el caso de ENSA la diferencia negativa implica que la ejecución de inversiones es mayor a las inversiones reconocidas, aspecto que se considera en la determinación del IMP

CAPÍTULO IV CÁLCULO DEL IMP

A continuación, se presenta el resumen del valor presente del IMP calculado para cada una de las empresas.

TABLA 10 VALOR PRESENTE NETO A DICIEMBRE 2025

VALOR PRESENTE NETO	Unidades	EDEMET	ENSA	EDECHI
		JUL/26-JUN/30	JUL/26-JUN/30	JUL/26-JUN/30
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	703,456	494,759	198,058
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	195,946	211,640	55,073
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	21,461	27,580	4,213
Sub-Total	Miles de B/.	920,863	733,979	257,344
Pérdidas Estándar en Distribución	Miles de B/.	209,280	206,451	35,180
TOTAL	Miles de B/.	1,130,143	940,430	292,524
ENERGIA FACTURADA SIN A.P.	MWh	16,214,841	14,960,820	3,690,388
Costo medio total sobre energía Fac. sin AP	B./MWh	69.70	62.86	79.27

Fuente: Elaboración Propia

En el Anexo I Ingreso Máximo Permitido de las empresas de distribución eléctrica se presentan el detalle de los resultados obtenidos para cada empresa y para cada componente del IMP.

Los factores de descuento utilizados se indican en Capítulo II de la Parte I, denominado tasa de rentabilidad.

En la tabla siguiente se muestra una comparación del precio medio de los componentes de distribución, comercialización y alumbrado público, resultante para el periodo de julio 2026 a junio de 2030 con respecto al precio promedio de los mismos componentes de la tarifa vigente de enero a junio de 2026:

TABLA 11 COMPARACIÓN PRECIO PROMEDIO POR COMPONENTES DEL PERIODO JUL26-JUN30 VS ENE-JUN 26

TARIFA VIGENTE (Ene-Jun 2026)	Unidades	EDEMET	ENSA	EDECHI
		ENE-JUN/26	ENE-JUN/26	ENE-JUN/26
Costo medio total sobre energía Fac. sin AP	B./MWh	72.72	50.06	86.15
Costo medio sin Pérdidas sobre energía Fac. sin AP	B./MWh	62.29	39.36	78.97
VALOR PRESENTE NETO	Unidades	JUL/26-JUN/30	JUL/26-JUN/30	JUL/26-JUN/30
Costo medio total sobre energía Fac. sin AP	B./MWh	69.70	62.86	79.27
Costo medio sin Pérdidas sobre energía Fac. sin AP	B./MWh	56.79	49.06	69.73
Variación	%	-4.15%	25.57%	-7.99%
Variación	%	-8.83%	24.63%	-11.70%

PARTE II ELEMENTOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

De acuerdo con el Régimen Tarifario aprobado, el Ingreso Máximo Permitido (IMP) por Actividades Reguladas para las empresas distribuidoras en el período tarifario incluye los ingresos de Distribución, Comercialización y el Alumbrado Público, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{IMP} = \text{IMPD} + \text{IMPCO} + \text{ALUMPU}$$

donde:

- IMPD es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Distribución en el Período Tarifario.
- IMPCO es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Comercialización en el Período Tarifario.
- ALUMPU es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por el servicio de alumbrado público en el Período Tarifario.

CAPÍTULO II BASE DE CAPITAL

El artículo 101 de la Ley 6 señala: “... La tasa así determinada se aplicará a los activos fijos netos en operación que el ente regulador estime para el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del periodo, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el periodo.”

Para la obtención de la base de capital para las empresas de distribución se parte de los valores de activos eficientes a diciembre de 2021 considerados en la revisión tarifaria anterior, los cuales se tomaron en cuenta para definir la base de capital bruta y neta al 31 de diciembre de 2021 considerada en las Resoluciones AN No. 18550-Elec de 14 de julio de 2023 y AN No. 18496-Elec de 21 de junio de 2023. Sobre estos valores se adicionaron las inversiones realizadas desde entonces hasta diciembre de 2025, las cuales fueron objeto de un análisis de eficiencia que se explica más adelante. Posteriormente, se adicionaron las inversiones estimadas por las empresas para el primer semestre del año 2026. La evolución correspondiente al período desde julio 2026 a junio de 2030 se realizó sobre base de los resultados de las ecuaciones de eficiencia y las estimaciones propuestas por las empresas distribuidoras revisadas por la ASEP.

Es importante enfatizar que en esta revisión se ha mantenido la información de los activos desde el 31 de diciembre del 2001 hasta el 31 de diciembre de 2021. Esto permite distinguir los activos efectivamente incorporados al sistema en las diferentes cuentas de las cuatro líneas de negocios existentes y a medida que va transcurriendo el tiempo se va diluyendo la parte de activos acumulada como “activos anteriores al 2001”, permitiendo de ese modo identificar claramente los activos con su vida útil definida y no un activo promedio con vida útil promedio.

Las inversiones correspondientes a los años 2022 a 2025 se han obtenido de los formularios CC-01, las cuales igualan con las adiciones reportadas en los formularios BS-01 de la información regulatoria presentada por las empresas. Sin embargo, la información referida a las inversiones resultantes de transferencias de terceros (ATR) no igualan en los dos reportes, por lo que se

consideraron las reportadas en el formulario BS-01. Adicionalmente se consideraron las inversiones por Aportes del Estado (AE), obtenidas del formulario BS-01.

La premisa inicial para la revisión es que la empresa regulada debe cumplir con un margen de error mínimo las instrucciones contenidas en el “Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas (SRUC) para el Sector Eléctrico” para las imputaciones de las partidas que son activadas y la información suministrada por las empresas debe guardar consistencia.

No obstante, es conveniente resaltar que los registros presentados por las empresas presentan inconsistencias que complicaron la evaluación realizada. Esto ha motivado la realización de algún procesamiento adicional a la base de datos de inversiones presentada por las empresas con el objetivo de corregir algunos de los problemas detectados; sin embargo, en muchos casos la información está incompleta o no permite aplicar los criterios de revisión establecidos previamente.

A los efectos de determinar los criterios empleados en esta revisión denominaremos “base de datos” a la información regulatoria de los activos e inversiones informadas por las empresas.

Sobre la base de la premisa mencionada, la estrategia de revisión tiene las siguientes etapas:

- Etapa 1: Depurado inicial de la base de datos para determinar las partidas que son consideradas inversiones y sujetas a un análisis de eficiencia.
- Etapa 2: Análisis de eficiencia de la base de datos.

Para el procesamiento de las bases de datos se realizó un agrupamiento por proyecto, cuenta y fecha. Posteriormente, se extrajeron las cantidades de postes (soportes) y conductores de los proyectos reportados en la base de datos de Elementos que presentan regularmente las empresas a la ASEP.

Los criterios aplicados para la Etapa 1 son:

- 1) Costo de materiales mínimo: cuentas relacionadas con activos que requieren materiales para su ejecución en el caso que se observan para los materiales valores iguales a cero se asume que son costos operativos.
- 2) Costo de mano de obra mínimo/máximo: cuentas relacionadas con activos cuya ejecución demanda mano de obra. Se asume que son costos operativos cuando la componente de mano de obra en el costo total del proyecto es superior al 95% o inferior al 5%. Si el porcentaje de mano de obra es superior al 95% es típico de intervenciones de mantenimiento con un relevante aporte de trabajo de cuadrillas y si es inferior al 5% es típico reemplazos modulares de elementos por falla o almacenamiento para *stock* en almacenes.
- 3) Costo total min (mínimo): cuentas relacionadas con activos que pertenecen básicamente a la infraestructura de distribución (líneas, transformadores, equipos de maniobra y SCADA, etc.). En el caso que se observan valores inferiores a un monto mínimo, se asume que son costos operativos. En principio se define este costo en B/.100.
- 4) Poste min (mínimo): cuentas de líneas áreas con menos de dos postes, típico de reemplazo por falla o accidentes, se consideran costos operativos.
- 5) Conductor min (mínimo): cuentas de líneas áreas. Si la cantidad de conductor es menor a 50 metros, se asume que se trata de casos típicos de reemplazos por cortes o roturas, y se

considera un costo operativo. Para líneas subterráneas, se toma como mínimo para la aplicación del criterio, 20 metros.

- 6) Cantidad: cuentas donde es requerido según el sistema de cuentas al menos la adición o reemplazo de una unidad (ya sea m² o unidades físicas). Si la misma es cero se considera costo operativo.

La información que surge de la Etapa 1 se considera inversiones, y sobre la misma se aplicarán los siguientes criterios de eficiencia que conforman la Etapa 2.

- 1) Factor de eficiencia precio: a partir de la determinación del IMP para el período julio 2026 a junio 2030 a las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconoce como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora debe presentar una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de concurrencia llevados a cabo y sus resultados. Para las inversiones que no se realicen dentro de los procesos de libre concurrencia se deberían comparar y ajustar con precios de referencia en base a un *benchmarking* internacional, sin embargo, como se explica en el apartado correspondiente a cada empresa este análisis no se ha podido realizar por problemas en la información recibida. Para la comparación se tenía previsto utilizar los precios de referencia que fija OSINERG (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería) que regula el sector eléctrico en Perú, realizando los ajustes pertinentes para homologarlos a Panamá.
- 2) Factor de eficiencia de asimetría: este factor 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. 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 inconsistencias, aspecto que dificulta la labor que realiza y crea incertidumbre sobre la información analizada. 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.

Las inversiones que finalmente resulten de aplicar los criterios de optimización de la Etapa 2 son las inversiones eficientes que se incorporan a la Base de Capital.

En el Anexo III de este documento se presenta una tabla con los criterios utilizados para la aplicación de ambas etapas para cada una de las cuentas del Sistema Regulatorio Único de Cuentas.

Para las inversiones adicionales que no están consideradas en las ecuaciones de eficiencia relacionadas con subestaciones y líneas de alta y media tensión, soterramiento, y alumbrado público se realizó un análisis de las inversiones presentadas por la empresa, y los antecedentes regulatorios que se describe cuando se trata cada empresa en particular.

Adicionalmente, en función del régimen aprobado, se realiza un ajuste por actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados.

CAPÍTULO III ANÁLISIS DE LOS COSTOS OPERATIVOS REALES DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

Como antecedente para la determinación del IMP es importante analizar el comportamiento de las empresas de distribución en el periodo tarifario 2022-2024 para lo que se han considerado los costos presentados por las empresas como parte de la contabilidad regulatoria, que son comparados con los aprobados dentro del IMP para el período 2022 - 2026.

La comparación entre el comportamiento real de las empresas y las metas de eficiencia regulatoria conlleva la dificultad de alcanzar datos que sean equiparables y de análoga naturaleza. De ahí que la recopilación de información supone realizar determinados ajustes a los fines de cumplir con este requerimiento.

Los resultados efectivamente incurridos por las empresas son extraídos del Balance de Situación y del Estado de Resultados de los años 2022, 2023 y 2024, conforme a los requerimientos del Sistema Uniforme Regulatorio de Cuentas.

Por otro lado, los costos reconocidos fueron calculados a partir de las ecuaciones de eficiencia utilizadas en el estudio tarifario del periodo Julio 2022 a Junio 2026, sobre las cuales se aplicaron los datos de demanda real ajustados considerando las pérdidas y factor de carga del estudio de IMP 2022 a 2026. Adicionalmente, se aplicó la misma metodología considerada en ese estudio para expresar estos costos en Balboas del período base, los mismos fueron extraídos de los modelos tarifarios de cálculo del IMP.

Para obtener la demanda máxima se consideraron las ventas de energía reales, con base en las cuales se subieron las pérdidas de energía reconocidas en el estudio de IMP 2022 – 2026 y se obtuvo la demanda máxima aplicando el factor de carga aplicado en ese estudio.

La metodología aplicada permite recalcular los costos reconocidos considerando los datos reales de ventas de energía y clientes y aplicando las pérdidas reconocidas y factor de carga utilizado en el estudio de determinación del IMP 2022 – 2026. Aislado de esta manera los efectos que tiene las variaciones de demanda sobre los importes totales y por lo tanto establecer la parte de los costos reconocidos que no fue ejecutada por las empresas distribuidoras.

Para hacer las cifras comparables inicialmente se llevaron los costos reales al período base del cálculo de IMP, utilizando los factores de actualización semestrales de cada concepto de costo acumulados a cada año considerado.

Luego se calcularon las diferencias entre los costos reales y los aprobados, las cuales se llevaron a términos del período base del cálculo del IMP 2026-2030 utilizando la variación promedio anual establecida a partir de los factores de actualización semestral y la tasa de rentabilidad aprobada para el período 2022 – 2026.

Finalmente, cabe mencionar que el cálculo de IMP es proyectado anualmente tomando como mes de partida Julio, mientras que los balances contables y estudios regulatorios responden a la actividad registrada por la empresa de Enero a Diciembre. Esto genera un desfase semestral entre ambas bases de datos la cual obliga a trasladar la información hacia idénticos periodos de tiempo.

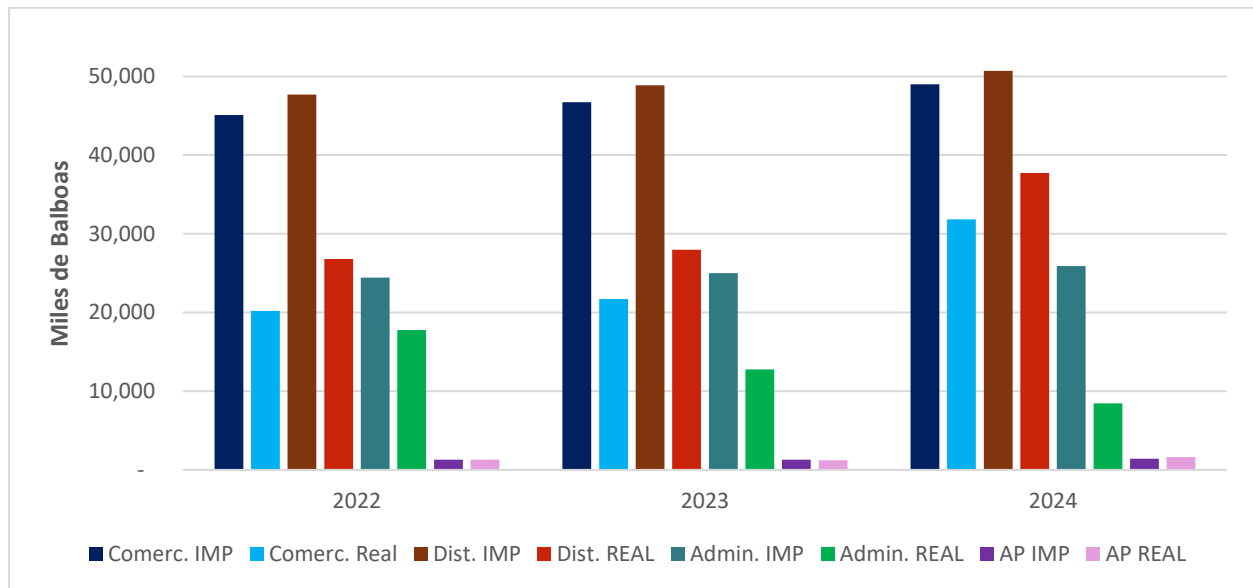
Por este motivo se aplicó un ajuste sobre los valores regulatorios, de forma tal que la información quedase representada en años calendario. El año base fue asignado al 2022 y para definir los valores regulatorios de los años siguientes (año calendario), se aplicó un promedio. Este criterio parece razonable en la medida que no se observa estacionalidad en el consumo.

Las diferencias determinadas por empresa se muestran a continuación.

EDEMET

En la siguiente figura se muestra la evolución de los costos operativos de EDEMET desglosada por actividad.

GRÁFICO 1 COMPARACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS REALES VS RECONOCIDOS EDEMET [EN B./MILES]



Fuente: ASEP e información contabilidad regulatoria de las empresas distribuidoras.

TABLA 12 COMPARACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS REALES VS RECONOCIDOS EDEMET [EN B./MILES]

Concepto	2022	2023	2024
Comercialización IMP	45,089	46,713	49,026
Comercialización Real	20,198	21,735	31,846
Distribución IMP	47,717	48,866	50,723
Distribución Real	26,797	27,973	37,742
Administración IMP	24,460	25,021	25,917
Administración Real	17,779	12,750	8,478
AP IMP	1,280	1,319	1,404
AP REAL	1,294	1,200	1,619

Fuente: ASEP e información contabilidad regulatoria de las empresas distribuidoras.

Al desglosar los costos operativos (OPEX) se puede notar que existe una gran diferencia en los costos de comercialización, donde los reales resultaron ser en promedio un 48% menores a los regulatorios.

Con respecto a los costos de distribución reales se mantuvieron por debajo de los considerados eficientes en todo el periodo, con una diferencia promedio del 37%.

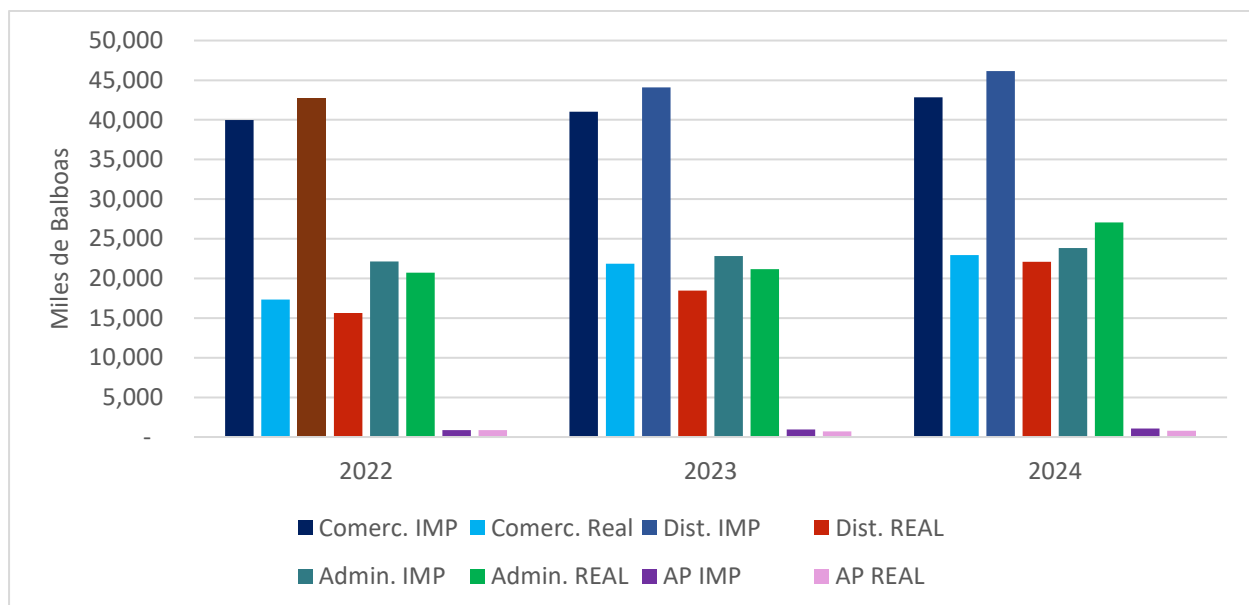
De manera similar a los costos de comercialización y distribución, los costos de administración reales también resultaron ser menores a los establecidos por el estudio tarifario con un 48% de variación.

Finalmente, los costos reales del alumbrado público también fueron mayores que los regulatorios (en un 2% promedio), aunque los mismos son menos relevantes al considerarse en valores absolutos.

ENSA

La siguiente gráfica muestra la evolución de los costos operativos de ENSA desglosada por actividad.

GRÁFICO 2 COMPARACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS REALES VS RECONOCIDOS ENSA [EN B./MILES]



Fuente: ASEP e información contabilidad regulatoria de las empresas distribuidoras.

TABLA 13 COMPARACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS REALES VS RECONOCIDOS ENSA [EN B./MILES]

Concepto	2022	2023	2024
Comercialización IMP	39,984	41,031	42,849
Comercialización Real	17,353	21,869	22,954
Distribución IMP	42,730	44,091	46,153
Distribución Real	15,645	18,457	22,093
Administración IMP	22,140	22,821	23,838
Administración Real	20,710	21,180	27,055
AP IMP	876	933	1,063
AP REAL	892	699	793

Al desglosar los costos operativos se puede apreciar que la mayor diferencia se registra principalmente en los costos de distribución, donde los reales son en promedio un 58% menores.

A estos le siguen los costos de comercialización y de alumbrado público donde las discrepancias alcanzan valores en promedio del 50% y 16% respectivamente.

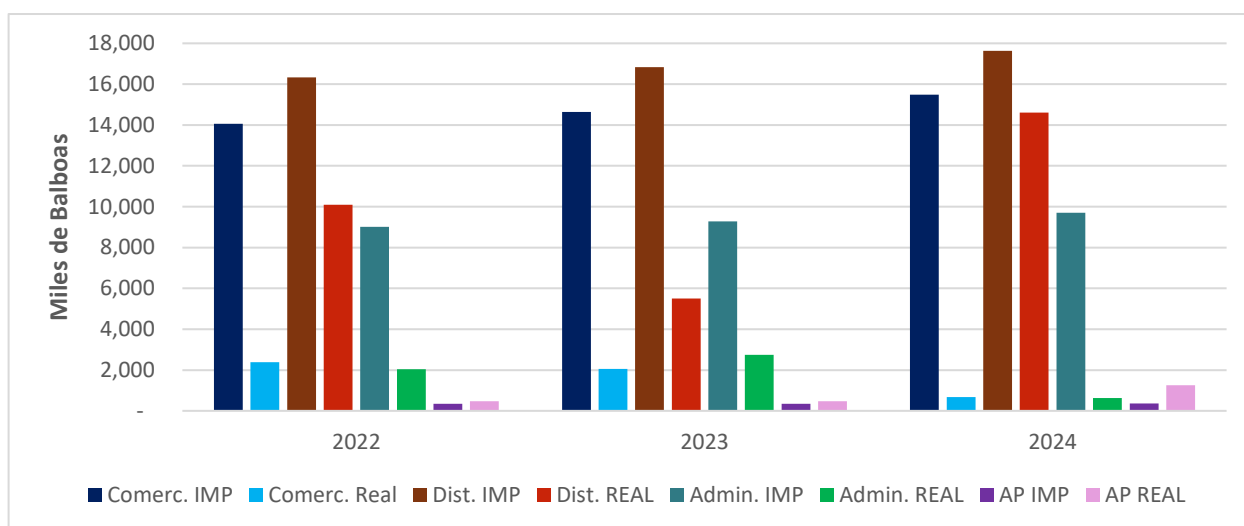
En lo que respecta a los costos reales de administración, estos se encontraron muy cercanos a los establecidos regulatoriamente con una diferencia de apenas el 0.5%.

En el caso de ENSA, puede observarse que, si bien el IMP 2022–2026 se mantenía formalmente vigente, la suspensión del Pliego Tarifario modificó el esquema de recuperación del Ingreso Máximo Permitido aprobado para dicho período regulatorio.

EDECHI

En la siguiente figura se muestra la evolución de los costos operativos de EDECHI desglosada por actividad.

GRÁFICO 3 COMPARACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS REALES VS RECONOCIDOS EDECHI [EN B./MILES]



Fuente: ASEP e información contabilidad regulatoria de las empresas distribuidoras.

TABLA 14 COMPARACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS REALES VS RECONOCIDOS EDECHI (EN B./MILES)

Conceptión	2022	2023	2024
Comercialización IMP	14,055	14,638	15,491
Comercialización Real	2,388	2,058	668
Distribución IMP	16,329	16,832	17,631
Distribución Real	10,097	5,501	14,603
Administración IMP	9,021	9,286	9,703
Administración Real	2,036	2,740	625

Concepción	2022	2023	2024
AP IMP	344	349	359
AP REAL	466	472	1,253

Al desglosar los costos operativos se puede observar que, para todos los casos, los costos reales resultaron inferiores a los establecidos por el estudio tarifario.

Los costos comerciales son los que registran mayor diferencia al punto tal que los reales resultaron ser en promedio un 88% inferiores a los regulatorios, la diferencia observada ha tenido una tendencia creciente a lo largo del período analizado. A estos le siguen los costos de administración con una discrepancia promedio del 80% (la cual fue aún más acentuada en el año 2024 que llegó al 94%). A continuación, están los costos de operación y mantenimiento de Distribución que presentan una diferencia de 41%. Por último, se observa que los costos reales de alumbrado público resultaron superiores a los tarifarios en un 107%, este último resultado fue influenciado notoriamente por el incremento de los costos reales en 2024 que alcanzó a 249% sobre los reconocidos.

CONCLUSIÓN

Como se ha podido determinar, las tres empresas han gastado cifras considerablemente inferiores a las que recibieron por la aplicación de las tarifas aprobadas, aspecto que, si bien pueden representar eficiencias generadas por las empresas, también pueden representar ahorros que afectan los niveles de pérdidas y calidad, por lo que se debe prestar especial énfasis en estas variables, ya que las empresas reciben recursos para alcanzar los niveles reconocidos en lo que refiere a estas variables. De cualquier manera, el ahorro en la ejecución de costos ha permitido a las empresas lograr un balance económico financiero favorable.

CAPÍTULO IV PROYECCIÓN DE DEMANDA

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) de las empresas distribuidoras de energía eléctrica correspondiente al periodo tarifario Julio 2026 a Junio 2030, requiere proyectar el comportamiento de la demanda de energía, los clientes y la demanda máxima de potencia.

Los valores considerados en el presente cálculo se basaron en las siguientes consideraciones:

- i. Se consideraron las proyecciones de ventas facturadas de energía eléctrica provistas por las empresas distribuidoras para el período 2026-2030. La consistencia de estas fue evaluada mediante la realización de proyecciones efectuadas a partir de modelos econométricos desarrollados para este fin, los cuales se presentan en el Anexo II Modelos de Proyección de la Demanda.
- ii. Se consideraron las proyecciones de cantidad de clientes de energía eléctrica provistas por las empresas distribuidoras para el período 2026-2030. La consistencia de estas fue evaluada mediante la realización de proyecciones efectuadas a partir de modelos econométricos desarrollados para este fin, los cuales se presentan en el Anexo II Modelos de Proyección de la Demanda. Se utilizaron los resultados de los modelos econométricos en la determinación del IMP.
- iii. La energía inyectada a la red de las empresas distribuidoras fue estimada a partir las proyecciones de ventas facturadas informadas en el punto i, las pérdidas reconocidas

obtenidas a partir de los resultados de la aplicación de la ecuación de eficiencia y las pérdidas adicionales reconocidas para las zonas rojas.

- iv. La demanda máxima a nivel de distribución fue obtenida a partir de la energía inyectada estimada de acuerdo con lo explicado en el punto iii., y el factor de carga anual informado en el “Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046”, elaboradas por el Centro Nacional de Despacho¹.

En los capítulos correspondientes al cálculo del IMP de cada empresa distribuidora se presentan los resultados obtenidos, así como consideraciones específicas realizadas para cada empresa.

Asimismo, en el Anexo II Modelos de Proyección de la Demanda se presenta la metodología utilizada para analizar la consistencia de las proyecciones de ventas facturadas de energía eléctrica y de cantidad de clientes presentadas por las empresas distribuidoras.

PARTE III CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

En esta Parte se presentan los resultados obtenidos en la determinación del IMP de las empresas de distribución, considerando para ello la información, los criterios y la metodología indicados en la Parte II de este documento.

Los resultados se presentan de forma separada para cada empresa distribuidora, indicando para el período Julio 2026 a Junio 2030:

- Las proyecciones de las variables de mercado representativas de cada empresa (energía vendida, energía inyectada, cantidad de clientes y demanda máxima);
- La proyección de los precios monómicos de energía que se utilizan para valorar pérdidas dentro en el IMP;
- El cálculo de la depreciación;
- La base de capital inicial y proyectada, incluyendo las inversiones eficientes, y las adicionales no incluidas en las ecuaciones de eficiencia;
- El descuento por actividades nos reguladas;
- Las pérdidas reconocidas;
- Los costos eficientes de explotación;
- El descuento por inversiones reconocidas en el IMP del período Julio 2022 a Junio 2026 pero no ejecutadas por las empresas; y
- Finalmente, los resultados del IMP promedio para el período Julio 2026 a Junio 2030.

CAPÍTULO I INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE EDEMET

I.1. INFORMACIÓN DE BASE DE EDEMET

En este punto se desarrolla todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) de EDEMET. Básicamente se trata de los valores de

¹ http://www.cnd.com.pa/informes.php?tipo_informe=12&cat=1

demanda máxima, energía, clientes, pérdidas, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo. También las estimaciones del costo monómico de la energía. A continuación, se desarrollan los puntos mencionados:

I.1.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA, ENERGÍA Y CANTIDAD DE CLIENTES

Para el cálculo del IMP de EDEMET se consideraron las proyecciones de ventas facturadas de energía eléctrica presentadas por la empresa para el periodo 2026-2030, así como las proyecciones de número de clientes resultantes del modelo econométrico construido para este fin.

La energía inyectada a la red se estimó considerando las pérdidas eficientes proyectadas presentadas en la Tabla 33 Pérdidas eficientes en Distribución - EDEMET.

Sobre la base de los resultados de energía inyectada a la red y de los factores de carga del Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046, que se muestran en el Anexo II Modelos de Proyección de la Demanda, se estimó la demanda máxima.

Finalmente, a efectos de considerar la información para los años tarifarios del IMP (de Julio a Junio del año siguiente), se promediaron los resultados obtenidos de acuerdo con el año calendario. Este criterio parece adecuado toda vez que no se observa estacionalidad en el consumo de electricidad.

En las tablas siguientes se presenta la información de mercado considerada en el cálculo del IMP de EDEMET:

TABLA 15 ENERGÍA FACTURADA - EDEMET

Años	Energía Facturada sin AP [MWh]	Energía facturada AP [MWh]	Energía facturada Total [MWh]
Jul 2025 – Jun 2026	4,731,129	118,254	4,849,383
Jul 2026 – Jun 2027	4,828,292	118,775	4,947,066
Jul 2027 – Jun 2028	4,902,566	119,298	5,021,864
Jul 2028 – Jun 2029	4,981,164	119,824	5,100,988
Jul 2029 – Jun 2030	5,058,630	120,352	5,178,982

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 16 NÚMERO DE CLIENTES - EDEMET

Años	Usuarios
Jul 2025 – Jun 2026	606,429
Jul 2026 – Jun 2027	625,353
Jul 2027 – Jun 2028	644,853
Jul 2028 – Jun 2029	664,945
Jul 2029 – Jun 2030	685,648

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 17 ENERGÍA INYECTADA - EDEMET

Años	Energía Inyectada Total [MWh]
Jul 2025 – Jun 2026	5,332,121
Jul 2026 – Jun 2027	5,439,348
Jul 2027 – Jun 2028	5,521,452
Jul 2028 – Jun 2029	5,608,302
Jul 2029 – Jun 2030	5,693,909

Fuente: Elaboración Propia

Nota: la energía inyectada considerada se refiere a los valores eficientes, es decir, considera las pérdidas eficientes.

TABLA 18 DEMANDA MÁXIMA - EDEMET

AÑOS	Demanda Máxima [MW]
Jul 2025 – Jun 2026	959
Jul 2026 – Jun 2027	971
Jul 2027 – Jun 2028	982
Jul 2028 – Jun 2029	988
Jul 2029 – Jun 2030	999

Fuente: Elaboración Propia

Nota: la demanda máxima considerada se refiere a los valores eficientes y considera los Factores de Carga del Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046, elaborado por el Centro Nacional de Despacho.

I.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, con lo cual el Monómico asciende 130.05 Balboas/MWh.

TABLA 19 PRECIO MONÓMICO - EDEMET

DETALLE	Unidad	EDEMET
Costos de potencia	B/.	131,938,239.97
Cotos de energía	B/.	161,380,227.88
Costos totales generación	B/.	293,318,467.85
Costo de transmisión	B/.	25,751,421.98
Costo de pérdidas de transmisión	B/.	6,407,379.44
Energía total	MWh	2,502,692.82
Monómico	B./MWh	130.05

Fuente: Elaboración Propia

I.1.3. CÁLCULO DE LA DEPRECIACIÓN

El cálculo de la depreciación se ha realizado de acuerdo con lo establecido en el RDC considerando que existen dos tipos de activos que se deben considerar:

- Los que resultan de inversiones efectivamente realizadas que fueron incorporadas hasta el período base.
- Las inversiones que se incorporan ex ante y que corresponden al período tarifario para el que se realiza el estudio tarifario, que fueron determinadas a través de las ecuaciones de eficiencia y otras inversiones.

Respecto a las primeras, el cálculo de la depreciación se realizó para cada año del período para el que se realiza el estudio tarifario; utilizando el detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital. Esta forma de cálculo es consistente con la determinación de la Base de Capital Neta y por lo tanto determina un costo de depreciación consistente con la evolución de los activos y el retorno que se reconoce a estas inversiones. Las depreciaciones determinadas se muestran en la siguiente tabla:

El cálculo realizado para las inversiones efectivamente realizadas se muestra a continuación:

TABLA 20 DEPRECIACIONES DE INVERSIONES EFECTIVAMENTE REALIZADAS – EDEMET [BALBOAS]

Depreciación	Jul 25 - Jun 26	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
Depreciación D	41,289,563	40,432,144	39,052,948	38,324,737	36,808,517
Depreciación AP	2,010,285	1,956,117	1,896,294	1,867,570	1,839,623
Depreciación C	4,446,739	4,286,857	4,162,945	4,043,199	3,862,454
Total Depreciación	47,746,586	46,675,118	45,112,187	44,235,506	42,510,594

Fuente: Elaboración Propia

Las inversiones proyectadas que se consideran para el período tarifario para el cual se realiza el estudio tarifario no son inversiones reales y por lo tanto corresponden a estimaciones. De manera consistente, la depreciación también es una estimación, por lo que, para su cálculo se ha utilizado la relación entre la depreciación anual de estos activos dividida entre el valor total de la base de capital descontados los activos totalmente depreciados, cálculo que se realizó por actividad (Distribución, comercialización y alumbrado público, cada una de estas actividades incluye un prorrateo de Propiedades y Planta).

Finalmente, es importante mencionar que no se han aplicado límites a las tasas de depreciación calculadas. A continuación, se presenta el cálculo de la tasa de depreciación aplicada:

TABLA 21 TASA DE DEPRECIACIÓN DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS – EDEMET [BALBOAS]

Base de Capital	BASE
BCD	1,446,947,590
BCAP	53,443,875
BCC	133,399,693
Total BC	1,633,791,158
BCDtd	364,244,711
BCAPtd	9,217,605
BCCtd	43,446,186

Base de Capital	BASE
Total BCtd	416,908,502
Depreciación D	41,289,563
Depreciación AP	2,010,285
Depreciación C	4,446,739
Total Depreciación	47,746,586
% Depreciación s/BC D	3.81%
% Depreciación s/BC AP	4.55%
% Depreciación s/BC C	4.94%
% Total Depreciación	3.92%

Fuente: Elaboración Propia

I.2. BASE DE CAPITAL

En este apartado se presentan los resultados del cálculo de la base de capital inicial y la base de capital proyectada para el período Julio-2026 a Junio-2030.

I.2.1. VALORES DE PARTIDA

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por la ASEP hasta diciembre del año 2021 mediante Resolución AN No. 18496-Elec del 21 de junio de 2023.

Dado que el primer semestre del año 2022 fue estimado en la revisión anterior a los efectos del análisis de eficiencia se analiza el año 2022 completo en la presente revisión tarifaria.

La planilla para el cálculo de la base de capital, denominada “BC y Dep” del modelo de cálculo del IMP, toma como valor de partida la base de capital al 31/12/2001 a fin de computar correctamente la depreciación y los retiros en la determinación de la base de capital neta. Las adiciones y retiros hasta el 31/12/2021 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario correspondiente, a fin de que la base de partida sea la misma de la Resolución mencionada que los aprueba.

Los valores de partida del año 2021 se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 22 BASE DE CAPITAL INICIAL A DICIEMBRE 2021 – EDEMET

EDEMET 2021	Eficiencia	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	0.90	B/. 113,916,042	B/. 28,610,887
Sistema de distribución	0.88	B/. 1,002,535,848	B/. 575,469,829
Alumbrado Público	0.90	B/. 46,816,704	B/. 26,385,534
Comercialización	0.90	B/. 87,645,428	B/. 40,112,544
Total		B/. 1,250,914,022	B/. 670,578,794

Fuente: Elaboración Propia

I.2.2. CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES 2022-2025

A los valores de activos netos y brutos correspondientes al año 2021 se le adicionan las inversiones y los retiros producidos en el periodo comprendido entre enero 2022 y diciembre de 2025. Los datos correspondientes a los años 2022 a 2025 son analizados a partir de la aplicación de los criterios generales definidos en ese apartado, es importante mencionar que en el caso de EDEMET lo siguiente:

- 1) Factor de Inversión, se han depurado los conceptos que no cumplen con los criterios definidos en el Anexo III. Es importante mencionar que para la información de cantidad de postes y longitud de conductores se ha tomado la información de la base de datos de ELEMENTOS que presentan las empresas.
- 2) Factor de eficiencia precio: No aplica porque los procesos fueron realizados por procesos de libre concurrencia de acuerdo con las declaraciones juradas presentadas por la empresa.
- 3) Factor de asimetría: Se utiliza un coeficiente vinculado al concepto de diferencias de conocimiento de la información por parte del Regulador y de la empresa Distribuidora (denominado coeficiente de asimetría). Este coeficiente de asimetría tendrá un valor de 0.85, que se justifica por las inconsistencias identificadas:
 - a. Existen diferencias importantes entre los importes reportados como ATR en los formularios CC-01 y los Balances presentados dentro de la información regulatoria. El resumen de las cuentas que se presenta en los formularios CC-01 no incluyen las transferencias del Estado. En este caso, se ha considerado la información proveniente del detalle de cuentas y de los formularios BS-01.
 - b. La información que se presenta en la Base de Datos de Elementos no refleja el total de los materiales utilizados en la ejecución de los proyectos.
 - c. La información a diciembre 2025 no considera ni transferencias de terceros ni transferencias del estado, razón por la que se ha aplicado una participación equivalente al promedio observado en los años 2022 a 2024.
 - d. La baja ejecución de gastos operativos puede ser un indicio de que se están capitalizando gastos operativos y por lo tanto registrándolos como inversiones.

Los factores de eficiencia resultantes para cada rubro de inversión y en cada año se presentan en el siguiente punto.

I.2.3. BASE DE CAPITAL A 2025

La base de capital a diciembre de 2025 fue determinada a partir de los valores de partida, la aplicación de los criterios de eficiencia indicados en el punto anterior a los años 2022, 2023, 2024 y 2025.

En la siguiente tabla se presentan los valores así determinados:

TABLA 23 BASE DE CAPITAL 2022 –2025 - EDEMET

EDEMET 2022	Eficiencia	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	0.85	B/. 118,714,812	B/. 27,519,998
Sistema de distribución	0.82	B/. 1,068,776,428	B/. 615,854,003
Alumbrado Público	0.85	B/. 48,697,275	B/. 26,465,578
Comercialización	0.85	B/. 94,248,148	B/. 44,054,375
Total		B/. 1,330,436,663	B/. 713,893,954
EDEMET 2023	Eficiencia	BCBruto	BCNeta

Propiedades y planta	0.85	B/. 126,850,196	B/. 30,189,027
Sistema de distribución	0.84	B/. 1,155,944,950	B/. 674,660,043
Alumbrado Público	0.85	B/. 50,028,468	B/. 25,910,763
Comercialización	0.85	B/. 101,955,534	B/. 48,790,042
Total		B/. 1,434,779,148	B/. 779,549,874
EDEMET 2024	Eficiencia	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	0.85	B/. 131,797,092	B/. 31,393,534
Sistema de distribución	0.80	B/. 1,233,550,431	B/. 720,598,094
Alumbrado Público	0.85	B/. 51,346,282	B/. 25,282,060
Comercialización	0.85	B/. 109,332,918	B/. 52,835,959
Total		B/. 1,526,026,723	B/. 830,109,648
EDEMET 2025	Eficiencia	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	0.85	B/. 139,642,054	B/. 35,767,887
Sistema de distribución	0.82	B/. 1,319,092,950	B/. 771,481,998
Alumbrado Público	0.85	B/. 53,443,875	B/. 25,408,443
Comercialización	0.85	B/. 121,612,279	B/. 61,507,319
Total		B/. 1,633,791,158	B/. 894,165,647

Fuente: Elaboración Propia

I.2.4. INVERSIONES EFICIENTES EN DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN 2026-2030

- **Inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia**

Mediante la aplicación de las ecuaciones de eficiencia incluidas en la Parte I, Capítulo I, a los datos de demanda y una vez realizado el ajuste de adaptación de los costos de EE. UU. a Panamá comentado en Capítulo I, Parte I se obtuvieron los siguientes activos eficientes de distribución y comercialización expresados a diciembre de 2025.

TABLA 24 ACTIVOS EFICIENTES - EDEMET [BALBOAS]

Activo	Jul 25 - Jun 26	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
AD	1,150,945,192	1,170,911,331	1,192,935,546	1,209,380,089	1,231,895,379
AC	112,560,696	115,858,402	119,250,092	122,738,459	126,326,263
Activos Totales	1,263,505,889	1,286,769,733	1,312,185,638	1,332,118,548	1,358,221,642

Fuente: Elaboración Propia

Luego, a partir de estimar las diferencias entre un año y el inmediatamente anterior, surgen las inversiones eficientes en distribución (ID) y comercialización (IC), las cuales se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 25 INVERSIONES EFICIENTES - EDEMET [BALBOAS]

Inversiones	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
ID	19,966,139	22,024,215	16,444,543	22,515,290
IC	3,297,706	3,391,690	3,488,367	3,587,805
Inversiones Totales	23,263,844	25,415,905	19,932,910	26,103,095

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia**

Los datos de las empresas comparadoras y en consecuencia las ecuaciones de eficiencia no consideran las inversiones en subestaciones en alta tensión, alumbrado público, soterramiento, electrificación rural y otras, por lo que estas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión de las propias empresas con un análisis de razonabilidad realizado por la ASEP. También se han revisado las fechas de entrada de los proyectos propuestas por las empresas.

En la siguiente tabla se presentan los valores resultantes que son incorporados como inversiones adicionales:

TABLA 26 INVERSIONES ADICIONALES [EN MILES DE BALBOAS]

INVERSION EN SUBESTACIONES, ARQUITECTURA ASOCIADA Y LÍNEAS EN AT NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA					
Concepto	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	Total
Ampliación de SE El Higo (115kV)	0	0	0	5,300	5,300
Ampliación de SE Panamá 3 (230 y 115KV)	0	7,750	0	0	7,750
Ampliación de subestación Pocrí	0	22,516	0	0	22,516
Ampliación SE Burunga 230/115/34,5 kV	2,014	0	0	0	2,014
Circuito 34,5 kV (Respaldo SE Penonomé - SE Antón)	987	0	0	0	987
Circuito 34-33B SE Santiago- SE Soná	0	5,023	0	0	5,023
Crecimiento Vegetativo AP	2,400	2,400	2,400	2,400	9,600
LAT Burunga - Howard en 115 kV	26,105	0	0	0	26,105
LAT SE Chorrera - SE El Torno 115 (Segunda Línea)	0	7,993	0	0	7,993
LAT Justo Arosemena – Segunda Línea 115 kV	0	4,829	0	0	4,829
Línea 115kV La Floresta - SE Panamá 3	0	10,500	0	0	10,500
Línea HIGO-COR, 115kV	0	0	0	9,150	9,150
Nueva LAT Llano Sánchez – Pocrí en 115kV	0	13,382	0	0	13,382
Nueva Línea AT Divisa – La Arena en 115kV	0	26,583	0	0	26,583
Nueva Línea El Higo - Coronado (34.5 kV) Forrada	471	0	0	0	471
Nueva SE La Floresta 115/12 KV	6,273	0	0	0	6,273
Nueva Subestación Santiago 2 230/115/34,5 kV.	0	32,895	0	0	32,895
Electrificación Rural	1,182	899	440	112	2,634
SE Coronado 115/34,5/13.2kV	0	0	0	11,100	11,100
Soterrado Calle 50	0	0	12,800	0	12,800
Soterrado Las Tablas tramo 1	0	0	3,153	0	3,153
Soterrado Las Tablas (tramo 2)	0	0	1,881	0	1,881
Soterrado Obarrio/Eléctrico Etapa I y II	4,107	0	0	0	4,107
TOTAL	43,538	134,772	20,675	28,062	227,046

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes en Alumbrado Público**

Para la determinación de $ACTALUM_t$ y $ACTNALUM_t$ se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del segundo semestre de 2025 y las incorporaciones de activos basados en la información presentada por la empresa para el primer semestre de 2026 y en el plan de inversiones presentado por la distribuidora y revisado por la ASEP. El plan de inversiones toma en cuenta el crecimiento vegetativo de luminarias LED a ejecutar, cuyas cifras se exponen en la línea crecimiento nombrada Crecimiento Vegetativo AP en el cuadro anterior. Estas inversiones consideran las siguientes cantidades de luminarias:

TABLA 27 INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO [EN MILES DE BALBOAS]

Luminarias Que Se Incorporan	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	TOTALES
Crecimiento Vegetativo - LED	6,316	6,316	6,316	6,316	25,264
Total Luminarias Adicionales	6,316	6,316	6,316	6,316	25,264

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes Totales**

En resumen, las inversiones eficientes no consideradas dentro de las ecuaciones de eficiencia previstas para el periodo tarifario son las siguientes:

TABLA 28 INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA – EDEMET [MILES DE BALBOAS]

INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	TOTALES
Inversiones adicionales distribución	ID	41,137.97	132,371.64	18,274.58	25,662.28	217,446.47
Inversiones adicionales Comercialización	IC	-	-	-	-	-
Inversiones adicionales en AP	IAP	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	9,600.00

Fuente: Elaboración Propia

Con los valores anteriores y las inversiones que resultan de las ecuaciones de eficiencia, resultan las inversiones para el periodo julio 2026 a junio 2030 de distribución, comercialización y alumbrado público:

TABLA 29 INVERSIONES TOTALES –EDEMET [MILES DE BALBOAS]

INVERSIONES TOTALES		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	TOTALES
Distribución	ID	61,104.11	154,395.86	34,719.12	48,177.57	298,396.66
Comercialización	IC	3,297.71	3,391.69	3,488.37	3,587.80	13,765.57
Alumbrado Público	IAP	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	9,600.00
TOTAL INVERSIONES		66,801.82	160,187.55	40,607.49	54,165.37	321,762.23

Fuente: Elaboración Propia

Los costos de las Inversiones en este IMP podrán variar durante su ejecución, por lo que el costo eficiente a ser incorporado en la Base de Capital del siguiente periodo tarifario será determinado en su momento con la metodología utilizada para determinar el costo eficiente del resto de las inversiones realizadas y en ningún caso se considerarán como precio eficiente los costos estimados en este IMP.

1.2.5. AJUSTE POR ACTIVIDADES NO REGULADAS

El régimen tarifario establece que de existir actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados, las bases de capital calculadas para el sistema de distribución y para el de comercialización, deberán ser ajustadas.

Tal como establece la normativa vigente se determinó el factor de corrección por actividades no reguladas (FCBF), el cual se utiliza para ajustar la base de capital inicial (t-1). La expresión utilizada fue la siguiente:

$$FCBF = \frac{IPT_0}{(IPT_0 + INR_0)}$$

Donde:

IPT₀ corresponde al ingreso percibido por la distribuidora por las actividades de distribución y comercialización en el último período anual auditado.

INR₀ corresponde al ingreso percibido por la distribuidora por las actividades no reguladas en el último período anual auditado.

Para el cálculo de este ajuste, es necesario identificar los ingresos por actividades no reguladas que utilizan infraestructura del sistema de distribución. El uso de la infraestructura se refiere no solo a la estrictamente eléctrica sino a cualquiera integrada en los activos de distribución y comercialización. Así contribuirían a integrar tales ingresos actividades tales como: alquiler de postes, alquiler de transformadores, alquiler o uso por terceros de oficinas, equipos de computación, equipos de comunicaciones, software, etc.

En el caso de EDEMET, se utilizó información recibida de la empresa, de acuerdo con el siguiente detalle:

TABLA 30 INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS – EDEMET [BALBOAS]

Ingresos no regulados	2022	2023	2024	2025
Actividad relacionada con la prestación de servicios integrales contratados para la red de distribución (supervisión, retranqueo, temporales, expediente, etc)	60,475.69	-236,418.82	-169,753.62	-771,424.14
Alquiler de local propiedad de EDEMET para la prestación de servicios integrales contratados para la red de distribución	-30,375.25	-10,125.00	-6,750.00	-15,600.00
Alquiler de postes y ductos de EDEMET para la prestación del servicio de telecomunicaciones según lo dispuesto en el DE. de 22 de junio de 1998	-1,260,010.00	-2,837,285.12	-3,141,214.70	-3,115,061.33
Contrata de servicios informáticos e infraestructura y diferencia de cambio		-109,364.00	-54,454.00	-3,982.80
Educativa - Alquiler de local propiedad de EDEMET para la prestación de servicios				-361,024.00
Empresa de Generación Eléctrica con contrato de administración y uso de agua	-450,000.00		-300,000.00	
MERCADO /SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN contratados para la red de distribución (supervisión, retranqueo, temporales, expediente, etc)	-1,775,057.04	-1,547,748.72	-2,192,043.45	-2,593,783.14
MERCADO /SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN contratados para la red de distribución (varios)	-115,641.87		-98,709.31	-580,123.51
MERCADO /SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN contratados para la red de distribución (venta de trafo por urgencia)	-19,390.00			
TERCEROS	-1,132,191.00	-28,972.64		
Total general	-4,722,189.47	-4,769,914.30	-5,962,925.08	-7,440,998.92

Fuente: Elaboración Propia con base a lo reportado en la CM-094-26

Con la información detallada se obtuvieron los siguientes resultados:

TABLA 31 FACTOR DE CORRECCIÓN POR INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS – EDEMET [BALBOAS]

Detalle	2022	2023	2024	2025	PROMEDIO
Ingresos no regulados	4,722,189	4,769,914	5,962,925	7,440,999	5,724,007
Ingresos por venta de energía	819,662,786	753,751,771	860,123,787	893,535,117	831,768,365

Detalle	2022	2023	2024	2025	PROMEDIO
Compras de energía	-598,200,825	-569,458,717	-615,692,748	-661,106,024	-611,114,579
Ingreso Neto por actividades reguladas	221,461,961	184,293,054	244,431,039	232,429,093	220,653,787
Factor de ajuste	0.9791	0.9748	0.9762	0.9690	0.9747

Fuente: Elaboración Propia con base en los Informes Regulatorios de EDEMET

I.2.6. BASE DE CAPITAL PROYECTADA DEL PERÍODO 2026-2030

Con los coeficientes de ajustes indicados en el punto anterior aplicados a los activos brutos y netos para el año inicial correspondiente solo a actividades reguladas y las inversiones propuestas por las empresas sin ningún juicio de la ASEP para el primer semestre de 2026, surge la tabla siguiente:

TABLA 32 BASE DE CAPITAL JUL-2026 A JUN-2030 – EDEMET [BALBOAS]

BASE DE CAPITAL		ACT.Dic 25	AJUSTE ACTNO REG	BASE	jun-26	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Valor Bruto Base de Capital Distribución	BCD	1,446,948	0.9747	1,410,361	1,479,402	1,540,506	1,694,902	1,729,621	1,777,799
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	BCC	133,400	0.9747	130,027	138,007	141,305	144,696	148,185	151,772
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTalum	53,444	0.9747	52,093	55,530	57,930	60,330	62,730	65,130
		1,633,791		1,592,480	1,672,939	1,739,741	1,899,928	1,940,536	1,994,701
Valor Neto Base Capital Distribución	BCND	804,609	0.9747	784,264	832,497	849,371	956,806	941,688	939,963
Valor Neto Base Capital Comercialización	BCNC	64,148	0.9747	62,526	68,263	66,798	65,385	64,019	62,758
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTN alum	25,408	0.9747	24,766	27,185	27,418	27,602	27,705	27,727
		894,166		871,556	927,944	943,586	1,049,793	1,033,412	1,030,448

Fuente: Elaboración Propia

Es importante mencionar que la proyección del valor neto se realizó considerando la base neta a diciembre 2025 determinada en el archivo AA_EDEMET Actualizado 2025, luego para el primer semestre 2026 se consideró la base neta determinada en el modelo hoja BC y Dep, se adicionaron las inversiones del semestre y se descontaron las depreciaciones correspondientes a esas inversiones.

I.3. PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

Mediante la aplicación de la ecuación incluida en el Capítulo I de la Parte I, a los datos de energía inyectada a la red de EDEMET que se muestran en la

Tabla 17 Energía inyectada - EDEMET, se obtuvieron los porcentajes de pérdidas de energía eficientes respecto a la energía inyectada (PD [%]) de EDEMET.

Adicionalmente, la empresa en su informe de pérdidas ha señalado que su pérdida adicional por zona roja e invasiones es de 3.04%, de acuerdo con lo presentado en el Anexo IV. Esta Autoridad en esta oportunidad ha determinado reconocer de manera especial para el período tarifario Julio 2026 a Junio 2030, un adicional por pérdidas no gestionables del 50% de las pérdidas no técnicas estimadas para zonas rojas e invadidas.

De esta manera a las pérdidas eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia se adiciona 1.52% para cada año tarifario. Este porcentaje se traduce en un ingreso adicional que pagarán los clientes y que debe ser usado por la empresa para programas de reducción de pérdidas, cuyos planes deberán ser presentados a esta Autoridad luego de aprobado el IMP.

TABLA 33 PÉRDIDAS EFICIENTES EN DISTRIBUCIÓN - EDEMET

Pérdidas	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
Pérdidas	7.53%	7.53%	7.53%	7.52%
Pérdidas NT Z. Rojas	1.52%	1.52%	1.52%	1.52%
Pérdidas Totales	9.05%	9.05%	9.05%	9.04%

Fuente: Elaboración Propia

I.4. COSTOS EFICIENTES

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN

Mediante la aplicación de las ecuaciones de eficiencia incluidas en Parte I, Capítulo I a los datos de las variables determinadas y una vez realizado el ajuste de adaptación de los costos de EE. UU. a Panamá comentado en Parte I, Capítulo I se obtuvieron los siguientes costos eficientes expresados a diciembre 2025:

TABLA 34 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES - EDEMET [BALBOAS]

COSTO	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
OM	51,636,963	53,003,204	54,385,114	55,821,724
COM	47,255,429	48,778,027	50,348,507	51,968,372
ADM	19,042,519	19,557,887	20,083,335	20,626,337
Costos Totales	117,934,911	121,339,118	124,816,956	128,416,434

Fuente: Elaboración Propia

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO

El costo reconocido en la revisión anterior por luminaria actualizado (con factor de ajuste tarifario 2022-2026) resulta de 6.97 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio del período 2022 a 2024 (ajustado a Diciembre 2025) es de 7.21 Balboas/luminaria. En función de lo anterior se fija un valor de 6.97 Balboas /luminaria.

En la siguiente tabla se presentan los costos de AP para el período tarifario:

TABLA 35 COSTOS DE MANTENIMIENTO POR LUMINARIA - EDEMET

Detalle	Unidad	2022	2023	2024	2025	PROMEDIO
Costo AP	B/.	1,305,114	1,204,838	1,618,438	1,256,808	1,346,299
Luminarias	Cant.	182,262	185,833	189,254	191,732	187,270
Costo Mant./lum Cont.		7.22	6.51	8.55	6.56	7.21
Costo Mant./lum RT-1		6.97				
Costo Mant./lum		6.97				

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 36 COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO - EDEMET

Destalle	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
Cantidad de Luminarias	203,914	210,230	216,546	222,862
Costos de O&M por Luminaria [Balboas/lum.]	6.97	6.97	6.97	6.97
Costo de O&M de Alumbrado Público [Miles de Balboas]	1,420.71	1,464.71	1,508.72	1,552.72

Fuente: Elaboración Propia

1.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS

Las inversiones declaradas por la empresa para el periodo 2022 a 2025 ajustadas preliminarmente con el análisis señalado en la Parte III, Capítulo 1.2 Base de Capital, numeral I.2.2. Criterios para el análisis de las inversiones 2022-2026, han sido comparadas con las aprobadas por la ASEP en el IMP del mismo periodo.

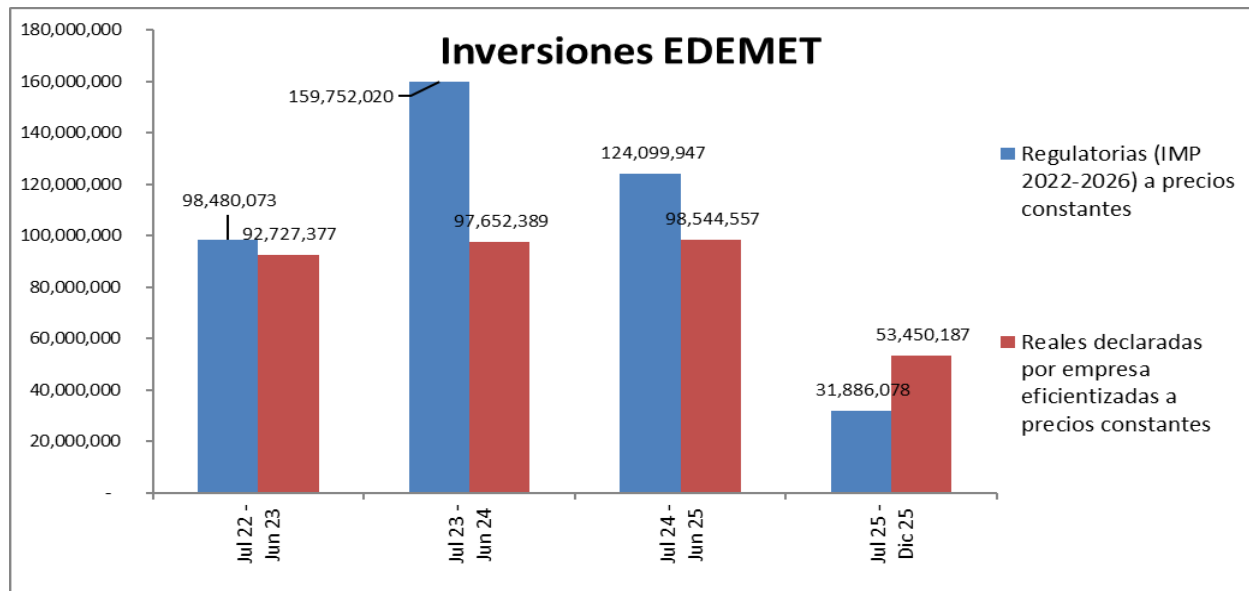
En esta ocasión se han tomado en consideración las inversiones ajustadas, porque los ajustes corresponden básicamente a inversiones que no cumplen con los criterios definidos y porque se han detectado problemas de asimetría de información.

Esta Autoridad consideró la información presentada por las distribuidoras para el análisis de las inversiones que valide las inversiones reportadas afectos de su consideración en la Base de Capital.

Los valores de las inversiones ejecutadas ajustadas de las empresas para cada año han sido llevadas a precios constantes de Junio 2022, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2022 a Junio 2026. Para esto se utilizó la información correspondiente a los ajustes tarifarios semestrales realizados durante el período tarifario.

En la gráfica siguiente se muestran las diferencias encontradas:

GRÁFICO 4 INVERSIONES RECONOCIDAS VS EJECUTADAS - EDEMET (BALBOAS)



Fuente: EDEMET y modelos IMP 2022 – 2026 (ASEP)

Se observa que en los tres años iniciales de los cuatro años del período tarifario, las inversiones ejecutadas han estado por debajo de las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP vigente.

El único período en el que las inversiones reales superan las inversiones aprobadas es el segundo semestre del año 2025, sin embargo, no compensa la falta de inversiones de los primeros años, en comparación con los montos reconocidos en las tarifas vigentes. Las inversiones ejecutadas en el período julio 2022 a diciembre 2025 son un 17% menores a las inversiones acumuladas reconocidas en el cálculo del IMP de dicho período ambas expresadas a precios constantes de junio 2022.

Corresponde entonces descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas, pero si pagadas por los usuarios a través de las tarifas.

Para esto, se procedió de la siguiente forma:

1. En primer lugar, se estimó la diferencia entre el monto anual de inversiones en activos brutos fijos pagadas vía IMP y el monto anual de inversiones efectivamente ejecutadas, en cada periodo Julio a Junio de los años 2022 a 2026. Cabe indicar que estas últimas, que están a precios corrientes de cada año, han sido deflactadas para llevarlas a precios constantes de Junio 2022, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2022 a Junio 2026. Para esto se utilizó la variación promedio observada en el índice de ajuste tarifario realizado por ASEP durante el periodo.
2. En segundo lugar, se estimaron las depreciaciones anuales y las acumuladas asociadas al diferencial de inversiones resultante de lo comentado en el numeral 1, considerando una vida útil determinada en el cálculo de la base de capital 24 años, determinada como la relación de 1 dividido entre la tasa de depreciación promedio considerada en la determinación del IMP para el período 2022 – 2026.
3. Posteriormente, se estimó el monto anual de inversiones netas de depreciaciones pagadas a través del IMP, pero no ejecutadas, considerando en cada año los valores brutos obtenidos en el numeral 1, menos las depreciaciones acumuladas obtenidas en el numeral 2.
4. En cuarto lugar, se estimó el costo de capital que fue reconocido en el cálculo del IMP vigente, pero cuyas inversiones asociadas no fueron ejecutadas, considerando la tasa real antes de impuestos aprobada por la ASEP para la determinación del IMP del periodo 2022-26, igual a 8.80%.
5. Finalmente, la suma del valor obtenido en el numeral 4, representativo del costo de capital que se ha pagado pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado en tiempo y forma, y del valor obtenido en el numeral 2, representativo del costo de depreciaciones que ha sido pagado pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado, fueron llevados a precios del año base del cálculo del nuevo IMP y actualizado considerando la tasa regulada de 8.80% real antes de impuestos.

En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos:

TABLA 37 ESTIMACIÓN DEL DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS – EDEMET [BALBOAS]

Periodo	Jul 22 - Jun 23	Jul 23 - Jun 24	Jul 24 - Jun 25	Jul 25 - Dic 25
Inversiones proyectadas	98,480,073	159,752,020	124,099,947	31,886,078
Inversiones realizadas a precios corrientes	93,067,038	99,015,765	100,900,043	54,674,325

Periodo	Jul 22 - Jun 23	Jul 23 - Jun 24	Jul 24 - Jun 25	Jul 25 - Dic 25
Inversiones realizadas deflactadas a jun 2022	92,727,377	97,652,389	98,544,557	53,450,187
Inversión Bruta no ejecutada	5,752,696	62,099,630	25,555,391	-21,564,108
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	117,438	1,502,600	3,292,022	3,373,502
Inversión Neta no ejecutada	5,635,259	66,232,289	88,495,657	63,558,047
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	495,903	5,828,441	7,787,618	5,593,108
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	613,340	7,331,042	11,079,640	8,966,610
Valor indexado a diciembre 2025	803,459	8,776,888	12,123,084	8,966,610
Valor total a descontar	30,670,041			

Fuente: EDEMET y modelos IMP 2022 – 2026 (ASEP)

El valor se descuenta del cálculo del IMP del período Julio 2026 a Junio 2030.

I.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

En la siguiente tabla se presenta el valor presente neto para cada uno de los componentes de IMP y el IMP medio obtenido para el período Jul-2026 a Jun-2030:

TABLA 38 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO - EDEMET [MILES DE BALBOAS]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	206,160	222,314	225,475	227,334
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	59,195	60,607	62,081	63,559
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	6,533	6,646	6,782	6,909
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	64,022	64,972	65,977	66,967
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-30,670			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	305,240	354,539	360,314	364,769

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
DETALLE	UNIDADES	JULIO/26- JUNIO/30
VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	703,455.92
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	195,946.22
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	21,461.06
SUB-TOTAL	Miles de B/.	920,863.20
VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	209,279.60
IMP TOTAL	Miles de B/.	1,130,142.80
ENERGÍA FACTURADA (sin AP)	MWh	16,214,840.67
IMP	B./MWh	69.70
IMP S/Pérdidas	B./MWh	56.79

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO II INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE ENSA

II. 1. INFORMACIÓN DE BASE DE ENSA

En este punto se desarrolla todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) de ENSA. Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, pérdidas, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo. También las estimaciones del costo monómico de la energía. Se desarrolla cada punto a continuación:

II.1.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA, ENERGÍA Y CANTIDAD DE CLIENTES

Para el cálculo del IMP de ENSA se consideraron las proyecciones de ventas facturadas de energía eléctrica y las proyecciones de número de clientes presentadas por la empresa para el período 2026-2030.

La energía inyectada a la red se estimó considerando las pérdidas eficientes proyectadas presentadas en la Tabla 60 Pérdidas eficientes – ENSA.

Sobre la base de los resultados de energía inyectada a la red y de los factores de carga del Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046, que se muestran en el Anexo II Modelos de Proyección de la Demanda, se estimó la demanda máxima. Finalmente, a efectos de considerar la información para los años tarifarios del IMP (de Julio a Junio del año siguiente), se promediaron los resultados obtenidos de acuerdo con el año calendario. Este criterio parece adecuado toda vez que no se observa estacionalidad en el consumo de electricidad.

En las tablas siguientes se presentan la información de mercado considerada en el cálculo del IMP de ENSA:

TABLA 39 ENERGÍA FACTURADA - ENSA

Años	Energía Facturada sin AP y sin EDEMET [MWh]	Energía Facturada EDEMET [MWh]	Energía facturada AP [MWh]	Energía facturada Total [MWh]
Jul 2025 – Jun 2026	4,279,724	236,956	78,753	4,595,433
Jul 2026 – Jun 2027	4,463,957	236,956	78,753	4,779,666
Jul 2027 – Jun 2028	4,538,216	236,956	78,753	4,853,924
Jul 2028 – Jun 2029	4,593,633	236,956	78,753	4,909,342
Jul 2029 – Jun 2030	4,639,473	236,956	78,753	4,955,181

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 40 NÚMERO DE CLIENTES - ENSA

Años	Usuarios
Jul 2025 – Jun 2026	580,823
Jul 2026 – Jun 2027	598,868
Jul 2027 – Jun 2028	616,307
Jul 2028 – Jun 2029	634,254
Jul 2029 – Jun 2030	652,724

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 41 ENERGÍA INYECTADA - ENSA

Años	Energía Inyectada Sin EDEMET	Energía Inyectada EDEMET [MWh]	Energía Inyectada Total [MWh]
Jul 2025 – Jun 2026	4,791,358	240,564	5,031,922
Jul 2026 – Jun 2027	4,993,545	240,564	5,234,109
Jul 2027 – Jun 2028	5,075,036	240,564	5,315,600
Jul 2028 – Jun 2029	5,135,850	240,564	5,376,414
Jul 2029 – Jun 2030	5,186,152	240,564	5,426,716

Fuente: Elaboración Propia

Nota: la energía inyectada considerada se refiere a los valores eficientes, es decir, considera las pérdidas eficientes.

TABLA 42 DEMANDA MÁXIMA - ENSA

AÑOS	Demanda Máxima [MW]
Jul 2025 – Jun 2026	910
Jul 2026 – Jun 2027	947
Jul 2027 – Jun 2028	962
Jul 2028 – Jun 2029	973
Jul 2029 – Jun 2030	982

Fuente: Elaboración Propia

Nota: La demanda máxima considerada se refiere a los valores eficientes y considera los Factores de Carga del Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046, elaborado por la Dirección del Centro Nacional de Despacho.

II.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 135.50 Balboas/MWh.

TABLA 43 PRECIO MONÓMICO - ENSA

DETALLE	Unidad	ENSA
Costos de potencia	B/.	98,066,546.79
Cotos de energía	B/.	146,933,818.93
Costos totales generación	B/.	245,000,365.72
Costo de transmisión	B/.	14,804,464.80
Costo de pérdidas de transmisión	B/.	6,969,607.40
Energía total	MWh	1,968,783.84
Monómico	B./MWh	135.50

Fuente: Elaboración Propia

II.1.3 CÁLCULO DE LA DEPRECIACIÓN

El cálculo de la depreciación se ha realizado de acuerdo con lo establecido en el RDC considerando que existen dos tipos de activos que se deben considerar:

1. Los que resultan de inversiones efectivamente realizadas que fueron incorporadas hasta el período base.
2. Las inversiones que se incorporan ex ante y que corresponden al período tarifario para el que se realiza el estudio tarifario, que fueron determinadas a través de las ecuaciones de eficiencia y otras inversiones.

Respecto a las primeras, el cálculo de la depreciación se realizó para cada año del período para el que se realiza el estudio tarifario; utilizando el detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital. Esta forma de cálculo es consistente con la determinación de la Base de Capital Neta y por lo tanto determina un costo de depreciación consistente con la evolución de los activos y el retorno que se reconoce a estas inversiones. Las depreciaciones determinadas se muestran en la siguiente tabla:

El cálculo realizado para las inversiones efectivamente realizadas se muestra a continuación:

TABLA 44 DEPRECIACIONES DE INVERSIONES EFECTIVAMENTE REALIZADAS – ENSA [BALBOAS]

Depreciación	Jul 25 - Jun 26	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
Depreciación D	28,925,077	27,933,216	26,833,601	24,681,457	22,800,724
Depreciación AP	2,509,199	2,447,827	2,394,890	2,369,893	2,344,523
Depreciación C	8,089,223	7,703,422	7,226,857	6,678,464	5,993,594
Total Depreciación	39,523,499	38,084,465	36,455,348	33,729,814	31,138,842

Fuente: Elaboración Propia

Las inversiones proyectadas que se consideran para el período tarifario para el cual se realiza el estudio tarifario no son inversiones reales y por lo tanto corresponden a estimaciones. De manera consistente, la depreciación también es una estimación, por lo que, para su cálculo se ha utilizado la relación entre la depreciación anual de estos activos dividida entre el valor total de la base de capital descontados los activos totalmente depreciados, cálculo que se realizó por actividad (Distribución, comercialización y alumbrado público, cada una de estas actividades incluye un prorrateo de Propiedades y Planta).

Finalmente, es importante mencionar que no se han aplicado límites a las tasas de depreciación calculadas. A continuación, se presenta el cálculo de la tasa de depreciación aplicada:

TABLA 45 TASA DE DEPRECIACIÓN DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS – ENSA (BALBOAS)

Base de Capital	Jul 2021 - Jun 2022
BCD	937,791,670
BCAP	68,987,961
BCC	186,258,596
Total BC	1,193,038,227
BCDtd	280,483,125
BCAPtd	13,785,592
BCCtd	28,836,487
Total BCtd	323,105,204
Depreciación D	28,925,077
Depreciación AP	2,509,199
Depreciación C	8,089,223
Total Depreciación	39,523,499
% Depreciación s/BC D	4.40%
% Depreciación s/BC AP	4.55%
% Depreciación s/BC C	5.14%
% Total Depreciación	4.54%

Fuente: Elaboración Propia

II. 2. BASE DE CAPITAL

En este apartado se presentan los resultados del cálculo de la base de capital inicial y la base de capital proyectada para el período Julio-2026 a Junio-2030.

II.2.1. VALORES DE PARTIDA

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por la ASEP hasta diciembre del año 2021 mediante la mencionada Resolución AN No. 18550-Elec.

Dado que el primer semestre del año 2022 fue estimado en la revisión anterior a los efectos del análisis de eficiencia se analiza el año 2022 completo en la presente revisión tarifaria.

La planilla utilizada para el cálculo de la base de capital denominada “BC y Dep” en el modelo de cálculo del IMP toma como valor de partida la base de capital al 31/12/2001 a fin de computar correctamente la depreciación y los retiros en la determinación de la base de capital neta. Las adiciones y retiros hasta el 31/12/2021 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario correspondiente, a fin de que la base de partida sea la misma de la Resolución AN No. 18550-Elec.

Los valores de partida del año 2021 se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 46 BASE DE CAPITAL INICIAL A DIC-2021 – ENSA

ENSA 2021	Eficiencia	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	0.86	B/. 134,475,908	B/. 68,071,484
Sistema de distribución	0.89	B/. 654,371,614	B/. 343,462,443
Alumbrado Público	0.90	B/. 47,316,916	B/. 25,968,305
Comercialización	0.90	B/. 109,021,732	B/. 61,286,862
Total		B/. 945,186,170	B/. 498,789,094

Fuente: Elaboración Propia

II.2.2. CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES 2022-2026

A los valores de activos netos y brutos correspondientes al año 2021 se le adicionan las inversiones y los retiros producidos en el periodo comprendido entre enero 2022 y diciembre de 2025. Los datos correspondientes a los años 2022 a 2025 son analizados a partir de la aplicación de los criterios generales definidos en ese apartado, es importante mencionar en el caso de ENSA lo siguiente:

- 1) Factor de Inversión, se han depurado los conceptos que no cumplen con los criterios definidos en el Anexo III Criterios de Eficiencia Considerados para la Determinación de la Base de Capital.
- 2) Factor de eficiencia precio: No aplica debido a que los proyectos se ejecutaron a través de procesos de libre concurrencia de acuerdo con las declaraciones juradas presentadas por la empresa.
- 3) Factor de asimetría: Se utiliza un coeficiente vinculado al concepto de diferencias de conocimiento de la información por parte del Regulador y de la empresa Distribuidora (denominado coeficiente de asimetría). Este coeficiente de asimetría tendrá un valor de 0.92, que se justifica por las inconsistencias identificadas:
 - 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.

Los factores de eficiencia resultantes para cada rubro de inversión y en cada año se presentan en el siguiente punto.

II.2.3. BASE DE CAPITAL A 2025

La base de capital a diciembre de 2025 fue determinada a partir de los valores de partida, la aplicación de los criterios de eficiencia indicados en el punto anterior a los años 2022, 2023, 2024, y 2025. En la siguiente tabla se presentan los valores así determinados:

TABLA 47 BASE DE CAPITAL 2022 –2025– ENSA

ENSA 2022		Eficiencia	BCBruto		BCNeta	
Propiedades y planta		0.92	B/.	141,984,704	B/.	67,678,700
Sistema de distribución		0.89	B/.	691,663,564	B/.	361,944,494
Alumbrado Público		0.92	B/.	51,017,373	B/.	27,949,858
Comercialización		0.92	B/.	119,296,018	B/.	67,405,039
Total			B/.	1,003,961,659	B/.	524,978,091
ENSA 2023		Eficiencia	BCBruto		BCNeta	
Propiedades y planta		0.92	B/.	149,966,499	B/.	67,254,339
Sistema de distribución		0.89	B/.	718,717,333	B/.	368,556,882
Alumbrado Público		0.92	B/.	56,317,216	B/.	31,362,593
Comercialización		0.92	B/.	130,239,257	B/.	73,733,910
Total			B/.	1,055,240,304	B/.	540,907,724
ENSA 2024		Eficiencia	BCBruto		BCNeta	
Propiedades y planta		0.92	B/.	161,143,137	B/.	69,927,213
Sistema de distribución		0.89	B/.	746,251,804	B/.	374,427,217
Alumbrado Público		0.92	B/.	61,422,899	B/.	34,340,268
Comercialización		0.92	B/.	142,706,117	B/.	81,089,855
Total			B/.	1,111,523,957	B/.	559,784,553
ENSA 2025		Eficiencia	BCBruto		BCNeta	
Propiedades y planta		0.92	B/.	183,083,576	B/.	82,529,800
Sistema de distribución		0.91	B/.	785,045,607	B/.	391,284,561
Alumbrado Público		0.92	B/.	68,987,961	B/.	39,648,311
Comercialización		0.92	B/.	155,921,083	B/.	88,724,095
Total			B/.	1,193,038,227	B/.	602,186,767

Fuente: Elaboración Propia

II.2.4. INVERSIONES EFICIENTES EN DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN 2026-2030

- **Inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia**

Mediante la aplicación de las ecuaciones de eficiencia a los datos de demanda y una vez realizado el ajuste de adaptación de los costos de EE. UU. a Panamá comentado en la Parte I, Capítulo I se obtuvieron los siguientes activos eficientes de distribución y comercialización:

TABLA 48 ACTIVOS EFICIENTES - ENSA [BALBOAS]

Activo	Jul 25 - Jun 26	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
AD	1,106,833,636	1,139,778,524	1,164,037,089	1,187,445,022	1,210,620,163
AC	108,088,611	111,241,253	114,282,666	117,407,264	120,617,357
Activos Totales	1,214,922,247	1,251,019,777	1,278,319,755	1,304,852,286	1,331,237,520

Fuente: Elaboración Propia

Luego, a partir de estimar las diferencias entre un año y el inmediatamente anterior, surgen las inversiones eficientes en distribución (ID) y comercialización (IC), las cuales se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 49 INVERSIONES EFICIENTES - ENSA [BALBOAS]

Inversiones	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
ID	32,944,888	24,258,565	23,407,933	23,175,141
IC	3,152,642	3,041,413	3,124,598	3,210,093
Inversiones Totales	36,097,530	27,299,978	26,532,531	26,385,234

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia**

Los datos de las empresas comparadoras y, en consecuencia, las ecuaciones de eficiencia no consideran las inversiones en subestaciones en alta tensión, alumbrado público, electrificación rural y otras, por lo que éstas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión de la propia empresa con un análisis de razonabilidad. También se han revisado las fechas de entrada de los proyectos propuestas por las empresas.

En la siguiente tabla se presentan los valores resultantes que son incorporados como inversiones de alta tensión:

TABLA 50 INVERSIONES ADICIONALES EN AT- ENSA [MILES DE BALBOAS]

Concepto	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
Total	-	-	7,000.00	10,000.00	17,000.00

Fuente: Elaboración Propia con base en la propuesta de la empresa

Adicionalmente se prevé la incorporación de otras inversiones adicionales que consideran soterrados como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 51 INVERSIONES ADICIONALES SOTERRADO – ENSA [MILES DE BALBOAS]

Concepto	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTAL
Soterrado Calle 13 de la provincia de Colón	-	2,322.61	-	-	2,322.61
TOTAL	-	2,322.61	-	-	2,322.61

Fuente: Elaboración Propia

Adicionalmente, dentro de distribución se consideran las inversiones en electrificación rural estimadas. El detalle de las poblaciones incluidas en esta sección se encuentra en el Anexo V Proyectos de Electrificación Rural. Los totales por periodo se indican en la siguiente tabla:

TABLA 52 INVERSIONES ADICIONALES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL - ENSA [MILES DE BALBOAS]

Concepto	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTAL
Electrificación rural	-	2,690.93	366.68	471.41	3,529.01

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes en Alumbrado Público**

Para la determinación de $ACTALUM_t$ y $ACTNALUM_t$ se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del año 2025 y las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora. El plan de inversiones toma en cuenta el crecimiento vegetativo y proyectos específicos a ejecutar.

TABLA 53 CANTIDAD DE LUMINARIAS - ENSA

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

Fuente: Elaboración Propia

Las inversiones se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 54 INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO - ENSA [MILES DE BALBOAS]

DETALLE	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTAL
ALUMBRADO PÚBLICO	1,826.00	1,826.00	1,826.00	1,826.00	7,304.00
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
Proyectos Especiales de Alumbrado Público	2,850.00	1,950.00	2,050.00	1,150.00	8,000.00
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
TOTAL	4,676.00	3,776.00	3,876.00	2,976.00	15,304.00

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes Totales**

En resumen, las inversiones eficientes no consideradas dentro de las ecuaciones de eficiencia previstas para el periodo tarifario a incorporar son las siguientes:

TABLA 55 INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LA COMPARADORAS - ENSA [MILES DE BALBOAS]

Inversiones No Contempladas En Las Ecuaciones De Eficiencia		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTALES
Inversiones adicionales distribución	ID	-	5,013.54	7,366.68	10,471.41	22,851.62
Inversiones adicionales Comercialización	IC	-	-	-	-	-
Inversiones adicionales en alumbrado	IAP	4,676.00	3,776.00	3,876.00	2,976.00	15,304.00

Fuente: Elaboración Propia

Con los valores anteriores y las inversiones que resultan de las ecuaciones de eficiencia, resultan las inversiones para el periodo julio 2026 a junio 2030 de distribución, comercialización y alumbrado público:

TABLA 56 INVERSIONES TOTALES - ENSA [MILES DE BALBOAS]

INVERSIONES TOTALES		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTALES
Distribución	ID	32,944.89	29,272.10	30,774.61	33,646.55	126,638.15
Comercialización	IC	3,152.64	3,041.41	3,124.60	3,210.09	12,528.75
Alumbrado Público	IAP	4,676.00	3,776.00	3,876.00	2,976.00	15,304.00
TOTAL INVERSIONES		40,773.53	36,089.52	37,775.21	39,832.64	154,470.90

Fuente: Elaboración Propia

Los costos de las Inversiones en este IMP podrán variar durante su ejecución, por lo que el costo eficiente a ser incorporado en la Base de Capital del siguiente periodo tarifario será determinado en su momento con la metodología utilizada para determinar el costo eficiente del resto de las inversiones realizadas y en ningún caso se considerarán como precio eficiente los costos estimados en este IMP.

II.2.5. AJUSTE POR ACTIVIDADES NO REGULADAS

Tal como establece la normativa vigente se determinó el factor de corrección por actividades no reguladas (FCBC), el cual se utiliza para ajustar la base de capital inicial (t-1).

En el caso de ENSA, se utilizó la información correspondiente al período 2022 – 2025 presentada por la empresa, de acuerdo con el siguiente detalle:

TABLA 57 INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS – ENSA [BALBOAS]

Ingresos no regulados	2022	2023	2024	2025
Alquiler de poste	2,686,617.72	2,791,505.55	4,266,709.08	5,785,192.01
Entidad gubernamental	480.00	480.00	480.00	480.00
Producción de cemento			150.00	900.00
Telecomunicación	2,685,342.16	2,791,025.55		
Telecomunicaciones				125,212.27
Telefonía			4,266,079.08	5,658,599.74
Ventas y servicios	795.56			
Comisión por manejo				346,407.37
Aseo				346,407.37
Ingresos por alquileres varios	4,911.32	4,065.00	1,350.00	34,722.24
Entidad gubernamental				34,122.24
Fábrica de Cemento, Cementeras, Distribuidora de Cemento		900.00	750.00	
Servicio		3,165.00		
Servicios de venta materiales de construcción	900.00			
Ventas y servicios	4,011.32		600.00	600.00
Ingresos por servicios Inspección			259,072.61	1,993,300.05
Agro			31,149.92	
Almacenaje			1,408.69	
Banca			181.27	
Comunicación			249.76	
consultoría				480.49
Educación				327.76
Empresa Constructora			177,742.69	540,114.52
Entidad gubernamental			9,763.95	1,359,173.41
Generación Eléctrica			467.30	275.90

Ingresos no regulados	2022	2023	2024	2025
Industria Avícola y alimentaria			668.14	418.38
Inmobiliaria				21,105.53
Jurídico			869.56	999.47
P.H.				249.76
PH			508.61	
Productora de embutidos			371.72	
Resort				1,399.93
Servicios aeroportuarios en la región				249.76
Supermercado			218.38	6,010.87
Telecomunicación			270.00	
Terminal portuaria			27,394.56	27,394.56
Transporte Aéreo				13,158.14
Ventas y servicios			7,558.30	21,941.57
Zona Libre			249.76	
Ingresos por servicios profesionales	1,359,974.70	1,733,787.11	1,221,448.48	585,280.65
Generación Eléctrica			228,877.35	256,439.70
Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica	247,500.19	225,885.69		
Inversiones	38,106.94	47,554.07	43,800.00	49,778.45
Ventas y servicios	1,074,367.57	1,460,347.35	948,771.13	279,062.50
Ingresos por servicios técnicos	990,567.30	111,474.95	18,956.37	31,930.47
Almacenaje				1,484.63
Comercio		3,052.09		
Comunicación				249.76
Empresa Constructora	978,106.03	32,609.04	4,110.07	
Entidad bancaria	12,008.63			
Entidad gubernamental	452.64	3,721.63		
Generación de energía		6,746.25		
Generación Eléctrica			10,392.41	12,176.75
Industria Avícola y alimentaria				1,255.00
Inmobiliaria		1,194.99		
P.H.				7,423.15
PH			1,484.63	
PH.				519.93
Servicios aeroportuarios en la región		56,635.19		
Sistema Fotovoltaicos				418.38
Terminal portuaria		7,515.76		
Ventas y servicios			2,969.26	8,402.87
Servicio de facturación a terceros y recaudo		270,200.90	1,164,564.60	1,187,634.52
Aseo		270,200.90	1,164,564.60	1,187,634.52
Servicios temporales	19,819.00	389,494.79	1,294,626.89	2,027,523.58
Total general	5,061,890.04	5,300,528.30	8,226,728.03	11,991,990.89

Fuente: Elaboración Propia con base a lo reportado en la VPER-018-26

Con la información detallada se obtuvieron los siguientes resultados:

TABLA 58 FACTOR DE CORRECCIÓN POR INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS – ENSA [BALBOAS]

Detalle	2022	2023	2024	2025	Promedio
Ingresos no regulados	5,061,890	5,300,528	8,226,728	11,991,991	7,645,284
Ingresos por venta de energía	655,014,207	693,257,163	785,380,458	808,916,226	735,642,014
Compras de energía	- 501,204,837	- 500,303,969	- 545,489,199	- 587,831,049	- 533,707,263

Detalle	2022	2023	2024	2025	Promedio
otros ingresos					
Ingreso Neto por actividades reguladas	153,809,370	192,953,194	239,891,259	221,085,178	201,934,750
Factor de ajuste	0.9681	0.9733	0.9668	0.9485	0.9635

Fuente: Elaboración Propia con base en los Informes Regulatorios de ENSA

II.2.6. BASE DE CAPITAL PROYECTADA DEL PERÍODO 2026-2030

Con los coeficientes de ajuste indicados en el punto anterior aplicados a los activos brutos y netos para el año inicial correspondiente solo a actividades reguladas y la consideración de las inversiones del primer semestre de 2026 informadas por las empresas, surge la tabla siguiente:

TABLA 59 BASE DE CAPITAL JUL-2026 A JUN-2030 – ENSA (MILES DE BALBOAS)

BASE DE CAPITAL		ACT.Dic 25	AJUSTE ACTNOREG	BASE	jun-26	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30
Valor Bruto Base de Capital Distribución	BCD	937,792	0.9635	903,582	938,055	971,000	1,000,272	1,031,046	1,064,693
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	BCC	186,259	0.9635	179,464	184,269	187,422	190,463	193,588	196,798
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTalum	68,988	0.9635	66,471	68,152	72,828	76,604	80,480	83,456
		1,193,038		1,149,517	1,190,476	1,231,250	1,267,339	1,305,114	1,344,947
Valor Neto Base Capital Distribución	BCND	458,560	0.9635	441,832	461,921	464,690	463,518	464,679	469,176
Valor Neto Base Capital Comercialización	BCNC	103,979	0.9635	100,186	101,102	96,223	91,551	87,351	83,760
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTN alum	39,648	0.9635	38,202	38,655	40,700	41,707	42,664	42,591
		602,187		580,220	601,678	601,614	596,776	594,695	595,527

Fuente: Elaboración Propia

Es importante mencionar que la proyección del valor neto se realizó considerando la base neta a diciembre 2025 determinada en el archivo AA_ENSA_Actualizado 2025, luego para el primer semestre 2026 se consideró la base neta determinada en el modelo hoja BC y Dep, se adicionaron las inversiones del semestre y se descontaron las depreciaciones correspondientes a esas inversiones.

II.3. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

Mediante la aplicación de la ecuación incluida en la Parte I, Capítulo I a los datos de energía inyectada a la red de ENSA que se muestran la Tabla 41 Energía inyectada - ENSA, se obtuvieron los porcentajes de pérdidas de energía eficientes respecto a la energía inyectada (PD [%]) de ENSA.

Para el caso de las pérdidas que corresponden a los retiros que se realizan para atender la venta de energía a EDEMET, se han considerado unas pérdidas de 1.5% por año de forma similar al período anterior.

Adicionalmente, la empresa en su informe de pérdidas ha señalado que su pérdida adicional por zona roja e invasiones es de 2.97%, de acuerdo con lo presentado en el Anexo IV. Esta Autoridad ha determinado reconocer de manera especial para el período tarifario Julio 2026 a Junio 2030, un adicional por pérdidas no gestionables del 50% de las pérdidas no técnicas estimadas para zonas rojas e invadidas. De esta manera a las pérdidas eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia se adiciona 1.485% para cada año tarifario.

TABLA 60 PÉRDIDAS EFICIENTES – ENSA

Pérdidas	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
Pérdidas sin EDEMET	7.54%	7.54%	7.54%	7.54%
Pérdidas EDEMET	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%
Pérdidas NT Z. Rojas	1.485%	1.485%	1.485%	1.485%

Fuente: Elaboración Propia

II. 4. COSTOS EFICIENTES

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN

Mediante la aplicación de las ecuaciones de eficiencia incluidas en la Parte I, Capítulo I a los datos de demanda y una vez realizado el ajuste de adaptación de los costos de EE. UU. a Panamá comentado en la Parte I, Capítulo I, se obtuvieron los siguientes costos eficientes de explotación para ENSA:

TABLA 61 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES – ENSA [BALBOAS]

COSTO	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
OM	49,738,167	50,985,115	52,248,941	53,536,657
COM	45,189,807	46,549,542	47,950,204	49,393,042
ADM	18,333,212	18,799,794	19,275,675	19,762,342
Costos Totales	113,261,186	116,334,451	119,474,820	122,692,041

Fuente: Elaboración Propia

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO

El costo reconocido en la revisión anterior por luminaria actualizado (con factor de ajuste tarifario 2022-Diciembre 2025) resulta de 6.75 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio en el período 2022 a 2024 ajustado a diciembre 2025 es de 6.38 Balboas/luminaria. En función de lo anterior se fija un valor de 6.38 Balboas/luminaria.

En las siguientes tablas se presentan los costos de AP para el período tarifario:

TABLA 62 COSTOS DE MANTENIMIENTO POR LUMINARIA - ENSA

Detalle	Unidad	2022	2023	2024	2025	Promedio
Costo AP	B/.	98,604	699,949	1,002,241	727,409	832,051
Luminarias	Cant.	125,724	129,230	132,554	136,089	130,899

Costo Mant./lum Cont.	7.20	5.42	7.56	5.35	6.38
------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Costo Mant./lum RT-1	6.75
-----------------------------	-------------

Costo Mant./lum	6.38
------------------------	-------------

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 63 COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO - ENSA

Destalle	Jul 25 - Jun 26	Jul 26/jun 27	Jul 27/jun 28	Jul 28/jun 29
Cantidad de Luminarias	149,434	164,526	175,118	182,710
Costos de O&M por Luminaria [Balboas/lum.]	6.38	6.38	6.38	6.38
Costo de O&M de Alumbrado Público [Miles de Balboas]	953.66	1,049.97	1,117.57	1,166.02

Fuente: Elaboración Propia

II. 5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS

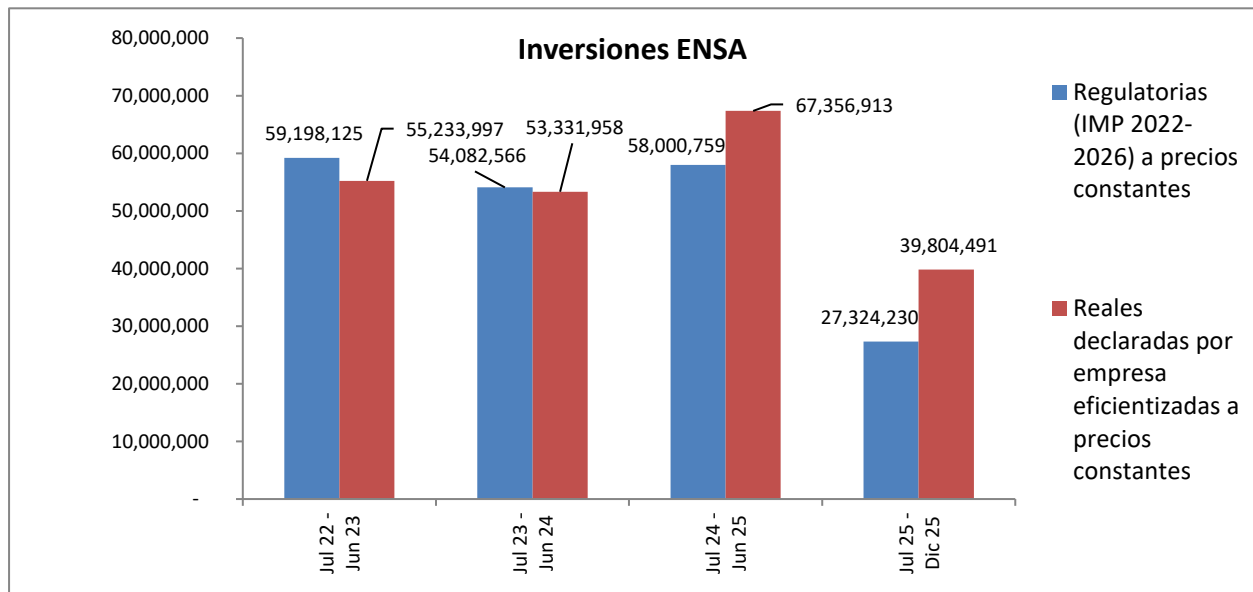
Las inversiones declaradas por la empresa para el periodo 2022 a 2025 ajustadas preliminarmente con el análisis señalado en la Parte III, Capítulo 1.2 Base de Capital, numeral I.2.2. Criterios para el análisis de las inversiones 2022-2026, han sido comparadas con las aprobadas por la ASEP en el IMP del mismo periodo.

En esta ocasión se han tomado en consideración las inversiones ajustadas, porque los ajustes corresponden básicamente a inversiones que no cumplen con los criterios definidos y porque se han detectado problemas de asimetría de información.

Los valores de las inversiones ejecutadas ajustadas de las empresas para cada año han sido llevadas a precios constantes de Junio 2022, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2022 a Junio 2026. Para esto se utilizó la información correspondiente a los ajustes tarifarios semestrales realizados durante el período tarifario.

En la gráfica siguiente se muestran las diferencias encontradas:

GRÁFICO 5 INVERSIONES RECONOCIDAS VS EJECUTADAS ENSA (BALBOAS)



Fuente: ENSA y modelos IMP 2022 – 2026 (ASEP)

Se observa que en los primeros dos de los cuatro años del período tarifario que finaliza en Junio de 2026, las inversiones ejecutadas han estado ligeramente por debajo de las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP vigente.

También se observa que la empresa ha acelerado el monto de inversiones hacia el final del período, ya que las inversiones en los dos últimos años del período tarifario bajo análisis están por encima de las reconocidas.

Este hecho, da como resultado que las inversiones acumuladas ejecutadas en el período Julio 2022 a diciembre 2025 son un 8.62% superiores a las inversiones acumuladas reconocidas en el cálculo del IMP de dicho período. Sin embargo, es importante considerar que el efecto en tarifas de las inversiones que se realizan se refleja a través de la depreciación y el retorno de las inversiones, los cuales son reconocidos en los períodos en los cuales las inversiones debieron realizarse y tienen un efecto en los años restantes del período tarifario, a manera de ejemplo una inversión que debía realizarse el año 2022 genera depreciación y retorno en todo el período tarifario 2022 – 2026, en cambio, una inversión realizada en el año 2026 sólo genera depreciación y retorno en esos años. Por lo que el efecto de las inversiones realizadas a principios del período tarifario es mucho mayor que las inversiones que se realizan al final del período.

Así y todo, el efecto total refleja un importe adicional a reconocer a la empresa, el cual se adiciona al IMP calculado para el período 2026 - 2030.

Para esto, se procedió de la siguiente forma:

1. En primer lugar, se estimó la diferencia entre el monto anual de inversiones en activos brutos fijos aprobadas en el IMP y el monto anual de inversiones efectivamente ejecutadas, en cada periodo Julio a Junio de los años 2022 a 2026. Cabe indicar que estas últimas, que están a precios corrientes de cada año, por lo cual han sido llevadas a precios constantes de Junio 2022, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2022 a Junio 2026. Para esto se utilizó la información del índice de ajuste tarifario semestral utilizado durante el periodo.
2. En segundo lugar, se estimaron las depreciaciones anuales y las acumuladas asociadas al diferencial de inversiones resultante de lo comentado en el numeral 1, considerando una vida útil de 22 años, determinada como la relación de 1 dividido entre la tasa de depreciación promedio considerada en la determinación del IMP para el período 2022 – 2026.
3. Posteriormente, se estimó el monto anual de inversiones netas de depreciaciones pagadas a través del IMP, pero no ejecutadas, considerando en cada año los valores brutos obtenidos en el numeral 1 menos las depreciaciones acumuladas obtenidas en el numeral 2.
4. En cuarto lugar, se estimó el costo de capital que fue reconocido en el cálculo del IMP del período 2022 - 2026, pero cuyas inversiones asociadas no fueron ejecutadas, considerando la tasa real antes de impuestos aprobada por la ASEP para la determinación del IMP del periodo 2022-2026, igual a 8.80%.
5. Finalmente, la suma del valor obtenido en el numeral 4, representativo del costo de capital que se ha pagado, pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado en tiempo y forma, y del valor obtenido en numeral 2, representativo del costo de depreciaciones que ha sido pagado, pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado, fueron llevados a precios del año base del cálculo del IMP del período 2026 – 2030 con la tasa de actualización

promedio resultante de las actualizaciones semestrales aplicadas y actualizados considerando la tasa regulada de 8.80% real antes de impuestos.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos:

TABLA 64 ESTIMACIÓN DEL DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS – ENSA [BALBOAS]

Período	Jul 22 - Jun 23	Jul 23 - Jun 24	Jul 24 - Jun 25	Jul 25 - Dic 25
Inversiones proyectadas	59,198,125	54,082,566	58,000,759	27,324,230
Inversiones realizadas a precios corrientes	55,493,131	54,303,994	69,469,451	41,053,314
Inversiones realizadas deflactadas a jun 2022	55,233,997	53,331,958	67,356,913	39,804,491
Inversión Bruta no ejecutada	3,964,128	750,608	-9,356,154	-12,480,262
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	88,362	193,454	1,634	-485,106
Inversión Neta no ejecutada	3,875,767	4,432,920	-4,924,868	-16,920,024
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	341,067	390,097	-433,388	-1,488,962
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	429,429	583,551	-431,754	-1,974,068
Valor indexado a diciembre 2025	566,031	701,528	-473,390	-1,974,068
Valor total a descontar	-1,179,899			

Fuente: ENSA y modelos IMP 2022 – 2026 (ASEP)

El valor determinado se adiciona al cálculo del IMP del período Julio 2026 a Junio 2030.

II. 6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

En la siguiente tabla se presenta el valor presente neto para cada uno de los componentes de IMP y el IMP medio obtenido para el período Jul-2026 a Jun-2030:

TABLA 65 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO - ENSA [MILES DE BALBOAS]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	148,169.69	150,026.60	151,060.10	152,854.25
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	63,558.74	64,099.07	64,658.61	65,193.46
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	7,956.75	8,300.33	8,619.70	8,790.67
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	61,577.99	62,558.05	63,289.25	63,893.96
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	1,179.90			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	282,443.07	284,984.05	287,627.66	290,732.34

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
Expresado a diciembre 2025	UNIDADES	JULIO/26-JUNIO/30
VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	494,759
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	211,640
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	27,580
SUB-TOTAL	Miles de B/.	733,979
VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	206,451
IMP TOTAL	Miles de B/.	940,430
ENERGÍA FACTURADA (sin AP)	MWh	14,960,820
IMP	B./MWh	62.86
IMP S/Pérdidas	B./MWh	49.06

CAPÍTULO III INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE EDECHI

III.1. INFORMACIÓN DE BASE DE EDECHI

En este punto se desarrolla todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) de EDECHI. Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, pérdidas, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo. También las estimaciones del costo monómico de la energía. Se desarrolla cada punto a continuación.

III.1.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA, ENERGÍA Y CANTIDAD DE CLIENTES

Para el cálculo del IMP de EDECHI se consideraron las proyecciones de ventas facturadas de energía eléctrica presentadas por la empresa para el periodo 2026-2030, así como las proyecciones de número de clientes resultantes del modelo econométrico elaborado para este fin.

La energía inyectada a la red se estimó considerando las pérdidas eficientes proyectadas presentadas en la Tabla 84 Pérdidas eficientes - EDECHI.

Sobre la base de los resultados de energía inyectada a la red y de los factores de carga del Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046, que se muestran en el Anexo II, se estimó la demanda máxima.

Finalmente, a efectos de considerar la información para los años tarifarios del IMP (de Julio a Junio del año siguiente), se promediaron los resultados obtenidos de acuerdo con el año calendario. Este criterio parece adecuado toda vez que no se observa estacionalidad en el consumo de electricidad.

En las tablas siguientes se presentan la información de mercado considerada en el cálculo del IMP de EDECHI:

TABLA 66 ENERGÍA FACTURADA – EDECHI

Años	Energía Facturada sin AP [MWh]	Energía facturada AP [MWh]	Energía facturada Total [MWh]
Jul 2025 – Jun 2026	1,056,561	41,353	1,097,914
Jul 2026 – Jun 2027	1,091,038	41,571	1,132,609
Jul 2027 – Jun 2028	1,113,222	41,790	1,155,011
Jul 2028 – Jun 2029	1,136,741	42,010	1,178,751
Jul 2029 – Jun 2030	1,161,729	42,231	1,203,960

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 67 NÚMERO DE CLIENTES – EDECHI

Años	Usuarios
Jul 2025 – Jun 2026	189,842
Jul 2026 – Jun 2027	196,266
Jul 2027 – Jun 2028	202,900
Jul 2028 – Jun 2029	209,750
Jul 2029 – Jun 2030	216,824

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 68 ENERGÍA INYECTADA – EDECHI

Años	Energía Inyectada Total [MWh]
Jul 2025 – Jun 2026	1,190,331
Jul 2026 – Jun 2027	1,227,881
Jul 2027 – Jun 2028	1,252,127
Jul 2028 – Jun 2029	1,277,818
Jul 2029 – Jun 2030	1,305,100

Fuente: Elaboración Propia

Nota: la energía considerada se refiere a los valores eficientes, es decir, considera las pérdidas eficientes.

TABLA 69 DEMANDA MÁXIMA - EDECHI

AÑOS	Demanda Máxima [MW]
Jul 2025 – Jun 2026	192
Jul 2026 – Jun 2027	198
Jul 2027 – Jun 2028	202
Jul 2028 – Jun 2029	205
Jul 2029 – Jun 2030	209

Fuente: Elaboración Propia

Nota: la demanda máxima considerada se refiere a los valores eficientes y considera los Factores de Carga del Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046, elaborado por la Dirección del Centro Nacional de Despacho.

III.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 precios costos de generación y transmisión determinados para los factores de ajuste del primer semestre de 2026, el cual asciende 112.88 Balboas/MWh.

TABLA 70 PRECIO MONÓMICO - EDECHI

DETALLE	Unidad	EDECHI
Costos de potencia	B/.	22,040,709.61
Cotos de energía	B/.	44,067,458.43
Costos totales generación	B/.	66,108,168.04
Costo de transmisión	B/.	3,945,286.09
Costo de pérdidas de transmisión	B/.	45,967.56
Energía total	MWh	620,994.19
Monómico	B./MWh	112.88

Fuente: Elaboración Propia

III.1.3. CÁLCULO DE LA DEPRECIACIÓN

El cálculo de la depreciación se ha realizado de acuerdo con lo establecido en el RDC, considerando que existen dos tipos de activos que se deben considerar:

1. Los que resultan de inversiones efectivamente realizadas que fueron incorporadas hasta el período base.
2. Las inversiones que se incorporan ex ante y que corresponden al período tarifario para el que se realiza el estudio tarifario, que fueron determinadas a través de las ecuaciones de eficiencia y otras inversiones.

Respecto a las primeras, el cálculo de la depreciación se realizó para cada año del período para el que se realiza el estudio tarifario; utilizando el detalle de las cuentas definido en el SRUC con sus correspondientes vidas útiles que son consideradas para la determinación de la Base de Capital. Esta forma de cálculo es consistente con la determinación de la Base de Capital Neta y por lo tanto determina un costo de depreciación consistente con la evolución de los activos y el retorno que se reconoce a estas inversiones.

Las depreciaciones de inversiones efectivamente realizadas se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 71 DEPRECIACIONES DE INVERSIONES EFECTIVAMENTE REALIZADAS - EDECHI [BALBOAS]

Depreciación	Jul 25 - Jun 26	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
Depreciación D	9,223,670	8,848,611	8,572,169	8,417,059	8,094,398
Depreciación AP	468,246	452,555	436,959	424,900	412,302
Depreciación C	865,079	825,334	795,867	775,789	737,748
Total Depreciación	10,556,995	10,126,500	9,804,995	9,617,749	9,244,448

Fuente: Elaboración Propia

Las inversiones proyectadas que se consideran para el período tarifario para el cual se realiza el estudio tarifario no son inversiones reales y por lo tanto corresponden a estimaciones. De manera consistente, la depreciación también es una estimación, por lo que, para su cálculo se ha utilizado la relación entre la depreciación anual de estos activos dividida entre el valor total de la base de

capital descontados los activos totalmente depreciados, cálculo que se realizó por actividad (Distribución, comercialización y alumbrado público, cada una de estas actividades incluye un prorrateo de Propiedades y Planta).

Finalmente, es importante mencionar que no se han aplicado límites a las tasas de depreciación calculadas. A continuación, se presenta el cálculo de la tasa de depreciación aplicada:

TABLA 72 TASA DE DEPRECIACIÓN DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS - EDECHI [BALBOAS]

Base de Capital	Base
BCD	321,475,689
BCAP	14,365,618
BCC	24,784,550
Total BC	360,625,857
BCD	80,886,662
BCAP	4,064,197
BCC	6,620,427
Total BC	91,571,286
Depreciación D	9,223,670
Depreciación AP	468,246
Depreciación C	865,079
Total Depreciación	10,556,995
% Depreciación s/BC D	3.83%
% Depreciación s/BC AP	4.55%
% Depreciación s/BC C	4.76%
% Total Depreciación	3.92%

Fuente: Elaboración Propia

III.2. BASE DE CAPITAL

En este apartado se presentan los resultados del cálculo de la base de capital inicial y la base de capital proyectada para el período Julio-2026 a Junio-2030.

III.2.1. VALORES DE PARTIDA

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por la ASEP hasta diciembre del año 2021 mediante Resolución AN No. 18496-Elec.

Dado que el primer semestre del año 2022 fue estimado en la revisión anterior a los efectos del análisis de eficiencia se analiza el año 2022 completo en la presente revisión tarifaria.

La planilla para el cálculo de la base de capital, denominada “BC y Dep” del modelo de cálculo del IMP toma como valor de partida la base de capital al 31/12/2001 a fin de computar correctamente la depreciación y los retiros en la determinación de la base de capital neta. Las adiciones y retiros hasta el 31/12/2021 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario correspondiente, a fin de que la base de partida sea la misma de la mencionada Resolución AN No. 18496-Elec.

Los valores de partida del año 2021 se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 73 BASE DE CAPITAL INICIAL A DICIEMBRE 2017 – EDECHI

EDECHI 2021	Eficiencia	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	0.89	B/. 19,573,518	B/. 5,025,521
Sistema de distribución	0.87	B/. 216,009,805	B/. 115,149,059
Alumbrado Público	0.90	B/. 12,786,493	B/. 5,968,317
Comercialización	0.90	B/. 17,054,762	B/. 8,009,045
Total		B/. 265,424,578	B/. 134,151,941

Fuente: Elaboración Propia

III.2.2. CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES 2022-2026

A los valores de activos netos y brutos correspondientes al año 2021 se le adicionan las inversiones y los retiros producidos en el periodo comprendido entre enero 2022 y diciembre de 2025. Los datos correspondientes a los años 2022 a 2025 son analizados a partir de la aplicación de los criterios generales definidos en ese apartado, es importante mencionar que en el caso de EDECHI lo siguiente:

- 1) Factor de Inversión, se han depurado los conceptos que no cumplen con los criterios definidos en el Anexo III Es importante mencionar que la información de cantidad de postes y longitud de conductores se ha tomado la información de la base de datos de ELEMENTOS que presentan las empresas.
- 2) Factor de eficiencia precio: No aplica porque los procesos fueron realizados por procesos de libre concurrencia de acuerdo con las declaraciones juradas presentadas por la empresa.
- 3) Factor de asimetría: Se utiliza un coeficiente vinculado al concepto de diferencias de conocimiento de la información por parte del Regulador y de la empresa Distribuidora (denominado coeficiente de asimetría). Este coeficiente de asimetría tendrá un valor de 0.85, que se justifica por las inconsistencias identificadas:
 - a. Existen diferencias importantes entre los importes reportados como ATR en los formularios CC-01 y los Balances presentados dentro de la información regulatoria. El resumen de las cuentas que se presenta en los formularios CC-01 no incluyen las transferencias del Estado. En este caso, se ha considerado la información proveniente del detalle de cuentas y de los formularios BS-01.
 - b. La información que se presenta en la Base de Datos de Elementos no refleja los materiales utilizados en la ejecución de los proyectos.
 - c. La información a diciembre 2025 no considera ni transferencias de terceros ni transferencias del estado, razón por la que se ha aplicado una participación equivalente al promedio observado en los años 2022 a 2024.
 - d. La baja ejecución de gastos operativos puede ser un indicio de que se están capitalizando gastos operativos y por lo tanto registrándolos como inversiones.

Los factores de eficiencia resultantes para cada rubro de inversión y en cada año se presentan en el siguiente punto.

III.2.3. BASE DE CAPITAL A 2025

La base de capital a 2025 fue determinada a partir de los valores de partida, la aplicación de los criterios de eficiencia indicados en el punto anterior a los años 2022, 2023, 2024 y 2025.

En la siguiente tabla se presentan los valores así determinados:

TABLA 74 BASE DE CAPITAL 2022 – JUNIO 2025– EDECHI

EDECHI 2022		Eficiencia	BCBruto	BCNeta	
Propiedades y planta	0.85	B/.	20,639,134	B/.	4,686,987
Sistema de distribución	0.82	B/.	229,143,512	B/.	122,803,455
Alumbrado Público	0.85	B/.	13,254,342	B/.	5,989,381
Comercialización	0.85	B/.	18,418,406	B/.	8,839,045
Total		B/.	281,455,394	B/.	142,318,868
EDECHI 2023		Eficiencia	BCBruto	BCNeta	
Propiedades y planta	0.85	B/.	21,549,959	B/.	4,204,531
Sistema de distribución	0.85	B/.	263,700,299	B/.	151,599,938
Alumbrado Público	0.85	B/.	13,948,187	B/.	6,215,175
Comercialización	0.85	B/.	20,042,509	B/.	9,867,408
Total		B/.	319,240,955	B/.	171,887,051
EDECHI 2024		Eficiencia	BCBruto	BCNeta	
Propiedades y planta	0.85	B/.	22,317,999	B/.	4,154,196
Sistema de distribución	0.81	B/.	280,216,970	B/.	161,132,114
Alumbrado Público	0.85	B/.	14,154,067	B/.	5,921,466
Comercialización	0.85	B/.	21,557,450	B/.	10,712,785
Total		B/.	338,246,486	B/.	181,920,561
EDECHI 2025		Eficiencia	BCBruto	BCNeta	
Propiedades y planta	0.85	B/.	23,666,714	B/.	4,690,312
Sistema de distribución	0.82	B/.	299,502,986	B/.	172,847,530
Alumbrado Público	0.85	B/.	14,365,618	B/.	5,641,506
Comercialización	0.85	B/.	23,090,539	B/.	11,524,474
Total		B/.	360,625,857	B/.	194,703,822

Fuente: Elaboración Propia

III.2.4. INVERSIONES EFICIENTES EN DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN 2026 -2030

- **Inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia**

Mediante la aplicación de las ecuaciones incluidas en el Capítulo I de la Parte I, a los datos de demanda y una vez realizados los ajustes para traer las cifras de EE. UU. a Panamá comentado en el Capítulo I, Parte I se obtuvieron los siguientes activos eficientes de distribución y comercialización expresados en términos de diciembre 2025:

TABLA 75 ACTIVOS EFICIENTES– EDECHI [BALBOAS]

Activo	Jul 25 - Jun 26	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
AD	346,835,084	356,951,521	366,158,134	373,171,246	382,958,292
AC	37,792,453	38,993,062	40,230,365	41,505,490	42,819,596
Activos Totales	384,627,537	395,944,583	406,388,500	414,676,736	425,777,888

Fuente: Elaboración Propia

Luego, a partir de estimar las diferencias entre un año y el inmediatamente anterior, surgen las inversiones eficientes en distribución (ID) y comercialización (IC), las cuales se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 76 INVERSIONES EFICIENTES – EDECHI [BALBOAS]

Inversiones	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
ID	10,116,437	9,206,613	7,013,111	9,787,046
IC	1,200,609	1,237,303	1,275,125	1,314,106
Inversiones Totales	11,317,046	10,443,917	8,288,237	11,101,152

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia**

Los datos de las empresas comparadoras y en consecuencia las ecuaciones de eficiencia no consideran las inversiones en subestaciones en alta tensión, alumbrado público, soterramiento, electrificación rural y otras, por lo que éstas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión de la propia empresa con un análisis de razonabilidad. También se han revisado las fechas de entrada de los proyectos propuestas por las empresas.

En la siguiente tabla se presentan los valores resultantes que son incorporados como inversiones de alta tensión:

TABLA 77 INVERSIONES ADICIONALES EN AT Y MT- EDECHI [MILES DE BALBOAS]

DETALLE	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTALES
Nueva SE Veladero 230/34,5 kV	8,067.26	958.68	-	-	9,025.94
Nueva SE Changuinola 2 34,5/13,8 kV	1,174.90	-	-	-	1,174.90
Segundo Transformador San Cristobal 115/13,8kV 30MVA	6,167.22	44.65	-	-	6,211.88
Nueva SE Almirante 2 34,5/4,16 kV	5,866.76	248.27	-	-	6,115.03
Segunda LAT MDN - San Cristobal 115kV	16,691.00	500.53	-	-	17,191.53
Circuito 34-42B	1,500.00	2,000.00	500.00	-	4,000.00
Nueva Línea de COSEMUPAR	804.00	2,412.00	1,608.00	536.00	5,360.00
Crecimiento Vegetativo LED. Para el periodo 2026 a 2030	200.00	200.00	200.00	200.00	800.00
ELECTRIFICACIÓN RURAL	161.47	548.06	746.39	25.05	1,480.97
Interconexión eléctrica trifásica Isla Colón-Bastimento	-	-	-	11,562.24	11,562.24
TOTAL	40,632.61	6,912.21	3,054.39	12,323.29	62,922.48

Fuente: Elaboración Propia con base en la propuesta presentada por la empresa

El detalle anterior incluye las inversiones en electrificación rural estimadas. El detalle de las poblaciones incluidas en esta sección se encuentra en el Anexo V Proyectos de Electrificación Rural.

- **Inversiones eficientes en Alumbrado Público**

Para la determinación de $ACTALUM_t$ y $ACTNALUM_t$ se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del año 2025 y las incorporaciones de activos considerados en el cuadro anterior. La cifra toma en cuenta el crecimiento vegetativo de luminarias LED a ejecutar, cuyas cifras se observan a continuación:

TABLA 78 INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO - EDECHI [MILES DE BALBOAS]

DETALLE	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTALES
Crecimiento Vegetativo - LED	572	572	571	570	2,285

Fuente: Elaboración Propia

- **Inversiones eficientes Totales**

En resumen, las inversiones eficientes no consideradas dentro de las ecuaciones de eficiencia previstas para el periodo tarifario son las siguientes:

TABLA 79 INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA- EDECHI [MILES DE BALBOAS]

INVERSIONES NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTALES
Inversiones adicionales distribución	ID	40,433	6,712	2,854	12,123	62,122
Inversiones adicionales Comercialización	IC	-	-	-	-	-
Inversiones adicionales en alumbrado	IAP	200	200	200	200	800

Fuente: Elaboración Propia

Con los valores anteriores y las inversiones que resultan de las ecuaciones de eficiencia, resultan las inversiones para el periodo julio 2026 a junio 2030 de distribución, comercialización y alumbrado público:

TABLA 80 INVERSIONES TOTALES –EDECHI [MILES DE BALBOAS]

INVERSIONES TOTALES		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTALES
Distribución	ID	50,549.04	15,918.82	9,867.50	21,910.33	98,246
Comercialización	IC	1,200.61	1,237.30	1,275.13	1,314.11	5,027
Alumbrado Público	IAP	200	200	200	200	800
TOTAL INVERSIONES		51,950	17,356	11,343	23,424	104,073

Fuente: Elaboración Propia.

Los costos de las Inversiones en este IMP podrán variar durante su ejecución, por lo que el costo eficiente a ser incorporado en la Base de Capital del siguiente periodo tarifario será determinado en su momento con la metodología utilizada para determinar el costo eficiente del resto de las inversiones realizadas y en ningún caso se considerarán como precio eficiente los costos estimados en este IMP.

III.2.5. AJUSTE POR ACTIVIDADES NO REGULADAS

Tal como establece la normativa vigente se determinó el factor de corrección por actividades no reguladas (FCBC), el cual se utiliza para ajustar la base de capital inicial (t-1). En el caso de EDECHI, se utilizó información recibida de la empresa, de acuerdo con el siguiente detalle:

TABLA 81 INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS – EDECHI [BALBOAS]

Ingresos no regulados	2022	2023	2024	2025
Actividad relacionada con la prestación de servicios integrales contratados para la red de distribución (supervisión, retransmisión, temporales, expediente, etc)		-12,481.52	-11,265.50	-43,151.49
Alquiler de local propiedad de EDECHI para la prestación de servicios integrales contratados para la red de distribución				-2,497.00

Ingresos no regulados	2022	2023	2024	2025
Alquiler de postes y ductos de EDECHI para la prestación del servicio de telecomunicaciones según lo dispuesto en el DE.de 22 de junio de 1998	-540,000.00	-1,215,970.80	-1,524,658.80	-1,159,442.89
Contrata de servicios informáticos e infraestructura y diferencia de cambio	-24,856.67	-10,484.35	-11,320.85	-13,121.71
MERCADO /SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN contratados para la red de distribución (supervisión, retranqueo, temporales, expediente, etc)	-1,008,630.35	-270,663.32	-440,471.13	-1,203,607.55
MERCADO /SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN contratados para la red de distribución (varios)	-75,093.93		-23,868.59	-43,351.15
SERVICIOS VARIOS por reconexiones		-359,694.00		
Total general	-1,648,580.95	-1,869,293.99	-2,011,584.87	-2,465,171.79

Fuente: Elaboración Propia con base a lo reportado en la CM-094-26

Con la información detallada se obtuvieron los siguientes resultados:

TABLA 82 FACTOR DE CORRECCIÓN POR INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS – EDECHI [BALBOAS]

Detalle	2022	2023	2024	2025	Promedio
Ingresos no regulados	1,648,581	1,869,294	2,011,585	2,465,172	1,998,658
Ingresos por venta de energía	186,378,629	178,288,586	214,402,820	201,744,973	195,203,752
Compras de energía	-135,226,901	-140,976,155	-150,214,903	-146,897,557	-143,328,879
otros ingresos					
Ingreso Neto por actividades reguladas	51,151,728	37,312,431	64,187,917	54,847,416	51,874,873
Factor de ajuste	0.969	0.952	0.970	0.957	0.963

Fuente: Elaboración Propia con base en los Informes Regulatorios de EDECHI

III.2.6. BASE DE CAPITAL PROYECTADA DEL PERÍODO 2026-2030

Con los coeficientes de ajustes indicados en el punto anterior aplicados a los activos brutos y netos para el año inicial correspondiente solo a actividades reguladas y la proyección realizada por la empresa de inversiones del primer semestre de 2026, surge la tabla siguiente:

TABLA 83 BASE DE CAPITAL JUL-2026 A JUN-2030 – EDECHI (BALBOAS)

BASE DE CAPITAL		ACT. DIC 25	AJUSTE ACTNOR EG	BASE	jun-26	JUL26/ JUN27	JUL27/ JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30
Valor Bruto Base de Capital Distribución	BCD	321,476	0.963	309,549	332,900	383,449	399,368	409,235	431,146
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	BCC	24,785	0.963	23,865	24,895	26,096	27,333	28,608	29,922
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTalum	14,366	0.963	13,833	13,956	14,156	14,356	14,556	14,756
		360,626		347,247	371,751	423,700	441,056	452,399	475,824
Valor Neto Base Capital Distribución	BCND	177,245	0.963	170,669	189,439	229,276	233,484	231,302	240,876
Valor Neto Base Capital Comercialización	BCNC	11,818	0.963	11,379	11,995	12,292	12,598	12,902	13,221
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTN alum	5,642	0.963	5,432	5,328	5,066	4,809	4,556	4,306
		194,704		187,480	206,762	246,634	250,891	248,760	258,404

Fuente: Elaboración Propia

Es importante mencionar que la proyección del valor neto se realizó considerando la base neta a diciembre 2025 determinada en el archivo AA_EDECHI Actualizado 2025, luego para el primer semestre 2026 se consideró la base neta determinada en el modelo hoja BC y Dep, se adicionaron las inversiones del semestre y se descontaron las depreciaciones correspondientes a esas inversiones.

III.3. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

Mediante la aplicación de la ecuación incluida en el Capítulo I, Parte I, a los datos de energía inyectada a la red de EDECHI que se muestran en la Tabla 68 Energía inyectada – EDECHI, se obtuvieron los siguientes porcentajes de pérdidas de energía eficientes respecto a la energía inyectada (PD [%]) de EDECHI:

TABLA 84 PÉRDIDAS EFICIENTES - EDECHI

Pérdidas	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
Pérdidas	7.76%	7.76%	7.75%	7.75%

Fuente: Elaboración Propia

III.4. COSTOS EFICIENTES

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN

Mediante la aplicación de las ecuaciones de eficiencia incluidas en el Capítulo I, Parte I a los datos de demanda y una vez realizado el ajuste de adaptación de los costos de EE. UU. comentado en el Capítulo I, Parte I se obtuvieron los siguientes costos eficientes:

TABLA 85 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES – EDECHI [BALBOAS]

COSTO	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
OM	17,801,375	18,322,228	18,848,838	19,401,276
COM	14,277,828	14,776,538	15,292,084	15,825,035
ADM	6,690,956	6,888,051	7,088,987	7,297,880
Costos Totales	38,770,159	39,986,816	41,229,908	42,524,191

Fuente: Elaboración Propia

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO

El costo reconocido en la revisión anterior por luminaria actualizado (con factor de ajuste tarifario 2022-2025) resulta de 4.94 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio de periodo 2018-2021 es 10.69 Balboas /luminaria. En función de lo anterior se fija un valor de 4.94 Balboas /luminaria.

En las siguientes tablas se presentan los costos de AP para el período tarifario:

TABLA 86 COSTOS DE MANTENIMIENTO POR LUMINARIA - EDECHI

Detalle	Unidad	2022	2023	2024	2025	Promedio
Costo AP	B/.	468,110	472,118	1,251,725	837,648	757,400
Luminarias	Cant.	68,017	70,163	71,400	72,049	70,407
Costo Mant./lum Cont.		6.91	6.73	17.51	11.60	10.69
Costo Mant./lum RT-1 (Act)		4.94				
Costo Mant./lum		4.94				

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 87 COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO - EDECHI

Detalle	jul 26/jun 27	jul 27/jun 28	jul 28/jun 29	jul 29/jun 30
Cantidad de Luminarias	72,704	73,276	73,847	74,418
Costos de O&M por Luminaria [Balboas/lum.]	4.94	4.94	4.94	4.94
Costo de O&M de Alumbrado Público [Miles de Balboas]	359.39	362.22	365.05	367.87

Fuente: Elaboración Propia

III.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS

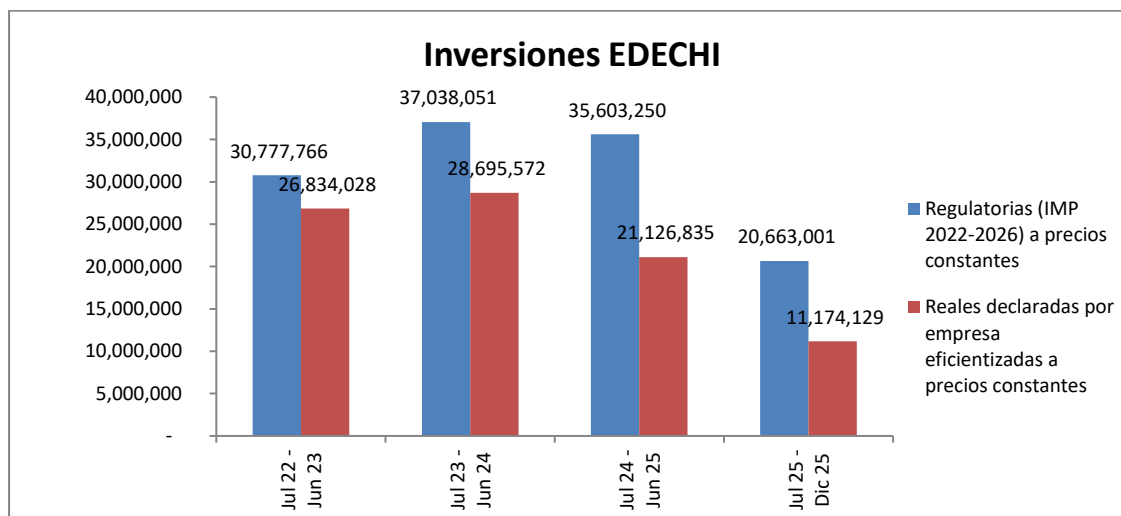
Las inversiones declaradas por la empresa para el periodo julio 2022 a junio 2025 ajustadas preliminarmente con el análisis señalado en la Parte III, Capítulo III.2 Base de Capital, numeral III.2.2. Criterios para el análisis de las inversiones 2022-2026, han sido comparadas con las aprobadas por la ASEP en el IMP del mismo periodo.

En esta ocasión se han tomado en consideración las inversiones ajustadas, porque los ajustes corresponden básicamente a inversiones que no cumplen con los criterios definidos y porque se han detectado problemas de asimetría de información.

Los valores de las inversiones ejecutadas ajustadas de las empresas para cada año han sido llevadas a precios constantes de Junio 2022, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2022 a Junio 2026. Para esto se utilizó la información correspondiente a los ajustes tarifarios semestrales realizados durante el período tarifario.

En la gráfica siguiente se muestran las diferencias encontradas:

GRÁFICO 6 INVERSIONES RECONOCIDAS VS EJECUTADAS - EDECHI (BALBOAS)



Fuente. EDECHI y modelos IMP 2022 – 2026 (ASEP)

Se observa que, en todo el período tarifario las inversiones ejecutadas han estado por debajo de las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP vigente.

En efecto, las inversiones acumuladas ejecutadas afectadas por el análisis de eficiencia en el período 2022 a 2025 son un 28% menores a las inversiones acumuladas reconocidas en el cálculo del IMP de dicho período.

Corresponde entonces descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas, pero si pagadas por los usuarios a través de las tarifas.

Para esto, se procedió de la siguiente forma:

1. En primer lugar, se estimó la diferencia entre el monto anual de inversiones en activos brutos fijos pagadas vía IMP y el monto anual de inversiones efectivamente ejecutadas, en cada periodo Julio a Junio de los años 2022 a 2026. Cabe indicar que estas últimas, que

están a precios corrientes de cada año, han sido deflactadas para llevarlas a precios constantes de Junio 2022, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2022 a Junio 2026. Para esto se utilizó la variación promedio observada en el índice de ajuste tarifario realizado por ASEP durante el periodo.

2. En segundo lugar, se estimaron las depreciaciones anuales y las acumuladas asociadas al diferencial de inversiones resultante de lo comentado en el numeral 1., considerando una vida útil determinada en el cálculo de la base de capital 24 años, determinada como la relación de 1 dividido entre la tasa de depreciación promedio de los activos a diciembre de 2025 que alcanza a 3.95%. Posteriormente, se estimó el monto anual de inversiones netas de depreciaciones pagadas a través del IMP, pero no ejecutadas, considerando en cada año los valores brutos obtenidos en el numeral 1. menos las depreciaciones acumuladas obtenidas en el numeral 2.
3. En cuarto lugar, se estimó el costo de capital que fue reconocido en el cálculo del IMP vigente, pero cuyas inversiones asociadas no fueron ejecutadas, considerando la tasa real antes de impuestos aprobada por la ASEP para la determinación del IMP del periodo 2022-26, igual a 8.80%.
4. Finalmente, la suma del valor obtenido en el numeral 4, representativo del costo de capital que se ha pagado pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado en tiempo y forma, y del valor obtenido en el numeral 2, representativo del costo de depreciaciones que ha sido pagado pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado, fueron llevados a precios del año base del cálculo del nuevo IMP y actualizados considerando la tasa regulada de 8.80% real antes de impuestos.

En las dos tablas siguientes se muestran los resultados obtenidos:

TABLA 88 ESTIMACIÓN DEL DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS - EDECHI [BALBOAS]

Periodo	Jul 22 - Jun 23	Jul 23 - Jun 24	Jul 24 - Jun 25	Jul 25 - Dic 25
Inversiones proyectadas	30,777,766	37,038,051	35,603,250	20,663,001
Inversiones realizadas a precios corrientes	26,970,129	29,236,989	21,772,130	11,489,863
Inversiones realizadas deflactadas a jun 2022	26,834,028	28,695,572	21,126,835	11,174,129
Inversión Bruta no ejecutada	3,943,738	8,342,479	14,476,415	9,488,872
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	84,432	347,468	835,998	1,349,072
Inversión Neta no ejecutada	3,859,307	11,854,319	25,494,735	33,634,535
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	339,619	1,043,180	2,243,537	2,959,839
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	424,051	1,390,648	3,079,535	4,308,911
Valor indexado a diciembre 2025	557,674	1,669,266	3,373,955	4,308,911
Valor total a descontar	9,909,806			

Fuente. EDECHI y modelos IMP 2022 – 2026 (ASEP)

El valor será descontado del cálculo del IMP del período Julio 2026 a Junio 2030.

III.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

En la siguiente tabla se presenta el valor presente neto para cada uno de los componentes de IMP y el IMP medio obtenido para el período Jul-2026 a Jun-2030:

TABLA 89 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO - EDECHI [MILES DE BALBOAS]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	59,837	62,005	62,837	64,913
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	16,501	17,062	17,649	18,240
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	1,366	1,335	1,308	1,280
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	10,755	10,963	11,183	11,417
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-9,910			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	78,549	91,364	92,977	95,851

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
Expresado a diciembre 2025	UNIDADES	JULIO/26- JUNIO/30
VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	198,058.09
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	55,073.02
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	4,212.96
SUB-TOTAL	Miles de B/.	257,344.07
VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	35,180.19
IMP TOTAL	Miles de B/.	292,524.25
ENERGIA FACTURADA (sin AP)	MWh	3,690,387.88
IMP	B./MWh	79.27
IMP S/Pérdidas	B./MWh	69.73

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO I INGRESO MÁXIMO PERMITIDO – EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

CUADRO NO. 1 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) - EDEMET

(En miles de Balboas)	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
ISPD	206,160.37	222,314.08	225,474.98	227,333.73
IMPCO	59,194.59	60,606.86	62,080.87	63,559.42
ALUMPU	6,533.21	6,646.23	6,781.72	6,909.26
IPPD	64,021.71	64,971.80	65,976.55	66,966.68
INVNE	-30,670.04	0.00	0.00	0.00
IMP	305,239.85	354,538.97	360,314.11	364,769.09

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
VALORES REFERENCIADOS A DICIEMBRE 2025	UNIDADES	JULIO/26 - JUNIO/30
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	703,455.92
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	195,946.22
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	21,461.06
SUB-TOTAL	En miles de B/.	920,863.20
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	209,279.60
TOTAL	En miles de B/.	1,130,142.80

CUADRO NO. 2 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN – EDEMET = IMPD

(En miles de Balboas)

SISTEMA PRINCIPAL		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	91,250.71	102,792.90	101,168.64	100,983.34
Depreciación	BCD * DEP%	44,230.18	46,960.10	49,837.90	49,902.33
Operación y Mantenimiento	OM	51,636.96	53,003.20	54,385.11	55,821.72
Administración	ADM	19,042.52	19,557.89	20,083.34	20,626.34
	IPSD	206,160.37	222,314.08	225,474.98	227,333.73
Pérdidas Ecuaciones de Eficiencia	(PDEcE%) * MWhD * CMM	53,269.36	54,057.15	54,890.21	55,711.11
Pérdidas No Técnicas en Zonas Rojas (PNT)	(PDNT%) * MWhD * CMM	10,752.35	10,914.65	11,086.34	11,255.56
	IPPD	64,021.71	64,971.80	65,976.55	66,966.68
	IMPD	270,182.09	287,285.88	291,451.53	294,300.41

CUADRO NO. 3 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN – EDEMET = IPCO

(En miles de Balboas)

COMERCIALIZACIÓN		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	7,176.31	7,024.55	6,877.77	6,742.30
Depreciación	BCC * DEP%	4,762.86	4,804.28	4,854.59	4,848.75
Comercialización	COM	47,255.43	48,778.03	50,348.51	51,968.37
	IPCO	59,194.59	60,606.86	62,080.87	63,559.42

CUADRO NO. 4 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO – EDEMET = ALUMPU

(En miles de Balboas)

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR	2,945.59	2,965.33	2,976.45	2,978.84
Depreciación	ACT alum * DEP%	2,166.91	2,216.18	2,296.55	2,377.69
Operación y Mantenimiento	OM alum	1,420.71	1,464.71	1,508.72	1,552.72
	ALUMPU	6,533.21	6,646.23	6,781.72	6,909.26

CUADRO NO. 5 PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS – EDEMET

PARÁMETROS		UNIDADES	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30		
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	10.74%	10.74%	10.74%	10.74%		
Depreciación Activos Distribución	DEP%	%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%		
Depreciación Activos Comercialización	DEP%	%	4.94%	4.94%	4.94%	4.94%		
Depreciación Activos de AP	DEP%	%	4.55%	4.55%	4.55%	4.55%		
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B./Luminaria	6.97	6.97	6.97	6.97		
IMPULSORES DE COSTOS		UNIDADES	BASE	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	
Demanda Máxima	MW		959	971	982	988	999	
Energía Facturada sin AP	MWh		4,731,129	4,828,292	4,902,566	4,981,164	5,058,630	
Energía Ingresada al Sistema	MWh		5,332,121	5,439,348	5,521,452	5,608,302	5,693,909	
Clientes	N° clientes		606,429	625,353	644,853	664,945	685,648	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B./MWh		130.05	130.05	130.05	130.05		
Cantidad de Luminarias			203,914	210,230	216,546	222,862		
COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	BASE	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	
Administración	ADM	En Balboas	19,042.52	19,557.89	20,083.34	20,626.34		
Operación y Mantenimiento	OM	En Balboas	51,636.96	53,003.20	54,385.11	55,821.72		
Comercialización	COM	En Balboas	47,255.43	48,778.03	50,348.51	51,968.37		
Pérdidas	PD%	%	7.53%	7.53%	7.53%	7.52%		
Pérdidas no gestionables reconocidas	PNG%	%	1.52%	1.52%	1.52%	1.52%		
ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL		UNIDADES	BASE	JUN26	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Activos Brutos								
Distribución	BCD	Miles de B/.	1,410,361	1,479,402	1,540,506	1,694,902	1,729,621	1,777,799
Comercialización	BCC	Miles de B/.	130,027	138,007	141,305	144,696	148,185	151,772
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	52,093	55,530	57,930	60,330	62,730	65,130
Activos Netos								
Distribución	BCND	Miles de B/.	784,264	832,497	849,371	956,806	941,688	939,963
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	62,526	68,263	66,798	65,385	64,019	62,758
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	24,766	27,185	27,418	27,602	27,705	27,727

CUADRO NO. 6 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) - ENSA

(En miles de Balboas)	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
ISPD	148,169.69	150,026.60	151,060.10	152,854.25
IMPCO	63,558.74	64,099.07	64,658.61	65,193.46
ALUMPU	7,956.75	8,300.33	8,619.70	8,790.67
IPPD	61,577.99	62,558.05	63,289.25	63,893.96
INVNE	1,179.90	-	-	-
IMP	282,443.07	284,984.05	287,627.66	290,732.34

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
VALORES REFERENCIADOS A DICIEMBRE 2025	UNIDADES	JULIO/26 - JUNIO/30
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	494,759.01
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	211,640.10
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	27,580.10
SUB-TOTAL	En miles de B/.	733,979.21
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	206,450.70
TOTAL	En miles de B/.	940,429.90

CUADRO NO. 7 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN – ENSA = IMPD

(En miles de Balboas)

SISTEMA PRINCIPAL		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	49,923.23	49,797.29	49,922.04	50,405.10
Depreciación	BCD * DEP%	30,175.08	30,444.40	29,613.44	29,150.15
Operación y Mantenimiento	OM	49,738.17	50,985.12	52,248.94	53,536.66
Administración	ADM	18,333.21	18,799.79	19,275.67	19,762.34
	IPSD	148,169.69	150,026.60	151,060.10	152,854.25
Pérdidas Ecuaciones de Eficiencia	(PDEcEf%) * MWhD * CMM	51,040.99	51,857.07	52,465.91	52,969.40
Pérdidas No Técnicas en Zonas Rojas (PNT)	(PDNT%) * MWhD * CMM	10,048.04	10,212.02	10,334.39	10,435.61
Pérdidas carga EDEMET	(PDEDEMET%) * MWhD * CMM	488.95	488.95	488.95	488.95
	IPPD	61,577.99	62,558.05	63,289.25	63,893.96
	IMPD	209,747.68	212,584.65	214,349.35	216,748.21

CUADRO NO. 8 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN – ENSA = IPCO

(En miles de Balboas)

COMERCIALIZACIÓN		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	10,337.59	9,835.61	9,384.46	8,998.59
Depreciación	BCC * DEP%	8,031.34	7,713.92	7,323.95	6,801.83
Comercialización	COM	45,189.81	46,549.54	47,950.20	49,393.04
	IPCO	63,558.74	64,099.07	64,658.61	65,193.46

CUADRO NO. 9 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO = ALUMPU

(En miles de Balboas)

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR	4,372.58	4,480.70	4,583.56	4,575.72
Depreciación	ACT alum * DEP%	2,630.50	2,769.66	2,918.57	3,048.93
Operación y Mantenimiento	OM alum	953.66	1,049.97	1,117.57	1,166.02
	ALUMPU	7,956.75	8,300.33	8,619.70	8,790.67

*Metodología de Cálculo del IMP – Anexo I Ingreso Máximo Permitido**Ingreso Máximo Permitido- ENSA**ASEP 71*

CUADRO NO. 10 PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS - ENSA

PARÁMETROS		UNIDADES	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30		
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	10.74%	10.74%	10.74%	10.74%		
Depreciación Activos Distribución	DEP%	%	4.40%	4.40%	4.40%	4.40%		
Depreciación Activos Comercialización	DEP%	%	5.14%	5.14%	5.14%	5.14%		
Depreciación Activos de AP	DEP%	%	4.55%	4.55%	4.55%	4.55%		
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B././Luminaria	6.38	6.38	6.38	6.38		
IMPULSORES DE COSTOS		UNIDADES	BASE	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	
Demanda Máxima	MW		910.22	947.25	962.00	973.01	982.11	
Energía Facturada	MWh		4,595,433	4,779,666	4,853,924	4,909,342	4,955,181	
Energía Ingresada al Sistema con EDEMET	MWh		5,031,922	5,234,109	5,315,600	5,376,414	5,426,716	
Clientes	N° clientes		580,823	598,868	616,307	634,254	652,724	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B././MWh			135.50	135.50	135.50	135.50	
Cantidad de Luminarias				149,434	164,526	175,118	182,710	
COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	BASE	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	
Administración	ADM	En Balboas		18,333.21	18,799.79	19,275.67	19,762.34	
Operación y Mantenimiento	OM	En Balboas		49,738.17	50,985.12	52,248.94	53,536.66	
Comercialización	COM	En Balboas		45,189.81	46,549.54	47,950.20	49,393.04	
Pérdidas	PD%	%		7.54%	7.54%	7.54%	7.54%	
Pérdidas de terceros	PD-NP%	%		1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	
Pérdidas no gestionables reconocidas	PNG%	%		1.485%	1.485%	1.485%	1.485%	
ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL		UNIDADES	BASE	JUN26	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Activos Brutos								
Distribución	BCD	Miles de B/.	903,582	938,055	971,000	1,000,272	1,031,046	1,064,693
Comercialización	BCC	Miles de B/.	179,464	184,269	187,422	190,463	193,588	196,798
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	66,471	68,152	72,828	76,604	80,480	83,456
Activos Netos								
Distribución	BCND	Miles de B/.	441,832	461,921	464,690	463,518	464,679	469,176
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	100,186	101,102	96,223	91,551	87,351	83,760
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	38,202	38,655	40,700	41,707	42,664	42,591

CUADRO NO. 11 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) - EDECHI

(En miles de Balboas)	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
ISPD	59,836.98	62,004.72	62,837.02	64,913.42
IMPCO	16,501.42	17,061.56	17,649.49	18,240.35
ALUMPU	1,366.29	1,335.09	1,307.74	1,280.23
IPPD	10,754.61	10,962.66	11,183.02	11,416.93
INVNE	-9,909.81			
IMP	78,549.49	91,364.02	92,977.28	95,850.93

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
VALORES REFERENCIADOS A DICIEMBRE 2025	UNIDADES	JULIO/26 - JUNIO/30
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	198,058.09
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	55,073.02
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	4,212.96
SUB-TOTAL	En miles de B/.	257,344.07
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	35,180.19
TOTAL	En miles de B/.	292,524.25

CUADRO NO. 12 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN – EDECHI = IMPD

(En miles de Balboas)

SISTEMA PRINCIPAL		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	24,631.86	25,083.97	24,849.54	25,878.12
Depreciación	BCD * DEP%	10,712.80	11,710.47	12,049.66	12,336.15
Operación y Mantenimiento	OM	17,801.37	18,322.23	18,848.84	19,401.28
Administración	ADM	6,690.96	6,888.05	7,088.99	7,297.88
	IPSD	59,836.98	62,004.72	62,837.02	64,913.42
Pérdidas	PD% * MWhD * CMM	10,754.61	10,962.66	11,183.02	11,416.93
	IPPD	10,754.61	10,962.66	11,183.02	11,416.93
	IMPD	70,591.59	72,967.38	74,020.04	76,330.36

CUADRO NO. 13 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN – EDECHI = IPCO

(En miles de Balboas)

COMERCIALIZACIÓN		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	1,320.60	1,353.45	1,386.08	1,420.37
Depreciación	BCC * DEP%	902.99	931.57	971.32	994.94
Comercialización	COM	14,277.83	14,776.54	15,292.08	15,825.03
	IPCO	16,501.42	17,061.56	17,649.49	18,240.35

CUADRO NO. 14 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO – EDECHI = ALUMPU

(En miles de Balboas)

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR	544.21	516.69	489.48	462.66
Depreciación	ACT alum * DEP%	462.68	456.18	453.21	449.70
Operación y Mantenimiento	OM alum	359.39	362.22	365.05	367.87
	ALUMPU	1,366.29	1,335.09	1,307.74	1,280.23

CUADRO NO. 15 PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS - EDECHI

PARÁMETROS		UNIDADES	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30		
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	10.74%	10.74%	10.74%	10.74%		
Depreciación Activos Distribución	DEP%	%	3.83%	3.83%	3.83%	3.83%		
Depreciación Activos Comercialización	DEP%	%	4.76%	4.76%	4.76%	4.76%		
Depreciación Activos de AP	DEP%	%	4.55%	4.55%	4.55%	4.55%		
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B./Luminaria	4.94	4.94	4.94	4.94		
IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30		
Demanda Máxima	MW	191.93	198.15	202.21	204.93	209.46		
Energía Facturada sin AP	MWh	1,056,561	1,091,038	1,113,222	1,136,741	1,161,729		
Energía Ingresada al Sistema	MWh	1,190,331	1,227,881	1,252,127	1,277,818	1,305,100		
Clientes	N° clientes	189,842	196,266	202,900	209,750	216,824		
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B./MWh		112.88	112.88	112.88	112.88		
Cantidad de Luminarias			72,704	73,276	73,847	74,418		
COSTOS EFICIENTES	UNIDADES	UNIDADES	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30		
Administración	ADM	En Balboas	6,690.96	6,888.05	7,088.99	7,297.88		
Operación y Mantenimiento	OM	En Balboas	17,801.37	18,322.23	18,848.84	19,401.28		
Comercialización	COM	En Balboas	14,277.83	14,776.54	15,292.08	15,825.03		
Pérdidas	PD%	%	7.76%	7.76%	7.75%	7.75%		
ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL	UNIDADES	BASE	JUN26	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	
Activos Brutos								
Distribución	BCD	Miles de B/.	309,549	332,900	383,449	399,368	409,235	431,146
Comercialización	BCC	Miles de B/.	23,865	24,895	26,096	27,333	28,608	29,922
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	13,833	13,956	14,156	14,356	14,556	14,756
Activos Netos								
Distribución	BCND	Miles de B/.	170,669	189,439	229,276	233,484	231,302	240,876
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	11,379	11,995	12,292	12,598	12,902	13,221
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	5,432	5,328	5,066	4,809	4,556	4,306

ANEXO II MODELOS DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

1. Metodología

Para la determinación del valor estimado para el próximo período tarifario de la demanda de energía (MWh), de los clientes atendidos y de la demanda máxima de potencia, se dispone de información histórica de dichas variables, proporcionada a la ASEP por las empresas distribuidoras e información con la que cuenta el consultor de estudios realizados anteriormente para la ASEP que contribuye a validar la información presentada y a ampliar el tamaño de la muestra para la proyección, así como de dos estudios de proyecciones:

1. Estimaciones presentadas en el “Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046”, elaboradas por la Dirección del Centro Nacional de Despacho²,
2. Proyecciones realizadas por las mismas empresas de distribución, proporcionada a la ASEP por cada empresa, las cuales incluyen:
 - proyecciones de energía eléctrica facturada para para el período 2026-2030,
 - proyecciones de cantidad de clientes del servicio de energía eléctrica para el período 2026-2030.

Adicionalmente, y con el objeto de determinar la demanda a ser incluida en los modelos de cálculo del IMP, se desarrolló un modelo econométrico de estimación clásica para las variables de energía eléctrica facturada y cantidad de clientes del servicio, cuyo detalle se presenta más adelante en este documento. El objetivo de las proyecciones que resultan del modelo mismo es el de convalidar las proyecciones realizadas por las empresas y por la Dirección del Centro Nacional de Despacho, y establecer un criterio óptimo a la hora de definir la trayectoria esperada de las variables relevantes para la estimación del IMP. Esto se alcanza por medio de un análisis comparativo entre las diferentes estimaciones elaboradas.

Para evaluar la estimación de la energía facturada, se cuenta con tres estudios independientes, dado que dicha variable fue proyectada para cada fuente de información mencionada. En lo referente a la proyección de clientes, se replica la metodología indicada para la demanda de energía, con la excepción de no contar con la fuente de información proveniente del Plan Indicativo de Demandas, cuyo estudio no provee dicha información.

Por último, cabe mencionar que la estimación del valor de Demanda Máxima resultará de los valores de demanda de energía estimados y del factor de carga indicado en el Plan Indicativo de Demandas³.

De esta forma, el procedimiento para estimar los valores de energía inyectada a la red y de demanda máxima durante el periodo 2026 a 2030, es el siguiente:

1. Se consideran las proyecciones de pérdidas de energía en la red eficientes;
2. A partir de la energía facturada proyectada considerada y de las pérdidas de energía proyectadas, se calcula la energía inyectada a la red,
3. Se consideran los factores de carga anuales calculados a partir de la energía y potencia proyectadas, expuestas en el período del Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046;

² <http://www.cnd.com.pa/index.php/informes/categoria/informes-de-operaciones?tipo=26>

³ Es menester indicar que previamente se evaluará si dicho factor de carga se ajusta a los valores que implícitamente surgirían de los modelos estimados, considerando las demandas máximas estimadas por las empresas.

4. Se calcula la demanda máxima estimada, a partir de los resultados de energía inyectada y el factor de carga proyectado.

A continuación, se expone los modelos econométricos realizados para analizar la consistencia. Luego, se compararán estos resultados con los valores calculados por la estimación de las empresas y por el Plan Indicativo de Demandas 2026-2046. Finalmente se exponen los valores considerados.

1.1. Descripción del modelo utilizado para el análisis de consistencia

En este capítulo se presenta el desarrollo conceptual de los modelos de estimación utilizados para determinar las funciones de demanda y cantidad de clientes del servicio de distribución de energía eléctrica de las empresas ENSA, EDEMET y EDECHI.

Adicionalmente, se presenta el comportamiento histórico de las variables endógenas (la energía eléctrica facturada y la cantidad de clientes); así como la evolución histórica de las variables exógenas de los modelos especificados (el Producto Bruto Interno –PBI- de Panamá y la Población).

1.1.1 El modelo

De acuerdo con la teoría económica clásica, la cantidad demandada de un bien o servicio por ejemplo, electricidad se ve afectada principalmente, por el precio del bien o servicio, la capacidad de pago del consumidor (“ingreso”), y el precio de otros bienes o servicios relacionados (sustitutos o complementarios).

Respecto al precio, la teoría presume que: (i) por un lado, cambios en el precio de la electricidad afectan negativamente la cantidad consumida del servicio; y (ii) por otro lado, cuanto mayor sea la posibilidad de sustitución, la elasticidad-precio de la demanda de un producto determinado será mayor. Con relación al ingreso, se infiere que cuanto mayor sea el ingreso de la sociedad, que se expresa en un grado más alto de desarrollo económico, mayor será la demanda de energía.

En la práctica, en general se observa que, en el mediano y corto plazo, la demanda de energía eléctrica es poco sensible al precio (demanda inelástica) debido a que los clientes (especialmente los residenciales) no tienen mucha capacidad de sustituir el servicio, y menos aún de participar activamente del mercado. Adicionalmente, la inclusión de la variable precio en la función de demanda tiene un inconveniente adicional cuando el objeto de esta es efectuar pronósticos: la dificultad de proyectar a futuro la variable explicativa precio.

Por esta razón, se opta por explicar la función de demanda de electricidad incluyendo como variable explicativa algún *proxy* del ingreso monetario de los clientes, siendo que ésta suele mostrar un alto grado de correlación con el consumo de energía eléctrica.

Adicionalmente, los modelos propuestos incluyen términos autorregresivos, ya que se observa una cierta correlación de la variable explicada con respecto a sus valores pasados.

En particular, se utiliza un modelo ampliamente difundido para modelar la demanda, denominado de ajuste parcial. Para estimar los parámetros de dicho modelo se utilizan técnicas estándar de regresión lineal (Mínimos Cuadrados Generalizados para modelos ARMA).

El modelo de ajuste parcial deriva la función de demanda de corto plazo como:

$$\ln(C_t) = \alpha + \beta \times \ln(Y_t) + \gamma \times \ln(C_{t-1}) + \mu_t$$

Dónde:

C_t es el Consumo de energía eléctrica en el período t.

Y_t es una variable *proxy* del ingreso.

C_{t-1} es el Consumo de energía eléctrica en el período t-1.

α , β y γ son los parámetros de la regresión, estimados mediante MCO, donde β representa la elasticidad ingreso del consumo de electricidad.

μ_t es el término de error estocástico.

Como se presentará más adelante con mayor detalle, se observa que las empresas EDECHI y ENSA responden a las especificidades de dicho modelo. Respecto a la Empresa EDEMET, la variable Consumo de energía eléctrica en el período t-1 resulta no significativa, por lo cual se eliminó esta variable del modelo especificado.

Respecto a la cantidad de clientes del sector de distribución de energía, se utiliza la siguiente función:

$$\ln(U_t) = \alpha + \beta \times \ln(P_t) + \mu_t$$

Dónde:

U_t son los Clientes (en cantidad) de energía eléctrica en el período “t”.

P_t es la población de Panamá en el período “t”.

α , β y γ son los parámetros de la regresión, estimados mediante MCO.

Finalmente, en la sección II.2 Resultados Modelos Econométricos de Proyección de Demanda se presentan las salidas de los modelos econométricos simulados.

1.1.2 Información utilizada

Con el fin de determinar las funciones de demanda de energía eléctrica y la cantidad de clientes correspondientes a las empresas de distribución de electricidad, se utilizan:

VARIABLES ENDÓGENAS O A EXPLICAR: datos históricos anuales de ventas de energía eléctrica facturada, en MWh; y de cantidad de clientes; ambos proporcionados por las empresas a la ASEP y complementados con datos que se disponen de estudios anteriores, que completan el periodo 2005-2025.

VARIABLES EXÓGENAS O EXPLICATIVAS: Producto Bruto Interno a precios constantes y población de Panamá, ambos extraídos de la base de datos del Banco Mundial (BM) para el período de 2005 a 2024– y sus respectivas proyecciones que fueron realizadas con base en el crecimiento estimado por el Fondo Monetario Internacional (FMI) que alcanza al 5%.

Para el cálculo de la energía inyectada a las redes, se consideraron las pérdidas de energía eficientes consideradas en el cálculo del IMP para el período 2026 a 2030.

Para el cálculo de la demanda máxima de energía eléctrica, se toma en consideración los factores de carga anuales utilizados en el Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046.

1.2. Información Histórica Utilizada

A continuación, se muestran los datos históricos utilizados.

1.2.1 Información histórica de energía facturada

Se considera la información de consumo de energía eléctrica del periodo 2005 - 2025. Estos valores, medidos como ventas facturadas en MWh, fueron suministrados por las empresas de distribución eléctrica que forman para del estudio para determinar el IMP.

Cabe mencionar que a la fecha de emisión del presente documento ya se cuenta con el dato real para el año 2025, razón por la cual se incluye este año como información real para realizar la estimación del modelo y realizar las proyecciones correspondientes.

TABLA 90 DATOS HISTÓRICOS DE ENERGÍA FACTURADA

AÑO	ENSA [MWh]			EDEMET [MWh]			EDECHI [MWh]			
	Regulados y No Reg	EDEMET	AP	Total	Regulados y No Reg	AP	Total	Regulados y No Reg	AP	Total
2005	1,966,934	633,785		2,600,719	2,386,782		2,386,782	393,153		393,153
2006	2,041,892	478,871		2,520,763	2,451,988		2,451,988	404,746		404,746
2007	2,192,620	486,013		2,678,633	2,647,004		2,647,004	420,349		420,349
2008	2,264,726	482,084		2,746,810	2,706,296		2,706,296	438,099		438,099
2009	2,368,762	210,059		2,578,821	2,844,746		2,844,746	461,526		461,526
2010	2,576,956	199,998		2,776,954	3,027,953		3,027,953	501,146		501,146
2011	2,716,116	169,009		2,885,125	3,197,369		3,197,369	539,914		539,914
2012	2,881,272	176,992	51,911	3,110,175	3,477,492		3,477,492	593,875		593,875
2013	3,021,392	216,041	54,536	3,291,968	3,624,009		3,624,009	616,661		616,661
2014	3,132,186	210,895	56,911	3,399,992	3,785,962		3,785,962	637,760		637,760
2015	3,339,121	227,424	59,923	3,626,468	3,984,648	89,649	4,074,297	721,743	31,895	753,638
2016	3,454,081	237,884	63,088	3,755,053	4,084,760	95,205	4,179,965	763,187	35,561	798,748
2017	3,593,993	286,724	65,835	3,946,551	4,140,843	103,502	4,244,345	793,049	37,991	831,040
2018	3,619,702	241,576	67,572	3,928,851	4,167,876	110,475	4,278,351	812,432	39,641	852,073
2019	3,704,670	329,932	69,086	4,103,688	4,253,722	115,073	4,368,795	863,094	40,700	903,794
2020	3,401,020	280,601	74,286	3,755,907	3,745,675	119,662	3,865,337	824,377	41,656	866,033
2021	3,670,894	295,211	82,120	4,048,225	3,997,475	119,690	4,117,165	877,759	41,598	919,357
2022	3,808,383	284,539	80,985	4,173,906	4,185,770	117,338	4,303,108	917,396	41,335	958,731
2023	4,043,753	297,915	81,132	4,422,801	4,500,155	114,957	4,615,112	991,214	41,246	1,032,460
2024	4,163,118	296,830	80,412	4,540,359	4,676,469	117,107	4,793,576	1,042,036	41,770	1,083,806
2025	4,142,251	236,956	78,753	4,457,960	4,670,067	117,994	4,788,061	1,032,863	41,244	1,074,107
Crecimiento 2005 - 2025	3.79%	-4.80%		2.73%	3.41%		3.54%	4.95%		5.15%
Crecimiento 2015 - 2025	2.18%	0.41%	2.77%	2.09%	1.60%	2.79%	1.63%	3.65%	2.60%	3.61%
Crecimiento 2019 - 2025	1.88%	-5.37%	2.21%	1.39%	1.57%	0.42%	1.54%	3.04%	0.22%	2.92%

Fuente: Elaboración Propia con base en la información de las empresas y datos de estudios anteriores

Como se puede observar del cuadro anterior se muestra el crecimiento promedio anual de las ventas de energía de las tres empresas. En el caso de ENSA la tasa de crecimiento se encuentra entre el 1.39% y 2.73% dependiendo del período que se considere, en EDEMET el crecimiento observado está entre 1.54% y 3.54% y en EDECHI entre 3.92% y 5.15%.

1.2.2 Información histórica de número de clientes

En la tabla siguiente se muestra la evolución del número de clientes de ENSA, EDEMET y EDECHI, conforme a los datos proporcionados por dichas empresas e información con la que se contaba de estudios anteriores. Cabe mencionar que a la fecha de emisión del presente documento ya se cuenta con el dato real para el año 2025, razón por la cual se incluye este año como información real para realizar la estimación del modelo y realizar las proyecciones correspondientes:

TABLA 91 DATOS HISTÓRICOS DE NÚMERO DE CLIENTES

AÑO	ENSA [Clientes]	EDEMET [Clientes]	EDECHI [Clientes]
2005	288,320	290,379	87,539
2006	305,447	301,394	90,790
2007	320,004	313,400	94,551
2008	334,918	328,092	99,144
2009	344,131	339,883	103,324
2010	349,330	354,412	107,455
2011	360,458	369,578	111,352

AÑO	ENSA [Clientes]	EDEMET [Clientes]	EDECHI [Clientes]
2012	376,102	384,298	115,373
2013	390,916	400,272	118,599
2014	407,953	422,580	123,788
2015	420,159	442,135	141,991
2016	438,142	459,435	146,354
2017	450,380	475,179	154,714
2018	458,978	490,377	156,932
2019	470,730	523,758	161,595
2020	487,276	532,533	166,301
2021	510,304	547,585	170,628
2022	531,932	562,732	175,448
2023	551,150	578,248	179,195
2024	562,138	591,675	186,945
2025	571,373	597,109	186,681
Crecimiento 2005 – 2025	3.48%	3.67%	3.86%
Crecimiento 2015 - 2025	3.12%	3.05%	2.77%
Crecimiento 2019 - 2025	3.28%	2.21%	2.43%

Fuente: Elaboración Propia con base en la información de las empresas y datos de estudios anteriores

En cuanto a las tasas de crecimiento, los clientes de ENSA crecen a una tasa de entre 3.12 y 3.48% promedio anual, mientras que los clientes de EDEMET crecen a una tasa de entre 2.21% y 3.67%, finalmente, los clientes de EDECHI aumentan a una tasa anual de entre 2.43 y 2.77%.

1.2.3 Información histórica y proyectada de Producto Interno Bruto y Población

En la tabla siguiente se muestran las series históricas y proyectadas utilizadas en la especificación de los modelos econométricos.

TABLA 92 DATOS HISTÓRICOS Y PROYECTADOS DE PIB Y POBLACIÓN

AÑO	PIB a precios constantes en miles	% Crecimiento	Población	% Crecimiento
2005	27,618,137		3,313,026	
2006	30,340,523	9.86%	3,375,024	1.87%
2007	34,331,232	13.15%	3,437,490	1.85%
2008	37,832,136	10.20%	3,500,648	1.84%
2009	38,441,938	1.61%	3,564,381	1.82%
2010	40,776,669	6.07%	3,628,535	1.80%
2011	45,632,712	11.91%	3,693,505	1.79%
2012	50,025,907	9.63%	3,759,256	1.78%
2013	53,189,723	6.32%	3,825,329	1.76%
2014	55,650,180	4.63%	3,892,101	1.75%
2015	58,581,229	5.27%	3,960,035	1.75%
2016	61,259,543	4.57%	4,029,086	1.74%
2017	64,778,328	5.74%	4,098,707	1.73%

AÑO	PIB a precios constantes en miles	% Crecimiento	Población	% Crecimiento
2018	67,316,471	3.92%	4,167,860	1.69%
2019	69,405,347	3.10%	4,234,700	1.60%
2020	57,036,461	-17.82%	4,293,261	1.38%
2021	66,428,726	16.47%	4,345,405	1.21%
2022	73,582,878	10.77%	4,400,773	1.27%
2023	79,027,497	7.40%	4,458,759	1.32%
2024	81,289,000	2.86%	4,515,577	1.27%
2025*	84,459,271	3.90%	4,573,769	1.29%
2026*	87,922,101	4.10%	4,632,711	1.29%
2027*	91,526,907	4.10%	4,692,413	1.29%
2028*	95,279,510	4.10%	4,752,884	1.29%
2029*	99,185,970	4.10%	4,814,135	1.29%
2030*	103,252,595	4.10%	4,876,175	1.29%

(*) Proyectado

Fuente: Banco Mundial

La proyección del PIB se ha realizado con base en la estimación realizada por Fondo Monetario Internacional. Para la proyección de la población se ha considerado la tasa de crecimiento promedio del período 2022 – 2024.

1.3. Estimación de los modelos y proyección de la energía vendida y el número de clientes

Los modelos fueron estimados utilizando el software Econometric Views (EViews). Para el efecto se cargaron los datos que figuran en la Tabla 90 Datos históricos de energía facturada columnas denominadas “Regulados y no regulados” para cada una de las empresas, los datos de clientes corresponden a la Tabla 91 Datos históricos de número de clientes y la información del PIB y la población que figuran en la Tabla 92 Datos históricos y proyectados de PIB y población. Con esta información se estimaron los modelos econométricos explicados en este documento. Con la opción “Forecast” se generaron las proyecciones de energía vendida y clientes para cada una de las empresas. Sin embargo, esta opción realiza la estimación para todos los años de las series consideradas (período histórico y período proyectado), por esta razón se calculó el incremento anual estimado como la primera diferencia entre los años estimados 2025 a 2030 y esta primera diferencia fue adicionada al dato real de partida que corresponde al año 2025.

2. Análisis comparativo de las proyecciones

2.1. Clientes

A continuación, se presenta la comparación entre las proyecciones presentadas por las empresas y las realizadas a través de la regresión realizada mediante el modelo econométrico:

TABLA 93 ANÁLISIS COMPARATIVO CLIENTES

Clientes	ENSA		EDEMET		EDECHI	
	MEC	EMPRESA	MEC	EMPRESA	MEC	EMPRESA
AÑO						
2025	571,373	571,373	597,109	597,109	186,681	186,681
2026	586,515	590,273	615,750	657,740	193,002	199,904

2027	602,061	607,462	634,957	675,445	199,530	204,738
2028	618,022	625,151	654,748	693,565	206,270	209,671
2029	634,409	643,356	675,142	712,107	213,231	214,705
2030	651,233	662,091	696,155	731,082	220,418	219,844
Crecimiento 2030 - 2025	2.65%	2.99%	3.12%	4.13%	3.38%	3.32%

Fuente: Elaboración Propia

Es importante mencionar que la proyección realizada a través del modelo econométrico permite calcular los valores estimados para el período con el que se cuenta información real y para el período de proyección. Para no apartarse de los datos reales, se calculó la primera diferencia de los importes estimados y se fueron adicionando a partir del dato real del año 2025.

Como se puede apreciar, en el caso de ENSA las proyecciones realizadas por las empresas presentan un resultado mayor y más cercano a los promedios observados. En el caso de EDEMET y EDECHI la estimación realizada mediante el modelo brinda un crecimiento más cercano a los promedios de crecimiento, por lo que se consideran las proyecciones realizadas por las empresas, que se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 94 PROYECCIÓN DE CLIENTES

	Clientes					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2025	571,373		597,109		186,681	
2026	590,273	3.31%	615,750	3.12%	193,002	3.39%
2027	607,462	2.91%	634,957	3.12%	199,530	3.38%
2028	625,151	2.91%	654,748	3.12%	206,270	3.38%
2029	643,356	2.91%	675,142	3.11%	213,231	3.37%
2030	662,091	2.91%	696,155	3.11%	220,418	3.37%

Fuente: Elaboración Propia

2.2. Energía Facturada

De los resultados derivados del modelo econométrico de energía facturada, es posible analizar los valores estimados por las empresas y las proyecciones elaboradas por el Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046. Este análisis comparativo se plasma en la siguiente tabla:

TABLA 95 ANÁLISIS COMPARATIVO DE RESULTADOS DE ENERGÍA FACTURADA

Proyección ENERGÍA MWh	ENSA			EDEMET			EDECHI		
	AÑO	Modelo	EMPRESA	Plan Indicativo dda	Modelo	EMPRESA	Plan Indicativo dda	Modelo	EMPRESA
2025	4,457,960	4,457,960	4,457,960	4,788,061	4,788,061	4,788,061	1,074,107	1,074,107	1,074,107
2026	4,594,237	4,732,906	4,525,703	4,914,219	4,910,705	4,864,608	1,121,227	1,121,721	1,092,651
2027	4,734,836	4,826,426	4,594,475	5,043,671	4,983,427	4,942,378	1,169,162	1,143,497	1,111,515
2028	4,879,835	4,881,423	4,664,293	5,176,502	5,060,301	5,021,392	1,218,315	1,166,526	1,130,705
2029	5,029,352	4,937,261	4,735,171	5,312,802	5,141,675	5,101,669	1,268,989	1,190,975	1,150,226
2030	5,183,522	4,973,102	4,807,127	5,452,660	5,216,289	5,183,230	1,321,412	1,216,944	1,170,085

Crecimiento 2030 - 2025	3.06%	2.21%	1.52%	2.63%	1.73%	1.60%	4.23%	2.53%	1.73%
--------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Fuente: Elaboración propia con base en las proyecciones de empresas distribuidoras y Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046.

Nota (1): el Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046 presenta información de energía inyectada a la red, por lo que se tomó la tasa de crecimiento determinada en el plan y se aplicó sobre la energía real del año 2025.

Es importante mencionar que la proyección realizada a través del modelo econométrico permite calcular los valores estimados para el período con el que se cuenta información real y para el período de proyección. Para no apartarse de los datos reales, se calculó la primera diferencia de los importes estimados y se fueron adicionando a partir del dato real del año 2025. Adicionalmente, se debe considerar que el modelo econométrico se utilizó para proyectar el consumo de los clientes regulados y no regulados, para el caso de las ventas de ENSA a EDEMET y el Alumbrado Público de ENSA se mantuvieron constantes los valores reales a 2025, para el alumbrado público de EDEMET y EDECHI se consideró la tasa de crecimiento promedio observada en los últimos años.

Por otra parte, llama la atención el hecho de observar disminuciones en la energía vendida en el año 2025, por lo que manteniendo un criterio conservador se ha definido considerar las proyecciones presentadas inicialmente por las empresas distribuidoras para la proyección de la demanda que se muestra a continuación:

TABLA 96 PROYECCIÓN ENERGÍA FACTURADA TOTAL

	Energía Facturada con AP (MWh)												
	ENSA				EDEMET				EDECHI				
	Reg y No Reg	EDEMET	AP	Total	Var%	Reg y No Reg	AP	Total	Var%	Reg y No Reg	AP	Total	Var%
2025	4,142,251	236,956	78,753	4,457,960		4,670,067	117,994	4,788,061		1,032,863	41,244	1,074,107	
2026	4,417,197	236,956	78,753	4,732,906	6.17%	4,792,192	118,514	4,910,705	2.56%	1,080,259	41,462	1,121,721	4.43%
2027	4,510,717	236,956	78,753	4,826,426	1.98%	4,864,391	119,036	4,983,427	1.48%	1,101,817	41,680	1,143,497	1.94%
2028	4,565,714	236,956	78,753	4,881,423	1.14%	4,940,741	119,560	5,060,301	1.54%	1,124,627	41,899	1,166,526	2.01%
2029	4,621,552	236,956	78,753	4,937,261	1.14%	5,021,588	120,087	5,141,675	1.61%	1,148,856	42,120	1,190,975	2.10%
2030	4,657,393	236,956	78,753	4,973,102	0.73%	5,095,673	120,616	5,216,289	1.45%	1,174,603	42,342	1,216,944	2.18%

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se presenta el desglose de la proyección de la Energía Facturada para Alumbrado Público.

TABLA 97 PROYECCIÓN ENERGÍA FACTURADA PARA ALUMBRADO PÚBLICO

	Energía Facturada AP (MWh)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2025	78,753		117,994		41,244	
2026	78,753	0.00%	118,514	0.44%	41,462	0.53%
2027	78,753	0.00%	119,036	0.44%	41,680	0.53%
2028	78,753	0.00%	119,560	0.44%	41,899	0.53%
2029	78,753	0.00%	120,087	0.44%	42,120	0.53%
2030	78,753	0.00%	120,616	0.44%	42,342	0.53%

	Energía Facturada AP (MWh)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2025 - 2026	78,753		118,254		41,353	
2026 - 2027	78,753	0.00%	118,775	0.44%	41,571	0.53%
2027 - 2028	78,753	0.00%	119,298	0.44%	41,790	0.53%
2028 - 2029	78,753	0.00%	119,824	0.44%	42,010	0.53%
2029 - 2030	78,753	0.00%	120,352	0.44%	42,231	0.53%

Fuente: Elaboración Propia

Cabe mencionar que la proyección de alumbrado público de ENSA considera el valor registrado en 2024 y se mantiene constante a lo largo de la proyección porque el comportamiento observado en los últimos años no es estable ni presenta una tendencia definida.

3. Pérdidas y Factor de Carga utilizados en la proyección

3.1. Pérdidas de energía

A continuación se presentan:

TABLA 98 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EFICIENTES

AÑO	Pérdidas			
	ENSA	ENSA para EDEMET	EDEMET	EDECHI
2026	7.54%	1.50%	7.53%	7.76%
2027	7.54%	1.50%	7.53%	7.76%
2028	7.54%	1.50%	7.53%	7.76%
2029	7.54%	1.50%	7.53%	7.75%
2030	7.54%	1.50%	7.52%	7.75%

Fuente: Cálculo en función a las Ecuaciones de eficiencia IMP 2026 – 2030

Adicionalmente, se reconoce de manera especial para el período tarifario Julio 2026 a Junio 2030, un adicional por pérdidas no gestionables para EDEMET de 1.52%. En el caso de ENSA, se reconoce un 1.485% adicional a las pérdidas eficientes. Bajo estas consideraciones las pérdidas reconocidas quedan de la siguiente manera:

TABLA 99 PÉRDIDAS RECONOCIDAS TOTALES

AÑO	Pérdidas			
	ENSA	ENSA para EDEMET	EDEMET	EDECHI
2026	9.03%	1.50%	9.05%	7.76%
2027	9.03%	1.50%	9.05%	7.76%
2028	9.03%	1.50%	9.05%	7.76%
2029	9.02%	1.50%	9.05%	7.75%
2030	9.02%	1.50%	9.04%	7.75%

Fuente: Elaboración Propia

3.2. Información proyectada de factor de carga

Por último, como ya se mencionó, la demanda máxima se proyectó a partir de la energía inyectada a la red y la aplicación de un factor de carga.

El factor de carga utilizado fue extraído del Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046, según se muestra a continuación:

TABLA 100 DATOS PROYECTADOS DE FACTOR DE CARGA

AÑO	FC		
	ENSA	EDEMET	EDECHI
2026	0.63108	0.63453	0.70796
2027	0.63077	0.63915	0.70739
2028	0.63077	0.64169	0.70686
2029	0.63077	0.64807	0.71182
2030	0.63077	0.65080	0.71126

Fuente: “Plan Indicativo de Demandas 2026 - 2046”, Dirección del Centro Nacional de Despacho

4. Proyección de la Energía Inyectada

Con base en la Energía Facturada proyectada y las pérdidas eficientes se ha proyectado la energía inyectada al sistema de cada una de las empresas que se muestra a continuación:

TABLA 101 PROYECCIÓN ENERGÍA INYECTADA AL SISTEMA

	Energía Inyectada al sistema (MWh)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2025	4,880,795		5,264,695		1,164,520	
2026	5,183,049	6.19%	5,399,548	2.56%	1,216,141	4.43%
2027	5,285,509	1.98%	5,479,328	1.48%	1,239,685	1.94%
2028	5,345,827	1.14%	5,563,713	1.54%	1,264,610	2.01%
2029	5,407,102	1.15%	5,653,035	1.61%	1,291,071	2.09%
2030	5,446,414	0.73%	5,734,926	1.45%	1,319,175	2.18%
	Energía Inyectada al sistema (MWh)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2025 - 2026	5,031,922		5,332,121		1,190,331	
2026 - 2027	5,234,109	4.02%	5,439,348	2.01%	1,227,881	3.15%
2027 - 2028	5,315,600	1.56%	5,521,452	1.51%	1,252,127	1.97%
2028 - 2029	5,376,414	1.14%	5,608,302	1.57%	1,277,818	2.05%
2029 - 2030	5,426,716	0.94%	5,693,909	1.53%	1,305,100	2.14%

Fuente: Elaboración Propia

5. Proyección Demanda Máxima

Con base en la proyección de la energía inyectada al sistema de cada empresa y los Factores de Carga calculados a partir de las proyecciones del Plan Indicativo de Demandas 2026 – 2046, se ha realizado la proyección de la Demanda Máxima de cada una de las empresas que se expone a continuación:

TABLA 102 PROYECCIÓN DEMANDA MÁXIMA

	Demanda Máxima (MW)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2025	883		947		188	
2026	938	6.19%	971	2.56%	196	4.43%
2027	957	2.03%	979	0.74%	200	2.02%
2028	967	1.14%	990	1.14%	204	2.09%

2029	979	1.15%	996	0.61%	207	1.38%
2030	986	0.73%	1,006	1.02%	212	2.26%
	Demanda Máxima (MW)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2025 - 2026	910		959		192	
2026 - 2027	947	4.07%	971	1.27%	198	3.24%
2027 - 2028	962	1.56%	982	1.11%	202	2.05%
2028 - 2029	973	1.14%	988	0.57%	205	1.34%
2029 - 2030	982	0.94%	999	1.10%	209	2.22%

Fuente: Elaboración Propia

II.2 RESULTADOS MODELOS ECONOMÉTRICOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

A continuación, se presentan las salidas econométricas del modelo de regresión estimado para la energía facturada y los clientes para las tres empresas distribuidoras.

Proyección de Clientes

ENSA

Dependent Variable: LOG(CLI_ENSA)

Method: Least Squares

Date: 05/09/26 Time: 00:17

Sample (adjusted): 2005 2025

Included observations: 21 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-18.30358	0.506369	-36.14672	0.0000
LOG(POB)	2.057407	0.033344	61.70192	0.0000

R-squared	0.995034	Mean dependent var	12.93969
Adjusted R-squared	0.994773	S.D. dependent var	0.209618
S.E. of regression	0.015155	Akaike info criterion	-5.450546
Sum squared resid	0.004364	Schwarz criterion	-5.351068
Log likelihood	59.23074	Hannan-Quinn criter.	-5.428957
F-statistic	3807.127	Durbin-Watson stat	0.595842
Prob(F-statistic)	0.000000		

EDEMET

Dependent Variable: LOG(CLI_EMET)

Method: Least Squares

Date: 05/08/26 Time: 23:05

Sample (adjusted): 2005 2025

Included observations: 21 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-22.54764	0.335975	-67.11115	0.0000
LOG(POB)	2.339216	0.022124	105.7327	0.0000

R-squared	0.998303	Mean dependent var	12.97510
Adjusted R-squared	0.998214	S.D. dependent var	0.237939
S.E. of regression	0.010055	Akaike info criterion	-6.271006
Sum squared resid	0.001921	Schwarz criterion	-6.171528
Log likelihood	67.84556	Hannan-Quinn criter.	-6.249417
F-statistic	11179.40	Durbin-Watson stat	1.034005
Prob(F-statistic)	0.000000		

EDECHI

Dependent Variable: LOG(CLI_EDECHI)

Method: Least Squares

Date: 05/08/26 Time: 23:06

Sample (adjusted): 2005 2025

Included observations: 21 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-26.28326	0.899276	-29.22713	0.0000
LOG(POB)	2.507681	0.059217	42.34721	0.0000

R-squared	0.989516	Mean dependent var	11.79776
Adjusted R-squared	0.988964	S.D. dependent var	0.256205
S.E. of regression	0.026915	Akaike info criterion	-4.301897
Sum squared resid	0.013764	Schwarz criterion	-4.202419
Log likelihood	47.16992	Hannan-Quinn criter.	-4.280308

F-statistic 1793.286 Durbin-Watson stat 0.875217
 Prob(F-statistic) 0.000000

Proyección Energía Facturada

ENSA

Dependent Variable: LOG(EN_ENSA)
 Method: Least Squares
 Date: 05/08/26 Time: 22:24
 Sample (adjusted): 2006 2025
 Included observations: 20 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.951227	0.331289	2.871288	0.0106
LOG(PIB)	0.518771	0.086325	6.009535	0.0000
LOG(EN_ENSA(-1))	0.319341	0.110100	2.900463	0.0100
R-squared	0.991701	Mean dependent var		14.96385
Adjusted R-squared	0.990724	S.D. dependent var		0.230420
S.E. of regression	0.022192	Akaike info criterion		-4.640710
Sum squared resid	0.008372	Schwarz criterion		-4.491350
Log likelihood	49.40710	Hannan-Quinn criter.		-4.611553
F-statistic	1015.690	Durbin-Watson stat		1.751651
Prob(F-statistic)	0.000000			

EDEMET

Dependent Variable: LOG(EN_EDEMET)
 Method: Least Squares
 Date: 05/08/26 Time: 22:21
 Sample (adjusted): 2005 2025
 Included observations: 21 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.638305	0.343879	10.58019	0.0000
LOG(PIB)	0.643503	0.019323	33.30195	0.0000
R-squared	0.983156	Mean dependent var		15.08829
Adjusted R-squared	0.982270	S.D. dependent var		0.213379
S.E. of regression	0.028412	Akaike info criterion		-4.193590
Sum squared resid	0.015338	Schwarz criterion		-4.094112
Log likelihood	46.03270	Hannan-Quinn criter.		-4.172001
F-statistic	1109.020	Durbin-Watson stat		0.686557
Prob(F-statistic)	0.000000			

EDECHI

Dependent Variable: LOG(EN_EDECHI)
 Method: Least Squares
 Date: 05/07/26 Time: 19:38
 Sample (adjusted): 2006 2025
 Included observations: 20 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1.600460	0.511710	-3.127672	0.0061
LOG(PIB)	0.362569	0.080769	4.488979	0.0003
LOG(EN_EDECHI(-1))	0.640289	0.076006	8.424209	0.0000
R-squared	0.994243	Mean dependent var		13.43254
Adjusted R-squared	0.993566	S.D. dependent var		0.311375

S.E. of regression	0.024976	Akaike info criterion	-4.404320
Sum squared resid	0.010605	Schwarz criterion	-4.254960
Log likelihood	47.04320	Hannan-Quinn criter.	-4.375163
F-statistic	1468.034	Durbin-Watson stat	2.009348
Prob(F-statistic)	0.000000		

Análisis de los resultados obtenidos

A continuación, se presenta un breve resumen de los principales indicadores estadísticos descriptivos y su interpretación:

- “Std. Error” es el error estándar de los coeficientes estimados, e indica su variabilidad probable en la muestra y, en consecuencia, su fiabilidad. El coeficiente estimado (segunda columna) más o menos dos errores estándar, es un intervalo de confianza aproximadamente de 95%. Cuando los coeficientes del error estándar son grandes se traducen en intervalo de confianza amplios.
- “t-Statistic” es el estadístico t de Student, y proporciona una prueba de hipótesis de irrelevancia de la variable: que el parámetro poblaciones verdadero, pero desconocido, es cero, y en consecuencia que la variable correspondiente no contribuye una variable explicativa de la regresión y, por lo tanto, se puede omitir. Una forma de probar la irrelevancia de la variable con, digamos, un 5% de probabilidad de rechazarla en forma incorrecta, es comprobar si el cero está fuera del intervalo de confianza de 95% para el parámetro. Dado que el estadístico t es la relación entre el coeficiente estimado y su error estándar, si cero se encuentra fuera del intervalo de confianza de 95%, el estadístico t debe tener un valor absoluto mayor que 2. En consecuencia, se puede probar rápidamente la irrelevancia, a nivel de confianza de 5%, viendo si t tiene valor absoluto mayor a 2.
- “Prob.” representa, el valor de probabilidad asociado con cada estadístico t, es decir la probabilidad de obtener un valor absoluto del estadístico t cuando menos tan grande, en valor absoluto, al que se obtuvo, suponiendo que es verdadera la hipótesis de irrelevancia. Cuando menor es el valor de probabilidad, más fuerte es la evidencia contraria a la irrelevancia. No hay un valor mágico de corte, pero en general se acepta que los valores menores a 0.1 son fuerte evidencia contraria a la irrelevancia.
- “R-squared” es un indicador muy utilizado para medir la bondad de ajuste, o facilidad de pronóstico de la variable endógena (a explicar) basada en las variables que exógenas (explicativas) que se incluyen en la regresión. R2 mide cuanto de la variabilidad de la variable a explicar es explicada por la variabilidad de la variable exógena. Es decir, el éxito de la ecuación de regresión, dentro de la muestra, para predecir la variable endógena. Si en la regresión se incluye una ordenada al origen (la constante), como casi siempre se hace, R2 debe estar entre 0 y 1.
- “Adjusted R-squared” se puede interpretar igual que R2; la diferencia es que incorpora correcciones de acuerdo con los grados de libertad que se usaron para ajustar el modelo (los grados de libertad dependen del tamaño de la muestra y de la cantidad de variables exógenas utilizadas).
- “F-statistic” es un estadístico que se emplea para comprobar la hipótesis de que los

coeficientes de todas las variables en la regresión, excepto la ordenada al origen, son cero. Es decir, permite comprobar si, consideradas como un conjunto, las variables incluidas en el modelo tienen algún valor predictivo.

- “Prob(F-statistic)” es el valor de probabilidad del estadístico F, y expresa el nivel de significado al cual se puede rechazar la hipótesis de que el conjunto de las variables explicativas no tiene valor predictivo.

En función de lo expuesto, se tienen los siguientes comentarios:

- Todos los modelos simulados presentan bondad de ajuste adecuada, toda vez que los R² obtenidos están muy cercanos a 1.
- En los modelos estimados todas las variables resultan estadísticamente significativas considerando una confianza del 95%.
- La Probabilidad del estadístico F en todos los casos es cero, que indica que los coeficientes de todas las variables en la regresión en conjunto son significativos.

ANEXO III CRITERIOS DE EFICIENCIA CONSIDERADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL

ACTIVO	Variables empleadas para determinar inversiones (filtro) (Finv)						Factores de eficiencia a aplicar sobre inversiones	
	Fecha	Materiales Min	Costo total Min	Mano d Obra	Poste Min	conductor min	Factor Asimetría	Factor precio
DLAMT(LAMT)	Si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	< 2 postes es OyM	< 50 mts es OyM	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DLABT (LABT)	Si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	< 2 postes es OyM	< 50 mts es OyM	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DLSMT (LSMT)	Si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	---	< 20 mts es OyM	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DLSBT (LSBT)	Si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	---	< 20 mts es OyM	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
PLIN (INTANGIBLES)	Si	---	---	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
PTERR (TERRENOS)	Si	---	---	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
PEDYM (EDIF Y MEJ)	Si	---	---	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
PMOBI (MOBILIARIO)	Si	---	---	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
PEQCO (PCs)	Si	---	---	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
PEQTC (TRANSP)	Si	---	---	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
PEQCM (COMUNIC)	Si	---	---	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
PEQOT (EQ BODEGA)	Si	---	---	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DLAAT230(LAT 230 KV)	Si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	< 2 postes es OyM	< 50 mts es OyM	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DLAAT115(LAT 115 KV)	Si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	< 2 postes es OyM	< 50 mts es OyM	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DLSAT230 (LSAT 230 KV)	Si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	---	< 20 mts es OyM	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DLSAT115 (LSAT 115 KV)	Si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	---	< 20 mts es OyM	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia

ACTIVO	Variables empleadas para determinar inversiones (filtro) (Finv)						Factores de eficiencia a aplicar sobre inversiones	
	Fecha	Materiales Min	Costo total Min	Mano d Obra	Poste Min	conductor min	Factor Asimetría	Factor precio
DTRAM 230 (SE 230 KV)	Si	---	<100 es OyM	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DTRMM (SE MT-MT)	Si	---	<100 es OyM	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DTRMB (SE MT.BT)	Si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DACBT (ACOM BT)	Si	Si=0 es OyM	---	>95% tot o <5% tot es OyM	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DEQOT(EQ PROT Y MAN-reconectores)	Si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DEQDM (EQ MAN Y SCADA)	Si	---	<100 es OyM	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DEQMC (MED CALIDAD SER)	Si	---	<100 es OyM	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
AINAP (AP)	Si	Si=0 es OyM-rep	---	>95% tot o <5% tot es OyM	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
CMEDI (MEDIDORES)	Si	Si=0 es OyM-rep	---	>95% tot o <5% tot es OyM	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DCRMM (CENTROS DE DISTRIBUCION)	Si	Si=0 es OyM-rep	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
CEQOT (OTROS EQUIPOS DE COMERCIALIZACION, medidor patrón)	Si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
CMESM (EQUIPOS SMEC)	Si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia

Finv=1 si([Fecha] Y [Materiales Min] Y [Costo total Min] Y [Mano d Obra] Y [Cantidad] Y ([Poste Min] O [Conductor min]))

ANEXO IV ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

Dentro del proceso de determinación del IMP para el período julio 2026 a junio 2030 las empresas ENSA y EDEMET han presentado sus solicitudes de reconocimiento de pérdidas para zonas rojas, las cuales se analizan en el presente anexo.

Las empresas de distribución señalan que existen áreas geográficas calificadas como “Zonas Rojas” por su alto nivel de inseguridad en que se dan diferentes modalidades de actuación de los usuarios del servicio público de electricidad como conexiones ilegales, hurto o fraude, llevando a consecuencias tasas altas de impago o morosidad de las cuentas a facturar. Igualmente, existen los asentamientos informales, donde la población que los habita realiza conexiones ilícitas y no técnicas a las redes de las empresas distribuidoras, poniendo en riesgo la seguridad y la calidad del servicio.

Algunos de los indicadores que utilizan las distribuidoras para identificar estas zonas son:

- Rutas de lectura que se leen con policía
- Áreas donde se han instalado proyectos de bloqueo
- Información pública en general

A continuación, se enumeran algunas de las notas enviadas por ASEP solicitando información relacionada a este tema y las respuestas por parte de las distribuidoras.

EDEMET:

CM-762-24 del 15 de agosto de 2024 mediante la cual suministran la información semestral de gestión sobre manejo de pérdidas de energía en la red de distribución de acuerdo con lo solicitado en la DSAN-778-24 de 10 de abril de 2024.

CM-475-25 de 16 de mayo de 2025 mediante la cual EDEMET y EDECHI suministra información sobre las pérdidas de energía en atención a lo solicitado mediante la DSAN-774-2025 del 11 de marzo de 2025 relativo a la información para el estudio de revisión tarifaria 2026-2030

DIR-70-26 del 22 de enero de 2026 mediante la cual dan respuesta a consultas asociadas a pérdidas no técnicas de energía de acuerdo con lo solicitado en la DSAN-0002-2026 durante el proceso de revisión tarifaria.

ENSA:

VPER-170-25 del 6 de mayo de 2025 mediante la cual ENSA suministra el estudio sobre áreas rojas como complemento a lo solicitado mediante la DSAN-775-25 relativo a la información para el estudio de revisión tarifaria 2026-2030.

VI-198-24 de 27 de mayo de 2024, VI-266-24 de 29 de julio de 2024, VI-336-25 de 31 de julio de 2025 y VI-049-26 de 30 de enero de 2026 por las cuales suministran la información semestral de gestión sobre manejo de pérdidas de energía en la red de distribución de acuerdo con lo solicitado en la DSAN-779-24 de 10 de abril de 2024.

Las pérdidas no técnicas son clasificadas por las distribuidoras, en función de su origen, por dos causas principales según la denominación realizada por las empresas:

- Pérdidas no técnicas gestionables: Fraudes, hurtos, conexiones clandestinas
- Pérdidas no técnicas no gestionables: Imposibilidad de facturar y cobrar en zonas peligrosas (Zonas Rojas)

Cabe aclarar que todas las pérdidas mencionadas se clasifican en forma general como “Pérdidas No Técnicas”, y como tal deben ser consideradas desde el punto de vista regulatorio, siendo la denominación de “Gestionables” y “No Gestionables” una consideración interna de las distribuidoras. A continuación, se presenta un resumen de la información presentada por las distribuidoras relacionada con las pérdidas no técnicas ocurridas en las denominadas zonas rojas e invasión o asentamientos informales.

2. ENSA

Diagnóstico

De acuerdo con lo manifestado por ENSA, esta empresa opera en un entorno estructuralmente complejo caracterizado por niveles de pérdidas no técnicas significativamente superiores a los observados en empresas distribuidoras utilizadas como referencia regulatoria. El índice total de pérdidas del sistema alcanza aproximadamente 10,68%, valor que, al ser desagregado, muestra que una fracción sustancial no responde a ineficiencias técnicas u operativas convencionales, sino a condiciones sociales, territoriales y de seguridad que exceden el control razonable de la empresa.

La información presentada muestra que cerca del 39% de los clientes y alrededor del 30% de la energía distribuida se concentran en zonas clasificadas como especiales conformados por zonas rojas, invasiones y zonas de alta pérdida; las cuales explican aproximadamente el 60% de las pérdidas no técnicas totales. ENSA manifiesta que esta concentración introduce una distorsión estructural en la comparación con empresas eficientes de referencia, que operan en contextos donde el hurto de energía y la informalidad son fenómenos marginales o inexistentes.

De acuerdo con lo manifestado por ENSA, al excluir el efecto de estas zonas extraordinarias, las áreas normales del sistema presentan un comportamiento alineado con estándares internacionales, con pérdidas no técnicas del orden del 3,9%, lo que en criterio de ENSA refuerza el diagnóstico de que el problema no es sistémico, sino focalizado y de naturaleza estructural.

Causas de las pérdidas observadas

Respecto a las causas de las pérdidas de ENSA, esta empresa manifiesta que las pérdidas no técnicas tienen su origen principal en tres tipologías claramente diferenciadas, pero interrelacionadas.

En primer lugar, las zonas de alta pérdida agrupan barrios con índices de pérdidas superiores al 20%, donde predomina una cultura arraigada de informalidad y rechazo a la regularización del servicio eléctrico. Estas áreas incluyen tanto zonas rurales dispersas y de difícil acceso, como regiones de Costa Arriba, Costa Abajo, sistemas aislados y zonas limítrofes interprovinciales y sectores periurbanos denominados “barrios dormitorio”. La baja frecuencia de supervisión, la

dispersión territorial y la alta transitoriedad de los usuarios facilitan prácticas reiteradas de conexiones ilegales y reconexiones inmediatas tras los cortes, limitando la efectividad de las acciones tradicionales de control.

En segundo lugar, las invasiones o asentamientos informales constituyen el segmento más crítico desde el punto de vista estructural. En estas comunidades, ENSA carece de respaldo legal para instalar infraestructura o formalizar contratos de suministro, lo que deriva en pérdidas del 100% de la energía consumida. Aunque estas zonas representan apenas alrededor del 1% de los clientes, explican cerca del 12% de la pérdida total mensual. El problema se ve agravado por la ausencia de acciones efectivas de desalojo o regularización por parte del Estado, generando un vacío jurídico prolongado que obliga a la empresa a asumir íntegramente tanto la energía hurtada como los costos de reposición de infraestructura vandalizada.

En tercer lugar, las denominadas zonas rojas concentran elevados niveles de criminalidad, vandalismo y riesgo físico para el personal técnico. En estos sectores, las operaciones básicas de lectura, mantenimiento, inspecciones, cortes o incluso construcción de nuevas redes, requieren acompañamiento policial, lo que incrementa significativamente los costos operativos y limita la frecuencia de intervención. Estas zonas concentran aproximadamente el 34% de los clientes, presentan pérdidas cercanas al 9% y explican alrededor del 31% de las pérdidas totales, evidenciando una relación directa entre inseguridad ciudadana y deterioro del desempeño eléctrico.

ENSA enfatiza en que el aumento de la criminalidad, la normalización social del hurto de energía, la informalidad urbana y la debilidad en los procesos de ordenamiento territorial constituyen factores exógenos que alimentan de forma persistente las pérdidas no técnicas, pese a los esfuerzos técnicos y financieros que ellos realizan.

Acciones para la reducción de pérdidas implementadas por ENSA

Frente a este diagnóstico, ENSA manifiesta que ha venido ejecutando desde 2015 un Programa de Recuperación de Energía, reforzado significativamente durante el periodo 2022–2024, y cuya profundización se plantea para el próximo ciclo tarifario.

Una de las acciones centrales del plan es la inversión en blindaje y bloqueo de la red, mediante la instalación de sistemas de medición concentrada y barreras técnicas antifraude. Entre 2022 y 2024 se invirtieron aproximadamente B/. 34.6 millones, logrando intervenir alrededor de 43,000 clientes. De acuerdo con lo que informa ENSA, estas intervenciones han demostrado reducciones de pérdidas del orden del 50% al 60% en los sectores intervenidos, transformando zonas previamente críticas en áreas más gestionables y con mayor sostenibilidad operativa.

Complementariamente, el plan incluye la captación de usuarios ilegales dispersos, particularmente en zonas donde no resulta viable intervenir toda la red del transformador. A través de esquemas de comercialización prepago y medidores ANSI, ENSA indica que logró regularizar más de 34.000 clientes entre 2022 y 2024, integrándolos al sistema formal y sometiénolos a programas de inspección periódica.

Otra línea fundamental del plan es el programa intensivo de inspecciones, apoyado en analítica avanzada de datos. En el periodo 2022–2024 ENSA manifiesta que se ejecutaron aproximadamente 242,000 inspecciones, con una tasa de hallazgo significativamente mayor en zonas especiales,

donde el fraude alcanza cerca del 20% del total inspeccionado, frente a apenas 9% en zonas normales. Este enfoque ha permitido priorizar recursos y maximizar la efectividad del control, aunque su sostenibilidad se ve limitada por las reconexiones ilegales recurrentes.

En el caso de las invasiones, el plan reconoce explícitamente que las soluciones técnicas son insuficientes sin una intervención estatal coordinada. Por ello, ENSA ha desarrollado procedimientos de caracterización, coordinación con el MIVIOT y participación en procesos de desalojo o regularización cuando estos se activan. No obstante, el informe subraya que la lentitud o paralización de estos procesos constituye una barrera estructural que impide avanzar hacia una reducción efectiva de pérdidas en este segmento.

Finalmente, el plan proyecta la continuidad y ampliación de las inversiones en el periodo 2026–2030, con la intervención de aproximadamente 73,000 clientes adicionales, manteniendo la lógica de combinar barreras técnicas, disciplina operativa y gestión social, pero reconociendo que, aun con estas acciones, persistirá un componente residual de pérdidas asociado a condiciones externas a la empresa.

3. EDEMET

Diagnóstico

De acuerdo con lo manifestado por EDEMET, el análisis de las pérdidas de energía eléctrica evidencia una problemática estructural, persistente y de naturaleza predominantemente no técnica, concentrada en las denominadas áreas rojas y en los asentamientos informales de Panamá Metro y Panamá Oeste. Al cierre del año 2024, las pérdidas asociadas a estos sectores alcanzaron 170.8 GWh, equivalentes al 3.01% de la energía total ingresada al sistema de distribución, más del doble del porcentaje reconocido regulatoriamente para el período 2022 - 2026 de 1.39%.

Desde el punto de vista técnico–económico, el diagnóstico realizado por EDEMET indica que estas pérdidas no responden a deficiencias operativas convencionales del distribuidor, sino a un conjunto de factores sociales, institucionales y de seguridad que limitan severamente la capacidad de gestión de la empresa. En las áreas rojas, las pérdidas superan de manera sistemática el 60% de la energía suministrada, alcanzando valores extremos cercanos al 100% en algunos sectores específicos, como consecuencia directa del hurto de energía, la manipulación o destrucción masiva de equipos de medición, las conexiones directas sin contrato y la imposibilidad material de realizar lecturas, inspecciones, suspensiones o normalizaciones del servicio.

En los asentamientos informales, la situación es aún más crítica desde la perspectiva del control energético, dado que se trata de consumos completamente ilegales, conectados de forma artesanal a las redes de baja tensión, lo que implica pérdidas cercanas al 100% de la energía entregada a dichos puntos. Estas conexiones no solo generan un impacto económico relevante para la distribuidora, sino que también deterioran la calidad del servicio a clientes formales y representan riesgos severos para la seguridad de las personas y de la infraestructura eléctrica.

Causas de las pérdidas observadas

De acuerdo con lo manifestado por EDEMET, las causas fundamentales que explican la persistencia y el crecimiento de las pérdidas observadas pueden agruparse en cuatro dimensiones principales.

En primer lugar, existe una restricción severa de acceso físico y operativo a las zonas afectadas, debido a altos niveles de inseguridad, presencia de pandillas y resistencia organizada de los moradores, lo que obliga a realizar cualquier intervención con acompañamiento policial y, aun así, sin garantías de éxito.

En segundo lugar, se identifican barreras institucionales y regulatorias, ya que la distribuidora requiere autorizaciones de múltiples entidades ASEP, autoridades municipales, bomberos, Banco Hipotecario y MIVIOT para ejecutar cortes, normalizaciones o contrataciones, muchas de las cuales no se materializan o son suspendidas por disposiciones administrativas vigentes.

En tercer lugar, la informalidad en la tenencia de la tierra y de las edificaciones impide la formalización contractual de miles de usuarios, aun cuando estos consumen energía de manera permanente.

Finalmente, el deterioro extremo de las instalaciones eléctricas internas, que no son propiedad del distribuidor, incrementa los costos y riesgos asociados a cualquier proceso de regularización, haciendo técnicamente inviable la normalización sin una intervención integral del Estado.

Acciones de reducción de pérdidas

Frente a este diagnóstico, las acciones de reducción de pérdidas propuestas y ejecutadas por EDEMET están orientadas a aquellos sectores donde la intervención directa es posible. Las acciones se detallan a continuación.

La primera consiste en la ampliación sistemática de la macro medición en media y baja tensión mediante la instalación de puntos de control interno, que permiten realizar balances energéticos cada vez más desagregados, identificar focos de pérdidas y priorizar intervenciones. EDEMET manifiesta que la empresa cuenta con más de 2,000 macro medidores y ejecuta un proyecto para instalar más de 12,000 adicionales, con una inversión superior a los 11 millones de balboas.

La segunda línea corresponde a la implantación de sistemas de medición inteligente (AMI), que representan un cambio estructural en la gestión de pérdidas no técnicas. Estos sistemas permiten lectura remota, detección de manipulación, balance energético por transformador, gestión de alarmas y ejecución de cortes y reconexiones sin intervención física directa. EDEMET indica que a 2024 se han instalado más de 5,000 medidores inteligentes en sectores gestionables de Panamá Oeste, con una proyección superior a 30,000 equipos al cierre del período tarifario 2022–2026.

En tercer lugar, el plan contempla campañas masivas y focalizadas de revisión de suministros para la detección de irregularidades, apoyadas en análisis de consumo, balances energéticos, algoritmos de predicción de fraude y reportes de campo. EDEMET manifiesta que entre 2022 y 2024 ejecutaron más de 426,000 inspecciones, constituyendo el principal esfuerzo operativo de la empresa en materia de control de pérdidas, con una inversión acumulada cercana a los 18 millones de balboas.

La cuarta línea de acción se orienta al blindaje físico de la red eléctrica en zonas de asentamientos informales, mediante soluciones constructivas que dificultan el acceso ilegal a las redes. Estos proyectos, ejecutados en múltiples sectores de Panamá Oeste, han requerido inversiones superiores a los 2 millones de balboas, aunque su efectividad se ve limitada por la persistencia de las reconexiones.

Finalmente, el plan incorpora una dimensión de gestión institucional y social, basada en la coordinación con la ASEP, el MIVIOT, autoridades municipales y fuerzas de seguridad, con el objetivo de integrar las acciones eléctricas en procesos más amplios de normalización urbana y social. No obstante, indican que, sin un liderazgo claro del Estado y sin decisiones estructurales sobre la legalización de asentamientos y la seguridad ciudadana, los resultados técnicos seguirán siendo marginales frente a la magnitud del problema.

4. ANÁLISIS DE LAS SOLICITUDES DE LAS EMPRESAS

La metodología establecida para la determinación de las pérdidas se basa en la consideración de las empresas comparadoras, determinando ecuaciones de eficiencia para las pérdidas las cuales determinan niveles de pérdidas eficientes. Esta metodología también se aplica para la determinación de inversiones y costos operativos utilizando la información de las mismas empresas, por lo que los niveles reconocidos de inversiones y costos eficientes son consistentes con las pérdidas eficientes establecidas a través de las empresas comparadoras.

Sin embargo, debido a las condiciones especiales que se presentan en las zonas rojas, definidas estas como zonas en las que por las condiciones socio económicas y de inseguridad no se pueden gestionar las pérdidas, la ASEP reconoció un nivel adicional de pérdidas de 1.485% para ENSA y 1.52% para EDEMET.

Sin embargo, de acuerdo con lo informado las empresas mencionadas no han podido alcanzar estos niveles de pérdidas por lo que solicitan el reconocimiento de 2.97% en el caso de ENSA⁴ y 3.04% en el caso de EDEMET⁵.

En el caso de ENSA, la información presentada considera tres conceptos por los cuales solicita el reconocimiento adicional de pérdidas: zonas de alta pérdida que agrupa barrios con índices de pérdidas superiores al 20%, invasiones o asentamientos informales y zonas rojas, determinando pérdidas de 2.97% adicionales, las cuales representan un 0.55% de reducción respecto al período anterior.

En el caso de EDEMET solicita pérdidas adicionales considerando los asentamientos informales y zonas rojas, las cuales alcanzan a 3.04%, pero no comentan cuanto fue la reducción alcanzada durante el período tarifario anterior.

Es importante hacer notar que la definición inicial de las pérdidas adicionales reconocidas en períodos tarifarios anteriores incluía sólo las zonas rojas y no así los otros dos conceptos planteados por las empresas. Por lo que es muy importante definir el alcance de este reconocimiento adicional de pérdidas que es trasladado como costo adicional en las facturas de electricidad a los usuarios de las empresas distribuidoras.

⁴ Nota VPER-170-25

⁵ Nota DIR-70-26

Ambas empresas manifiestan que han realizado gastos tanto en inversión como en gastos operativos para alcanzar estos niveles pero que sus gestiones no son suficientes para alcanzar los niveles exigidos en el último cálculo del IMP debido a que se requieren cambios regulatorios y el apoyo de distintas instancias del Estado de Panamá.

En este sentido, es importante mencionar que las acciones que manifiestan haber seguido las empresas van en línea con lo que típicamente se realiza en un plan de reducción de pérdidas para el caso de zonas conflictivas con pérdidas altas, pero no necesariamente en zonas rojas. Las acciones que están implementando las empresas distribuidoras en Panamá son las siguientes:

- Ampliación sistemática de la macro medición en media y baja tensión mediante la instalación de puntos de control interno
- Implantación de sistemas de medición inteligente (AMI)
- Campañas masivas y focalizadas de revisión de suministros para la detección de irregularidades
- Blindaje físico y bloqueo de la red eléctrica en zonas de asentamientos informales, mediante soluciones constructivas que dificultan el acceso ilegal a las redes.
- Gestión institucional y social, basada en la coordinación con la ASEP, el MIVIOT, autoridades municipales y fuerzas de seguridad.
- Captación de usuarios ilegales dispersos, particularmente en zonas donde no resulta viable intervenir toda la red del transformador.

El abordaje de zonas rojas implica tomar acciones mucho más sofisticadas que las planteadas por las empresas, ya que más allá del reconocimiento de las pérdidas para fines tarifarios es fundamental abordar el tema de riesgos por la realización de conexiones clandestinas que no cumplen con ningún estándar constructivo que evite los riesgos de accidentes eléctricos tanto en la vía pública como en el interior de las viviendas. Por su complejidad el abordar las pérdidas en zonas rojas también requiere de la participación y compromiso de instituciones del Estado de Panamá.

Finalmente, es importante mencionar que las empresas solicitan el reconocimiento de pérdidas adicionales significativas en relación con las reconocidas a través de las ecuaciones de eficiencia. Sin embargo, solo presentan datos y cálculos que no se encuentran debidamente sustentados, sin mencionar su origen ni la forma en la que fueron determinados. Adicionalmente, la solicitud realizada no está respaldada por un plan de reducción de pérdidas que se implementará en período tarifario julio 2026 a junio 2030, que identifique claramente las causas de las pérdidas, que identifique y proponga la forma de abordar las pérdidas en cada caso determinado, explique en detalle las acciones que se requieren por parte de otras instituciones para que coadyuven con las acciones que realizan las empresas para reducir las pérdidas y explicando la forma en la que las empresas distribuidoras planean coordinar con esta institución, que fije metas anuales de reducción, que detalle las actividades de acuerdo al tipo de causa de las pérdidas y que identifique los recursos necesarios para alcanzar los objetivos de reducción de pérdidas. Adicionalmente se requiere la identificación clara de los polígonos que delimitan las zonas rojas, junto con el detalle del macromedidor (marca, modelo, ubicación, mediciones, etc.) y los usuarios regulares (Nis, ubicación, consumos, etc.) dentro de estas zonas utilizado para determinar el nivel de pérdidas

presentado junto con una detallada memoria de cálculo. Sin estos elementos consideramos que la solicitud presentada carece de argumentos necesarios para ser aceptada.

En línea con esto, se solicitó la siguiente información:

1. Identificación de zonas rojas, explicando detalladamente las características de estas zonas, cantidad de clientes regulares y consumos de energía de clientes, estimación de conexiones irregulares y de la energía hurtada. Toda la información debidamente respaldada con bases de datos comerciales, lecturas de macromedición, etc.
2. En el caso de EDEMET explicar si la información de zonas rojas incluye zonas que no están catalogadas como zonas rojas pero que si presentan pérdidas altas.
3. Identificar los asentamientos ilegales, mencionando si estos asentamientos se ubican en zonas rojas y detallar el crecimiento de estos asentamientos en los últimos cuatro años. Explicar la cantidad de clientes regulares y consumos de energía de clientes, estimación de conexiones irregulares y de la energía hurtada. Toda la información debidamente respaldada con bases de datos comerciales, lecturas de macromedición, etc.
4. Identificar las zonas con pérdidas altas, mencionando si estas zonas se ubican en zonas rojas. Explicar la cantidad de clientes regulares y consumos de energía de clientes, estimación de conexiones irregulares y de la energía hurtada. Toda la información debidamente respaldada con bases de datos comerciales, lecturas de macromedición, etc.
5. Detallar las acciones realizadas durante los últimos cuatro años para reducción de pérdidas por causa, detallando las inversiones y los gastos operativos realizados de forma anual y los resultados obtenidos (reducción de pérdidas). Presentar respaldos.
6. Presentar un plan reducción de pérdidas para el período tarifario julio 2026 a junio 2030, identificando las acciones que se realizarán por cada tipo de causa de las pérdidas, cuantificando las inversiones y gastos necesarios, así como estableciendo metas anuales de reducción de pérdidas que permitan alcanzar los niveles eficientes de pérdidas. El plan deberá presentar propuestas anuales.

Esta información estaba orientada a poder establecer si los asentamientos ilegales están creciendo a un ritmo mayor que el crecimiento de la demanda y si las pérdidas reconocidas estaban relacionadas únicamente a zonas rojas.

Respuesta de las Empresas

En respuesta a la solicitud EDEMET presentó lo siguiente:

Nota DIR- 70-26 Respuesta a solicitud de información de la ASEP, en la que manifiesta lo siguiente:

1. Zonas Rojas – Panamá Metro

Las zonas rojas en la Ciudad de Panamá se describen como sectores con:

- Alta presencia de violencia, pandillas y crimen organizado.
- Impedimento de acceso al personal técnico.

- Consumo fraudulento sistemático.
- Destrucción de medidores (40%–60%, llegando en algunos casos a más del 90%).
- Instalaciones eléctricas internas deterioradas y peligrosas.
- Los sectores mencionados afectados son: El Chorrillo, Curundú, Cabo Verde y Santa Ana.
- Más de 15,000 suministros.
- Aproximadamente 500 edificios.
- Energía anual perdida: 66.95 GWh.
- Porcentaje de pérdida: 77.46% de la energía ingresada en estas áreas.
- Las pérdidas son estructurales y persistentes, pese a múltiples intervenciones.

2. Zonas Rojas – Panamá Oeste

- 27 barrios en los distritos de Arraiján y La Chorrera con condiciones similares a las de Panamá Metro: Alta inseguridad, Incremento de defraudación, Morosidad, elevada y Restricción de acceso operativo.
- Alrededor de 18,000 suministros.
- Energía pérdida anual: 75.13 GWh.
- Porcentaje de pérdida: 53.51%.

3. La principal causa identificada son los asentamientos informales que presentan conexiones ilegales directas.

Caracterizadas por:

- Crecimiento acelerado.
- Ausencia de trazado vial, lotificación y títulos de propiedad.
- Sobrecarga de transformadores.
- Deterioro de calidad de suministro a clientes formales cercanos.
- Más de 9,236 viviendas ilegales identificadas (censo 2025).
- 162 macromediciones para balance energético.
- Energía pérdida anual (2024): 30.80 GWh.
- Porcentaje de pérdida: 76.31%.

Riesgo asociado

- Incendios.
- Electrocuaciones.
- Energización accidental de estructuras (ej. cercas de escuelas).
- Colapso de redes improvisadas.

El problema trasciende lo técnico y requiere intervención estatal integral.

4. Otras áreas urbanizadas

Abarca barriadas, comercios y sectores formales (gestionables), donde; formales:

- Existen pérdidas por manipulación de medidores.
- Se pueden aplicar inspecciones, normalizaciones y tecnología.
- No se incluyen en la solicitud de reconocimiento especial de pérdidas.

5. Acciones ejecutadas

Inversión total aproximada: 33 millones de USD.

Principales acciones:

Instalación de macromedidores

- Más de 2,000 instalados.
- Proyecto adicional de 12,000 puntos.
- Inversión superior a 11 millones.

Medición inteligente

- Más de 5.000 instalados.
- Meta 2026: 30,000 medidores.
- Inversión: 5.2 millones.
- Permiten:
 - Lectura remota.
 - Detección de manipulación (tampering).
 - Balance por transformador.
 - Corte y reconexión remota.

Inspecciones masivas

- 586,714 revisiones (2022–2025).
- En clientes residenciales, comerciales y alto consumo.
- Uso de algoritmos predictivos (modelo desarrollado con la Universidad Complutense de Madrid).
- Costo aproximado: 24 millones.

6. Plan de reducción de pérdidas 2026–2030

Proyección total de acciones: 751,048 intervenciones, incluyendo:

- 28 proyectos de blindaje de red.
- 1,000 operativos en zonas rojas y asentamientos.
- 10,000 nuevos macromedidores.
- 186,000 medidores inteligentes.
- 560,000 acciones de detección de fraude.
- 20 proyectos de reducción de pérdidas técnicas.

Este Plan no establece metas de reducción de pérdidas.

EDEMET menciona que el problema de las pérdidas no puede resolverse solo con inversión tecnológica. Se requiere:

1. La legalización de tierras para normalizar el servicio.
2. Coordinación con:
 - MIVIOT.
 - Policía Nacional.

- Municipios.
 - Otras instituciones estatales.
3. Las distribuidoras no tienen autoridad legal suficiente para resolver el problema por sí solas.

7. Solicitud

Se solicita a la ASEP:

- El **reconocimiento regulatorio de las pérdidas** asociadas a zonas rojas y asentamientos de 3.04%.
- Que se reflejen adecuadamente en el marco tarifario las condiciones reales de prestación del servicio en estas áreas.

Adicionalmente, presentó su **PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS CM-762-24 de 15 de agosto de 2024**.

Esta nota es del año 2024 y presenta las siguientes acciones que EDEMET plantea realizar:

- Construcción de red blindada, una vez las autoridades completen el trámite de legalización de las tierras, en asentamientos informales de Panamá Oeste. Importe estimado de B/.1,058,000 para este año 2024.
- Construcción de red blindada en asentamientos informales de Chiriquí y Bocas del Toro. Valor aproximado de B/.1,460,000 para el año 2024.
- Operativos de corte y normalización de edificios en las zonas rojas de Panamá Metro. Suspendida por instrucción de la ASEP.
- Operativos de corte de conexiones ilegales (telarañas) en Panamá Oeste. Suspendida por instrucción de la ASEP.
- Campañas de revisión de suministros para detección de irregularidades, que resultan del Modelo Predictivo desarrollado por la Universidad Complutense de Madrid, para EDEMET – EDECHI.
- Proyectos de construcción de redes para reducción de pérdidas técnicas.
- Proyecto de implantación de medida inteligente.
- Instalación de puntos de control interno o macromedidores en Baja y Media Tensión para balances energéticos.

Nota CM-940-25

EDEMET informa que tiene planificado retomar a partir del mes de octubre el plan de eliminación de conexiones eléctricas ilegales en los asentamientos informales de Panamá Oeste y las zonas rojas del área metropolitana.

Informe de Resultados Pérdidas Técnicas

Presenta la metodología y los resultados del cálculo de pérdidas técnicas.

En el caso de ENSA presentó lo siguiente:

- Informes semestrales de pérdidas

- Estudio de Pérdidas de Distribución en el que muestra que alcanza pérdidas del 14% por debajo del promedio de Latinoamérica que está alrededor del 17%. También se mencionan las acciones para reducción de pérdidas.

CONSULTA PÚBLICA

Adicionalmente, durante la consulta pública ambas empresas solicitaron el reconocimiento de las pérdidas solicitadas, argumentando lo siguiente.

EDEMET

EDEMET manifiesta que las pérdidas en las zonas rojas y asentamientos informales en la zona de concesión de EDEMET, específicamente en Panamá Metro y Panamá Oeste, representan una energía perdida de 172,87 GWh que equivalen al 3,04% de las pérdidas de EDEMET.

Adicionalmente, manifiesta que EDEMET aportó información completa, precisa y verificable adjunto a la NOTA No. DIR- 70-26 del 22 de enero de 2026 en respuesta a la nota DSAN-0002-2026, en cuyos anexos incluyó los balances energéticos mensuales de cada Zona Roja de Panamá Metro y Panamá Oeste, detallando la energía de entrada, energía de salida y el porcentaje de pérdida. Además, se proporcionaron las coordenadas geográficas exactas de los polígonos donde se ubican estas zonas, junto con las listas completas de los suministros asociados.

Con relación a las ratios de criminalidad y pobreza EDEMET indicamos que los mismos son indicadores sociológicos diseñados para medir condiciones sociales, no fenómenos eléctricos. No pueden sustituir mediciones energéticas reales hechas con macromedidores. Usarlos como parámetro implicaría ignorar temas técnicos como la carga instalada en dichos sectores, el número de conexiones ilegales, el impacto de los asentamientos y la imposibilidad de acceso. Además, la pobreza no genera automáticamente fraude eléctrico, es la falta de presencia institucional, ausencia de títulos de propiedad y barreras operativas lo que explican la magnitud del problema. Por ello, cualquier metodología basada en estas ratios carece de rigor técnico y sería improcedente a nivel regulatorio.

Posteriormente realiza una exposición de las acciones que lleva adelante para la reducción de pérdidas.

Terminando con la siguiente solicitud. Dada la imposibilidad técnica, operativa y social de lograr una reducción inmediata del 50% en las pérdidas asociadas a las Zonas Rojas y Asentamientos Informales, debido a la alta complejidad de gestionar estos sectores y a que su normalización depende exclusivamente del actuar oportuno y decidido de las autoridades, las cuales, hasta la fecha, han mostrado una intervención insuficiente e incluso han frenado los esfuerzos de EDEMET ante cualquier levantamiento o presión comunitaria, la empresa solicita que para el primer año del IMP 2026–2030 se reconozca el 100% de las pérdidas atribuibles a estos sectores, equivalente al

3,04%, ya que como se ha indicado anteriormente, desde el 2024 el propio Regulador ha suspendido los operativos de corte en las Zonas Rojas y Asentamientos Informales, lo cual ha acrecentado el problema.

Este reconocimiento inicial es imprescindible, considerando que la distribuidora no tiene capacidad legal ni operativa para resolver por sí sola una situación que es estructuralmente social, territorial y administrativa, y que ha persistido por décadas sin acciones definitivas de parte de las instituciones competentes.

Para los años posteriores del periodo regulatorio, EDEMET propone una senda de reducción gradual, con una disminución anual de 0,51%, alcanzando un nivel de 1,52% en el cuarto año.

Esta trayectoria no solo es técnicamente viable, sino también coherente con la realidad del territorio y con los tiempos propios de los procesos de intervención interinstitucional, legalización y control.

La siguiente tabla resume los porcentajes propuestos:

Pérdidas	Jul26/Jun27	Jul27/Jun28	Jul28/Jun29	Jul29/Jun30
Pérdidas NT Zonas Rojas y Asentamientos	3,04	2,53	2,02	1,52

ENSA

ENSA manifiesta que ha presentado información técnica detallada sobre pérdidas, conexiones irregulares y balances energéticos.

Los datos fueron sustentados mediante informes previos y complementarios con bases de datos, macro medición y metodologías de estimación.

Se identifican tres elementos clave: alta concentración de pérdidas, metodología robusta de estimación y acciones sostenidas de mitigación.

Las pérdidas no técnicas se concentran principalmente en zonas rojas, asentamientos ilegales y zonas de alta pérdida.

Las zonas rojas presentan problemas de inseguridad, vandalismo y dificultades operativas, requiriendo apoyo de fuerza pública.

Estas zonas representan aproximadamente 34% de los clientes, 25% de la energía distribuida y 31% de las pérdidas no técnicas.

La estimación en estas áreas se basa en balances energéticos entre energía ingresada y energía facturada.

Los asentamientos ilegales carecen de clientes formales y presentan pérdidas del 100% de la energía suministrada.

Su cuantificación se realiza mediante extrapolaciones técnicas apoyadas en macro medición y herramientas como Open Buildings.

Además, se evidencia un crecimiento sostenido de estos asentamientos en los últimos años.

Las zonas de alta pérdida, aunque menos peligrosas, presentan altos niveles de fraude y cultura de informalidad.

Estas concentran cerca del 18% de las pérdidas totales con niveles de pérdida cercanos al 30%.

ENSA ha ejecutado acciones como blindaje de red, regularización de clientes e inspecciones masivas.

Entre 2022 y 2025 se invirtieron recursos significativos, logrando recuperar energía y contener el índice de pérdidas.

A pesar de ello, factores estructurales como informalidad, inseguridad y limitaciones legales restringen la efectividad.

El plan 2026–2030 incluye inversiones en AMI, macromedición, inspecciones y estrategias diferenciadas por tipo de zona.

Se contempla una inversión total de aproximadamente \$23.8 millones para reducir pérdidas y mejorar el control operativo.

ENSA argumenta que el benchmark de eficiencia no refleja las condiciones reales de su área de concesión.

Se concluye que el componente extraordinario de pérdidas debe ser reconsiderado para ajustarse a la evidencia técnica y territorial presentada.

5. CONCLUSIONES

EDEMET

En relación con las pérdidas de zonas rojas es importante considerar que la ASEP ha reconocido el 50% de las pérdidas reales informadas y solicitadas por la empresa para el período 2026 a 2030, reconociendo un valor de 1.52%, cifra que representa un incremento del 9% sobre la reconocida en el período tarifario anterior 2022 – 2026 en el que las pérdidas reconocidas a EDEMET alcanzaron a 1.39%.

Se debe considerar que las pérdidas reconocidas reflejan niveles de eficiencia que debe alcanzar la empresa para obtener los recursos necesarios para cubrir el costo de las pérdidas. Sin embargo, a lo largo de los cálculos tarifarios realizados la empresa de forma recurrente realiza solicitudes de incremento en el reconocimiento de las pérdidas de zonas rojas.

Esto muestra que las acciones que está implementando la empresa o no son suficientes o no están teniendo la efectividad esperada, este aspecto no es posible evaluar ya que a la solicitud de un plan de reducción de pérdidas EDEMET respondió con la nota CM-762-24 titulada en el archivo como 256_ CM-762-24 Plan para control de pérdidas, en la cual se describen las acciones que realiza EDEMET para el control de pérdidas.

Esta nota describe una serie de acciones que generalmente se desarrollan para controlar y/o reducir las pérdidas. Sin embargo, estas acciones no necesariamente están enfocadas en la problemática de zonas rojas, en las cuales por las condiciones socioeconómicas de la población que habita estas zonas es necesario un enfoque integral que abarque otros ámbitos como por ejemplo temas tarifarios, temas de subsidios y otros que permitan crear una cultura de pago y formalización de este tipo de clientes.

Claramente la descripción de acciones que presenta EDEMET no contiene todo lo que un Plan de control y reducción de pérdidas debe contener ya que no define objetivos específicos, no realiza un diagnóstico desagregado que permita identificar la problemática específica de cada zona, no identifica problemas específicos de cada zona, no fija metas y trayectorias a seguir para conseguir el objetivo final de reducción de pérdidas, no establece los mecanismos de evaluación del plan ni la definición de opciones de acciones en caso de que algo no esté funcionando y otros.

Obviamente, el abordaje de la problemática de las zonas rojas no es un tema que pueda ser solucionado solo por la empresa, es un tema que debe ser trabajado en conjunto con autoridades e instituciones del Estado, pero la empresa como directa interesada debe ser la que gestione e impulse los cambios que a nivel de gobierno deben tomarse para resolver este problema complicado. Por lo que estas gestiones deben también formar parte del plan.

Mientras no se realicen este tipo de gestiones por parte de la empresa será muy difícil que se puedan alcanzar los objetivos de pérdidas planteados y se continuará en la dinámica recurrente de tener que reconocer pérdidas para zonas rojas crecientes.

EDEMET plantea un reconocimiento decreciente de las pérdidas a lo largo del período tarifario que parte del valor que determinaron como pérdidas reales en zonas rojas y alcance el 50% de este valor al final del período tarifario. Sin embargo, no propone como alcanzar estos valores ya que como se mencionó anteriormente si no cuenta con un plan elaborado para alcanzar estas metas las acciones que está realizando resultaran en resultados similares a los que actualmente se observan.

Por lo expuesto se considera que mantiene el porcentaje aprobado para pérdidas en zonas rojas de 1.52%.

ENSA

En relación con las pérdidas de zonas rojas es importante considerar que la ASEP ha reconocido el 50% de las pérdidas reales informadas y solicitadas por la empresa para el período 2026 a 2030.

Esto en consideración a que la información presentada por ENSA muestra la inclusión de pérdidas en zonas de pérdidas altas y no son precisamente pérdidas en zonas rojas, que como ellos manifiestan alcanzan al 18% del total de las pérdidas.

Estas pérdidas son gestionables y por lo tanto no deben considerarse dentro de las pérdidas de zonas rojas.

En este sentido se mantienen el porcentaje reconocido del 50% del total de las pérdidas solicitadas que alcanza a 1.845%.

CONCLUSIÓN

La ASEP ha decidido reconocer como pérdidas de zonas rojas y asentamientos ilegales el 50% de los porcentajes solicitados por ambas empresas.

ANEXO V PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

A continuación se presentan los proyectos de Electrificación Rural considerados en el cálculo del IMP.

TABLA 103 PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL – ENSA [EN BALBOAS]

Concepto	2026 2do Sem	2027 1er Sem	2027 2do Sem	2028 1er Sem	2028 2do Sem	2029 1er Sem	2029 2do Sem	2030 1er Sem	TOTAL
Proyecto sistema aislado de tecnología fotovoltaica en la comunidad de Chimán			2,000,000						2,000,000
Extensión de línea eléctrica en la comunidad de San José de Tortí			300,000						300,000
Barriada Villa de Las Rosas y Doña Eve			127,589						127,589
Agua Buena, El Llano, Chepo				263,337					263,337
Río Román, Santa Fé					226,242				226,242
Paraguaito, Las Margaritas, Chepo						140,435			140,435
Coredo, Santa Fé							348,803		348,803
Barriadas frente a la Subasta y antes de la Universidad, Torti, Chepo							72,548		72,548
Altos del Cristo, Zapallal								50,057	50,057
TOTAL	0	0	2,427,589	263,337	226,242	140,435	421,351	50,057	3,529,010

TABLA 104 PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL – EDEMET [EN BALBOAS]

Concepto	2026 2do Sem	2027 1er Sem	2027 2do Sem	2028 1er Sem	2028 2do Sem	2029 1er Sem	2029 2do Sem	2030 1er Sem	TOTAL
Río Indio, Nacimiento, Jordanal, Ciri Grande, Capira		617,294							617,294
Turuega, Chiguirí, Penonomé		390,510							390,510
Nuevo San José, San Juan del Turbe, La Pintada		9,095							9,095
El Juan, El Higo, La Mesa		164,979							164,979
Los Hatillos Arriba, San Francisco			191,281						191,281
Coquillo, El Vallé, Antón			94,952						94,952
Loma El Guavo, El Prado, Las Palmas			100,725						100,725
Rascador, Entradero del Castillo, Ocú			164,519						164,519
Loma Chata, El Picacho, Olá				130,173					130,173

Concepto	2026 2do Sem	2027 1er Sem	2027 2do Sem	2028 1er Sem	2028 2do Sem	2029 1er Sem	2029 2do Sem	2030 1er Sem	TOTAL
El Chorro, Llano grande, La Pintada				49,197					49,197
Zapotal, Entradero del Castillo, Ocu				113,190					113,190
Bernardino Abajo El Arado, La Chorrera				55,391					55,391
La Chapa, San Juan de Dios, Antón					58,862				58,862
Sector Altos de los Gringos, Menchaca, Ocu					55,779				55,779
China Abajo, La Laguna, San Carlos					72,831				72,831
Guabito, La Laguna, San Carlos					65,856				65,856
Los Toretos, El Macano						90,138			90,138
Cerro Pelado, Pesé						17,169			17,169
Boca de Quema, Altos de Guerra						38,395			38,395
Colón, Los Santos						41,300			41,300
Bajo Montilla, Bajos de Guerra							65,452		65,452
Plan Bonito, La tronosa, Tonosí							19,945		19,945
LaPintada, El Corteza							26,883		26,883
TOTAL	0	1,181,878	551,477	347,952	253,328	187,002	112,279	0	2,633,915

TABLA 105 PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL – EDECHI [EN BALBOAS]

Concepto	2026 2do Sem	2027 1er Sem	2027 2do Sem	2028 1er Sem	2028 2do Sem	2029 1er Sem	2029 2do Sem	2030 1er Sem	TOTAL
Olá, Lajero, Nole Duima		161,467.28							161,467
Hato Corotú; Mironó			415,737.80						415,738
Guaramito, Barranquilla, Rambala				132,326.90					132,327
Los Guasimos, Tinajas, Dolega					69,370.24				69,370
Cañas Verdes, Palmira, Boquete						677,015.75			677,016
Guacá Centro, Guacá, David							25,047.63		25,048
TOTAL	0	161,467	415,738	132,327	69,370	677,016	25,048	0	1,480,966