



AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

**“PROPUESTA PARA CONSIDERAR EL 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

Documento de Consulta Pública

Realizado con la Asesoría de Estudios Energéticos Consultores

Febrero 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	26
I.3. PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN.....	33
I.4. COSTOS EFICIENTES.....	33
I.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS	34
I.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	36
CAPÍTULO II INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE ENSA.....	37
II. 1. INFORMACIÓN DE BASE DE ENSA	37
II. 2. BASE DE CAPITAL	40
II. 3. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN.....	45
II. 4. COSTOS EFICIENTES.....	46
COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN ...	46
II. 5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS	47
II. 6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	50
CAPÍTULO III INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE EDECHI.....	50
III.1. INFORMACIÓN DE BASE DE EDECHI.....	50
III.2. BASE DE CAPITAL	53
III.3. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN.....	58
III.4. COSTOS EFICIENTES.....	59
III.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS	60
III.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	61
ANEXO I INGRESO MÁXIMO PERMITIDO – EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	63
ANEXO II MODELOS DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	73
1. Metodología	74
1.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO UTILIZADO PARA EL ANÁLISIS DE CONSISTENCIA.....	75

1.2.	INFORMACIÓN HISTÓRICA UTILIZADA	76
2.	Análisis comparativo de las proyecciones.....	79
2.1.	CLIENTES	79
2.2.	ENERGÍA FACTURADA	80
3.	Pérdidas y Factor de Carga utilizados en la proyección	81
3.1.	PÉRDIDAS DE ENERGÍA	81
3.2.	INFORMACIÓN PROYECTADA DE FACTOR DE CARGA	82
4.	Proyección de la Energía Inyectada	82
5.	Proyección Demanda Máxima	83

II.2 RESULTADOS MODELOS ECONOMETRICOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA 84

ANEXO III CRITERIOS DE EFICIENCIA CONSIDERADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL 89

ANEXO IV ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN 91

1.	Introducción	92
2.	ENSA.....	93
3.	EDEMET	95
4.	Análisis de las solicitudes de las empresas.....	97
5.	Conclusiones	103

ANEXO V PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL 104

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.....	13
Tabla 9 Descuento por inversiones no ejecutadas	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.....	24
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 AT y MT- EDEMET [Miles de Balboas]	29
Tabla 27 Inversiones adicionales – EDEMET [Miles de Balboas]	30
Tabla 28 Inversiones adicionales en Electrificación Rural - EDEMET [Miles de Balboas]	30
Tabla 29 Inversiones en Alumbrado Público.....	31
Tabla 30 Inversiones No Contempladas En Las Ecuaciones de Eficiencia – EDEMET [Miles de Balboas].....	31
Tabla 31 Inversiones Totales –EDEMET [Miles de Balboas].....	31
Tabla 32 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – EDEMET [Balboas]	32
Tabla 33 Base de capital Jul-2026 a Jun-2030 – EDEMET [balboas].....	32
Tabla 34 Pérdidas eficientes en Distribución - EDEMET	33
Tabla 35 Costos de explotación eficientes - EDEMET [Balboas].....	33
Tabla 36 Costos de Mantenimiento por luminaria - EDEMET	34
Tabla 37 Costos de Mantenimiento de Alumbrado Público - EDEMET.....	34
Tabla 38 Estimación del descuento por inversiones no ejecutadas – EDEMET [Balboas].....	36
Tabla 39 Ingreso Máximo Permitido - EDEMET [Miles de Balboas]	37
Tabla 40 Energía facturada - ENSA	38
Tabla 41 Número de clientes - ENSA	38
Tabla 42 Energía inyectada - ENSA.....	38
Tabla 43 Demanda Máxima - ENSA.....	39
Tabla 44 PRECIO MONÓMICO - ENSA	39
Tabla 45 -Base de Capital (B/.)	40
Tabla 46 Tasa de depreciación DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS – ENSA (Balboas).....	40
Tabla 47 Base de Capital inicial a Dic-2021 – ENSA.....	41
Tabla 48 Base de Capital 2022 –2025– ENSA.....	42
Tabla 49 Activos eficientes - ENSA [Balboas]	42
Tabla 50 Inversiones eficientes - ENSA [Balboas]	43
Tabla 51 Inversiones adicionales en AT- ENSA [Miles de Balboas].....	43
Tabla 52 Inversiones adicionales – ENSA [Miles de Balboas]	43

Tabla 53 Inversiones adicionales en Electrificación Rural - ENSA [Miles de Balboas]	43
Tabla 54 Cantidad de Luminarias - ENSA	44
Tabla 55 Inversiones en Alumbrado Público - ENSA [Miles de Balboas]	44
Tabla 56 Inversiones No Contempladas En La Comparadoras - ENSA [Miles de Balboas].....	44
Tabla 57 Inversiones Totales - ENSA [Miles de Balboas]	44
Tabla 58 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – ENSA [Balboas]	45
Tabla 59 Base de capital Jul-2026 a Jun-2030 – ENSA (Miles de balboas).....	45
Tabla 60 Pérdidas eficientes – ENSA	46
Tabla 61 Costos de explotación eficientes – ENSA [Balboas].....	46
Tabla 62 Costos de Mantenimiento por luminaria - ENSA.....	47
Tabla 63 Costos de Mantenimiento de Alumbrado Público - ENSA.....	47
Tabla 64 Estimación del descuento por inversiones no ejecutadas – ENSA [Balboas].....	49
Tabla 65 Ingreso Máximo Permitido - ENSA [Miles de Balboas]	50
Tabla 66 Energía facturada – EDECHI	51
Tabla 67 Número de CLIENTES – EDECHI.....	51
Tabla 68 Energía inyectada – EDECHI.....	51
Tabla 69 Demanda Máxima - EDECHI	52
Tabla 70 PRECIO MONÓMICO - EDECHI	52
Tabla 71 DEPRECIACIONES DE INVERSIONES EFECTIVAMENTE REALIZADAS - EDECHI [BALBOAS]	53
Tabla 72 Tasa de depreciación de las inversiones estimadas - EDECHI [BALBOAS].....	53
Tabla 73 Base de Capital inicial a Diciembre 2017 – EDECHI	54
Tabla 74 Base de Capital 2022 – Junio 2025– EDECHI.....	55
Tabla 75 Activos eficientes– EDECHI [Balboas]	56
Tabla 76 Inversiones eficientes – EDECHI [Balboas]	56
Tabla 77 Inversiones adicionales en AT y MT- EDECHI [Miles de Balboas].....	56
Tabla 78 Inversiones adicionales en Electrificación Rural - EDECHI [Miles de Balboas].....	57
Tabla 79 Inversiones en Alumbrado Público - EDECHI [Miles de Balboas].....	57
Tabla 80 Inversiones No Contempladas En Las Ecuaciones de Eficiencia- edechi [Miles de Balboas]	57
Tabla 81 Inversiones Totales –EDECHI [Miles de Balboas]	57
Tabla 82 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – EDECHI [BALBOAS]	58
Tabla 83 Base de capital Jul-2026 a Jun-2030 – EDECHI (balboas).....	58
Tabla 84 Pérdidas eficientes - EDECHI	59
Tabla 85 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES – EDECHI [Balboas].....	59
Tabla 86 Costos de Mantenimiento por luminaria - EDECHI.....	59
Tabla 87 Costos de Mantenimiento de Alumbrado Público - EDECHI	59
Tabla 88 Estimación del descuento por inversiones no ejecutadas - EDECHI [Balboas].....	61
Tabla 89 Ingreso Máximo Permitido - EDECHI [Miles de Balboas].....	62
Tabla 90 Datos históricos de energía facturada	77
Tabla 91 Datos históricos de número de clientes	77
Tabla 92 Datos históricos y proyectados de PIB y población	78
Tabla 93 Análisis comparativo clientes.....	79
Tabla 94 Proyección de Clientes	80
Tabla 95 Análisis comparativo de resultados de energía facturada	80
Tabla 96 Proyección Energía Facturada Total	81
Tabla 97 Proyección Energía Facturada para Alumbrado Público	81
Tabla 98 Pérdidas de energía eficientes	81
Tabla 99 Pérdidas Reconocidas Totales	82
Tabla 100 Datos proyectados de factor de carga.....	82
Tabla 101 Proyección Energía Inyectada al Sistema.....	82
Tabla 102 Proyección Demanda Máxima	83
Tabla 103 Proyectos de Electrificación Rural	104

Índice de Gráficos

Gráfico 1 Comparación de Costos Operativos reales Vs reconocidos EDEMET	19
Gráfico 2 Comparación de Costos Operativos reales Vs reconocidos ENSA	20
Gráfico 3 Comparación de Costos Operativos reales Vs reconocidos EDECHI.....	21
Gráfico 4 Inversiones reconocidas Vs ejecutadas - EDEMET (Balboas)	35
Gráfico 5 Inversiones reconocidas Vs ejecutadas ENSA (Balboas).....	48
Gráfico 6 Inversiones reconocidas Vs ejecutadas - EDECHI (Balboas).....	60

Índice de Cuadros

Cuadro No. 1 Ingreso Máximo Permitido (IMP) - EDEMET	64
Cuadro No. 2 Ingreso Máximo Permitido por distribución – EDEMET = IMPD.....	65
Cuadro No. 3 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – EDEMET = IPCO.....	65
Cuadro No. 4 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – EDEMET = ALUMPU	65
Cuadro No. 5 Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos - EDEMET.....	66
Cuadro No. 6 Ingreso Máximo Permitido (IMP) - ENSA.....	67
Cuadro No. 7 Ingreso Máximo Permitido por Distribución – ENSA = IMPD.....	68
Cuadro No. 8 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – ENSA = IPCO	68
Cuadro No. 9 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público = ALUMPU.....	68
Cuadro No. 10 Parámetros y valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos - ENSA.....	69
Cuadro No. 11 Ingreso Máximo Permitido (IMP) - EDECHI.....	70
Cuadro No. 12 Ingreso Máximo Permitido por distribución – EDECHI = IMPD	71
Cuadro No. 13 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – EDECHI = IPCO.....	71
Cuadro No. 14 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – EDECHI = ALUMPU	71
Cuadro No. 15 Parámetros y valores utilizados en el cálculo de los ingresos permitidos - EDECHI.....	72

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 topes 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, topes 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 periodo 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 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:

$$\ln(AD_i) = 16.938381 + 0.862667 * \ln(D_i) - 0.581895 * \ln(EV_i/C_i)$$

$$AD_i = 22711467.946147 * D_i^{0.862667} * (EV_i/C_i)^{-0.581895}$$

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:

$$\ln(OM_i) = 6.638115 + 0.893847 * \ln(D_i) - 0.826253 * \ln(D_i/C_i)$$

$$OM_i = 763.653908 * DM_i^{0.893847} * (D_i/C_i)^{-0.826253}$$

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 EE.UU. 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	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
EDEMET	7.53%	7.52%	7.52%	7.51%
EDECHI	7.75%	7.74%	7.74%	7.73%
ENSA	7.53%	7.53%	7.52%	7.52%

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	1.001941
AC	25.44%	1.003443636	1	1.000876
OMD	45.20%	1.003443636	1	1.001556
COM	37.57%	1.003443636	1	1.001294
ADM	68.46%	1.003443636	1	1.002357

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 2026/27 se calcula $(1 + Fd_1) / 2$;
- Para el siguiente año tarifario (2027/28) 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	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Sistema de distribución	61.38%	81.69%	71.47%	71.51%
Alumbrado Público	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Comercialización	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5 COEFICIENTE DE AJUSTES POR EFICIENCIA ENSA

ENSA	2022	2023	2024	2025
Propiedades y planta	90.00%	90.00%	90.00%	86.36%
Sistema de distribución	87.45%	86.79%	86.90%	68.58%
Alumbrado Público	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Comercialización	89.91%	90.00%	90.00%	90.00%

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 6 COEFICIENTE DE AJUSTES POR EFICIENCIA EDECHI

EDECHI	2022	2023	2024	2025
Propiedades y planta	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Sistema de distribución	57.74%	82.19%	73.90%	71.27%
Alumbrado Público	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Comercialización	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%

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	0.9768
ENSA	0.9470
EDECHI	0.9650

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

BASE DE CAPITAL AJUSTADA [En Miles de B/.]	EDEMET	ENSA	EDECHI
Activos de Distribución Brutos	1,375,764	876,146	301,869
Activos de Distribución Netos	731,204	409,249	158,958
Activos de Comercialización Brutos	134,091	175,441	24,348
Activos de Comercialización Netos	63,732	93,889	11,341
Activos de Alumbrado Público Brutos	52,584	64,882	13,953
Activos de Alumbrado Público Netos	24,184	35,946	5,298
Total Activos Brutos	1,562,439	1,116,469	340,170
Total Activos Netos	819,120	539,083	175,598

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, inversiones por cumplimiento de normas de calidad 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

EMPRESA	DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS [En Miles de B/.]
EDEMET	39,617
EDECHI	12,112
ENSA	1,789

Fuente: Elaboración Propia

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/.	728,468.17	478,261.62	200,210.04
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	212,934.77	207,052.20	58,469.96
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	20,301.55	24,384.39	4,036.22
Sub-Total	Miles de B/.	961,704.49	709,698.22	262,716.22
Pérdidas Estándar en Distribución	Miles de B/.	196,453.04	209,246.37	36,175.99
TOTAL	Miles de B/.	1,158,157.53	918,944.59	298,892.21
ENERGIA FACTURADA SIN A.P.	MWh	17,024,579.70	16,607,641.67	4,066,010.02
Costo medio total sobre energía Fac. sin AP	B/./MWh	68.03	55.33	73.51

Fuente: Elaboración Propia

En el Anexo I Ingreso Máximo Permitido – 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	68.03	55.33	73.51
Costo medio sin Pérdidas sobre energía Fac. sin AP	B/./MWh	56.49	42.73	64.61
Variación	%	-6.45%	10.53%	-14.67%
Variación	%	-9.32%	8.56%	-18.18%

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 Etapla 1 se considera inversiones, y sobre la misma se aplicarán los siguientes criterios de eficiencia que conforman la Etapla 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 Etapla 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 de alta tensión, soterramiento, medidores prepago 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 Patrimonial 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 presando 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.

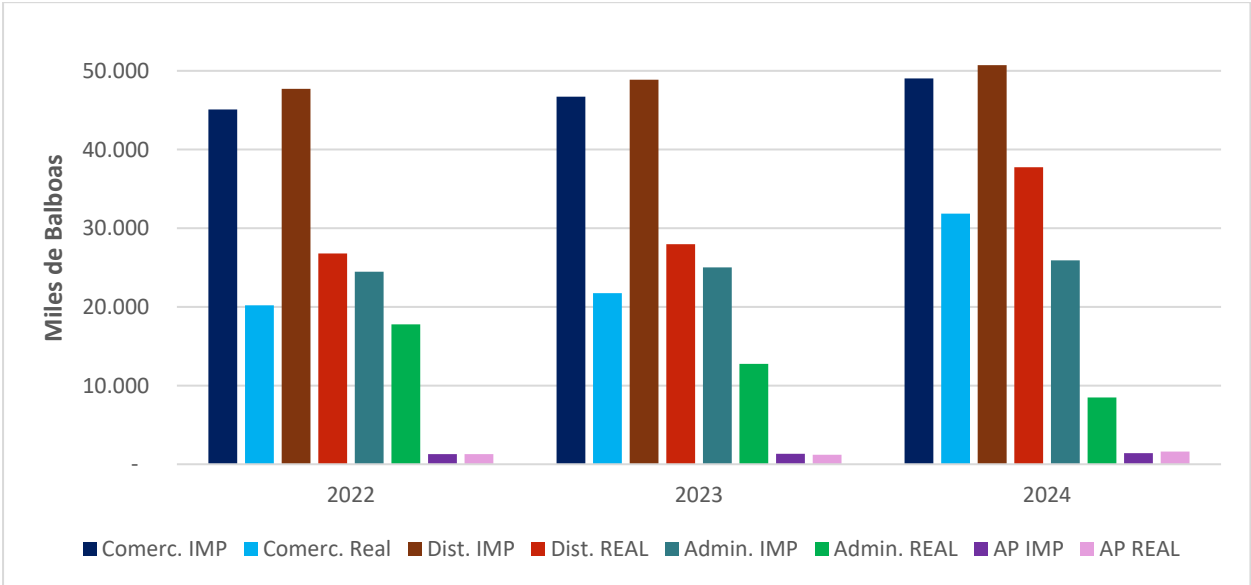
Por este motivo se aplicó un ajuste sobre los valores regulatorios, de forma tal que la información quedase representada en años calendario. El año base fue asignado al 2022 y para definir los valores regulatorios de los años siguientes (año calendario), se aplicó un promedio. Este criterio parece razonable 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



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%.

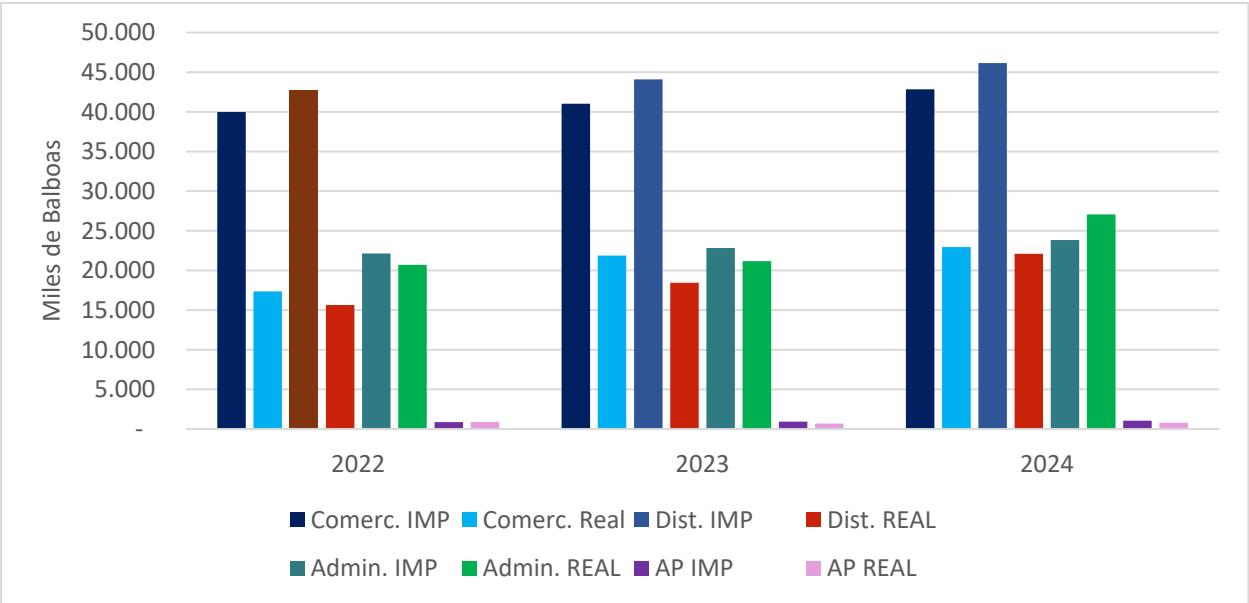
De manera similar a los costos de comercialización y distribución, los costos de administración reales también resultaron ser menores a los establecidos por el estudio tarifario con un 48% de variación.

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



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.

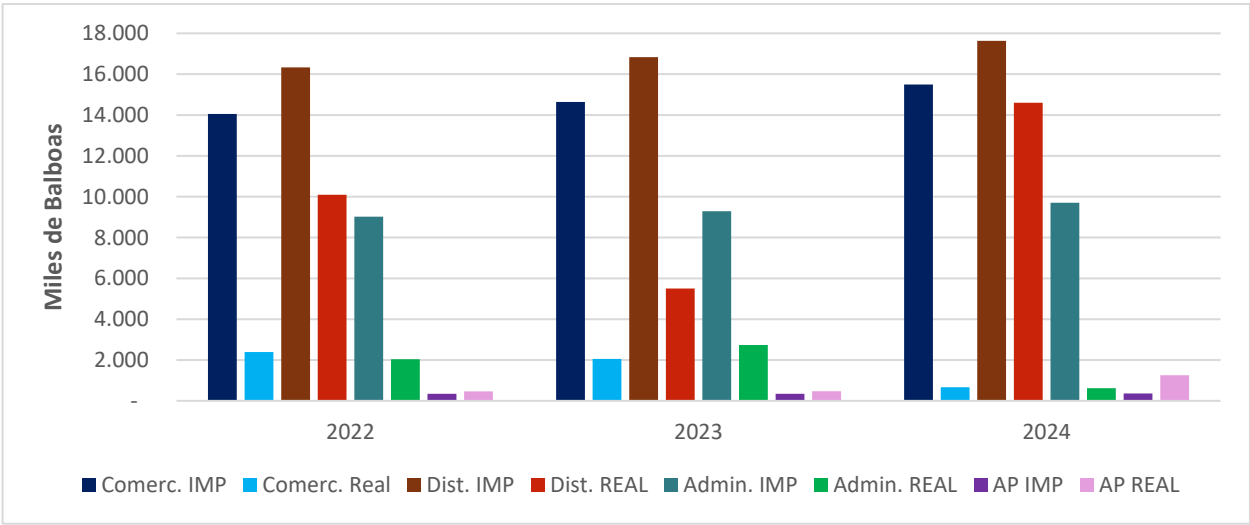
En lo que respecta a los costos reales de administración, estos se encontraron muy cercanos a los establecidos regulatoriamente con una diferencia de apenas el 0.5%.

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



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

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

Concepción	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:

- Se consideraron las proyecciones de ventas facturadas de energía eléctrica provistas por las empresas distribuidoras para el período 2026-2030. La consistencia de estas fueron evaluadas 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 consideraron las proyecciones de cantidad de clientes de energía eléctrica provistas por las empresas distribuidoras para el período 2026-2030. La consistencia de estas fueron evaluadas 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.
- 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 2025 - 2045”, elaboradas por la Dirección del 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 resultantes del modelo econométrico para el período 2026-2030, así como las proyecciones de número de clientes.

La energía inyectada a la red se estimó considerando las pérdidas eficientes proyectadas presentadas en la Tabla 34 Pérdidas eficientes - EDEMET.

Sobre la base de los resultados de energía inyectada a la red y de los factores de carga del Plan Indicativo de Demandas 2025 - 2045, 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	4,863,310	117,771	4,981,081
Jul 2026 – Jun 2027	4,992,935	118,216	5,111,151
Jul 2027 – Jun 2028	5,126,300	118,662	5,244,962
Jul 2028 – Jun 2029	5,263,308	119,110	5,382,417
Jul 2029 – Jun 2030	5,403,996	119,559	5,523,556

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 16 NÚMERO DE CLIENTES - EDEMET

Años	Usuarios
Jul 2025 – Jun 2026	666,360
Jul 2026 – Jun 2027	689,529
Jul 2027 – Jun 2028	713,497
Jul 2028 – Jun 2029	738,290
Jul 2029 – Jun 2030	763,937

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 17 ENERGÍA INYECTADA - EDEMET

Años	Energía Inyectada
Jul 2025 – Jun 2026	5,475,784
Jul 2026 – Jun 2027	5,618,532

Jul 2027 – Jun 2028	5,765,379
Jul 2028 – Jun 2029	5,916,219
Jul 2029 – Jun 2030	6,071,094

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	980
Jul 2026 – Jun 2027	1,016
Jul 2027 – Jun 2028	1,043
Jul 2028 – Jun 2029	1,070
Jul 2029 – Jun 2030	1,098

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 2025 - 2045, 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 117.20 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	B/.	293,318,467.85
Energía total	MWh	2,502,692.82
Monómico	B./MWh	117.20

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]

Base de Capital	jun-26	jun-27	jun-28	jun-29	jun-30
Depreciación D	40,045,588	39,146,379	37,726,987	36,978,066	35,403,851
Depreciación AP	2,028,005	1,973,837	1,914,014	1,885,290	1,857,342
Depreciación C	4,585,622	4,414,850	4,281,550	4,156,583	3,961,679
Total Depreciación	46,659,215	45,535,066	43,922,551	43,019,939	41,222,873

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	jun-26
BCD	1,408,466,195
BCAP	53,833,709
BCC	137,278,754
Total BC	1,599,578,658
Depreciación D	40,045,588
Depreciación AP	2,028,005
Depreciación C	4,585,622
Total Depreciación	46,659,215
% Depreciación s/BC D	3.83%
% Depreciación s/BC AP	4.55%
% Depreciación s/BC C	4.89%
% Total Depreciación	3.95%

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.

Las planillas para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” toman 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 por que 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 0.9, 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

	Eficiencia	BCBruto	BCNeta
EDEMET 2022			
Propiedades y planta	0.90	B/. 118,997,092	B/. 27,802,279
Sistema de distribución	0.61	B/. 1,052,193,816	B/. 599,271,391
Alumbrado Público	0.90	B/. 48,807,897	B/. 26,576,200
Comercialización	0.90	B/. 94,636,543	B/. 44,442,770
Total		B/. 1,314,635,349	B/. 698,092,640
EDEMET 2023			
Propiedades y planta	0.90	B/. 127,611,028	B/. 30,895,087
Sistema de distribución	0.82	B/. 1,136,774,328	B/. 656,126,386
Alumbrado Público	0.90	B/. 50,217,396	B/. 26,094,662
Comercialización	0.90	B/. 102,797,305	B/. 49,613,529
Total		B/. 1,417,400,056	B/. 762,729,664
EDEMET 2024			
Propiedades y planta	0.90	B/. 132,848,918	B/. 32,283,735
Sistema de distribución	0.71	B/. 1,206,339,278	B/. 694,759,328
Alumbrado Público	0.90	B/. 51,612,728	B/. 25,534,890
Comercialización	0.90	B/. 110,608,653	B/. 54,053,964
Total		B/. 1,501,409,577	B/. 806,631,918
EDEMET 2025			
Propiedades y planta	0.90	B/. 139,912,672	B/. 33,557,624
Sistema de distribución	0.72	B/. 1,280,979,271	B/. 717,717,835
Alumbrado Público	0.90	B/. 53,833,709	B/. 24,758,547
Comercialización	0.90	B/. 124,853,006	B/. 62,556,655
Total		B/. 1,599,578,658	B/. 838,590,662

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	1,219,273,216	1,264,633,629	1,299,415,670	1,335,155,038	1,371,873,763
AC	122,983,846	126,998,038	131,141,959	135,419,816	139,835,941
Activos Totales	1,342,257,062	1,391,631,667	1,430,557,629	1,470,574,854	1,511,709,703

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	45,360,413	34,782,040	35,739,368	36,718,725
IC	4,014,192	4,143,921	4,277,857	4,416,125
Inversiones Totales	49,374,605	38,925,962	40,017,225	41,134,850

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 AT Y MT- EDEMET [MILES DE BALBOAS]

Concepto	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	Total
Nueva Línea AT Divisa – La Arena en 115kV	22,595	3,988	0	0	26,583
Ampliación SE Burunga 230/115/34,5 kV	2,014	0	0	0	2,014
LAT Burunga - Howard (Panamá Pacífico) en 115 kV	19,711	6,393	0	0	26,105
Nueva Subestación Panamá Pacífico (Howard) 115/12 kV	1,442	0	0	0	1,442
Nueva Subestación Santiago 2 230/115/34,5 kV.	24,630	8,265	0	0	32,895
Arquitectura de red de subestación Santiago 2	4,000	0	0	0	4,000
Nueva SE La Floresta 115/12 KV	6,273	0	0	0	6,273
Ampliación de subestación Pocrí	18,306	4,210	0	0	22,516
Nueva LAT Llano Sánchez – Pocrí en 115kV	12,539	843	0	0	13,382
Ampliación de SE El Higo (T4)	5,170	0	0	0	5,170
Ampliación de SE JDA (Segundo Transformador de Potencia)	96	0	0	0	96

Concepto	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	Total
Nueva Línea El Higo - Coronado (34.5 kV) Forrada	471	0	0	0	471
Circuito 34,5 kV (Respaldo SE Penonomé - SE Antón)	987	0	0	0	987
Circuito 34,5 kV SE Santiago 2 - San Francisco	1,143	0	0	0	1,143
Circuito 34-33B SE Santiago- SE Soná	5,023	0	0	0	5,023
Circuito 34,5 kV (Respaldo Santiago - Montijo)	3,007	0	0	0	3,007
Línea 1115kV La Floresta - SE Panamá 3	7,500	3,000	0	0	10,500
Ampliación de SE Panamá 3 (230 y 115KV)	7,750	0	0	0	7,750
Aumento del T4 de subestación Santiago (50MVA 115/34.5kV)	3,000	0	0	0	3,000
Ampliación de SE El Higo (115kV)	0	0	300	5,000	5,300
SE Coronado 115/34,5/13.2kV	0	0	3,100	8,000	11,100
Electrificación Rural	658	658	658	658	2,634
TOTAL	145,658	26,699	3,400	13,000	188,757

Fuente: Elaboración Propia con base en la propuesta de EDEMET

Adicionalmente se prevé la incorporación de otras inversiones adicionales que consideran soterrados (los cuales se detallan en el documento Inversiones especiales no contempladas en las ecuaciones de eficiencia EDEMET) como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 27 INVERSIONES ADICIONALES – EDEMET [MILES DE BALBOAS]

Concepto	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	TOTAL
Soterrado Obarrio/Eléctrico Etapa I y II	4,107	0	0	0	4,107
Soterrados	5,990	5,990	5,990	5,990	23,960
TOTAL	10,097	5,990	5,990	5,990	28,067

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 28 INVERSIONES ADICIONALES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL - EDEMET [MILES DE BALBOAS]

Concepto	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	TOTAL
Electrificación Rural	658	658	658	658	2,634

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 primer semestre de 2025 y las incorporaciones de activos basados 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 observan a continuación:

TABLA 29 INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO

Concepto	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	Total
Crecimiento Vegetativo LED miles de Balboas	1,926	1,926	1,926	1,926	7,705
Cantidad de Luminarias LED	6,316	6,316	6,316	6,315	25,263

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 30 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	Total
Inversiones adicionales distribución	ID	156,413.89	33,347.36	10,048.48	19,648.48	219,458.22
Inversiones adicionales Comercialización	IC	-	-	-	-	-
Inversiones adicionales en alumbrado público	IAP	1,926.38	1,926.38	1,926.38	1,926.08	7,705.22

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 31 INVERSIONES TOTALES –EDEMET [MILES DE BALBOAS]

INVERSIONES TOTALES		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	TOTALES
Distribución	ID	201,774.31	68,129.40	45,787.85	56,367.21	372,058.77
Comercialización	IC	4,014.19	4,143.92	4,277.86	4,416.12	16,852.10
Alumbrado Público	IAP	1,926.38	1,926.38	1,926.38	1,926.08	7,705.22
TOTAL INVERSIONES		207,714.88	74,199.71	51,992.09	62,709.41	396,616.08

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.

I.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:

IPT_0 corresponde al ingreso percibido por la distribuidora por las actividades de distribución y comercialización en el último período anual auditado.

INR_0 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, obteniéndose los siguientes resultados:

TABLA 32 FACTOR DE CORRECCIÓN POR INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS – EDEMET [BALBOAS]

Detalle	2022	2023	2024	PROMEDIO
Ingresos no regulados	4,722,189	4,769,914	5,962,925	5,151,676
Ingresos por venta de energía	819,662,786	753,751,771	860,123,787	811,179,448
Compras de energía	- 598,200,825	- 569,458,717	- 615,692,748	- 594,450,763
Ingreso Neto por actividades reguladas	221,461,961	184,293,054	244,431,039	216,728,685
Factor de ajuste	0.9791	0.9748	0.9762	0.9768

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

1.2.6. 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 33 BASE DE CAPITAL JUL-2026 A JUN-2030 – EDEMET [BALBOAS]

BASE DE CAPITAL		jun-26	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Valor Bruto Base de Capital Distribución	BCD	1,444,805	1,646,579	1,714,708	1,760,496	1,816,864
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	BCC	142,072	146,086	150,230	154,508	158,924

Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTalum	56,021 1,642,898	57,948 1,850,612	59,874 1,924,812	61,800 1,976,804	63,727 2,039,514
Valor Neto Base Capital Distribución	BCND	758,875	914,987	933,697	928,631	933,759
Valor Neto Base Capital Comercialización	BCNC	66,932	66,043	65,218	64,446	63,795
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTNalum	25,515 851,322	25,268 1,006,297	24,992 1,023,907	24,658 1,017,735	24,264 1,021,818

Fuente: Elaboración Propia

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, 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 1.51% 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 34 Pérdidas eficientes en Distribución - EDEMET

Pérdidas	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Pérdidas	7.53%	7.52%	7.52%	7.51%
Pérdidas NT Z. Rojas	1.52%	1.52%	1.52%	1.52%
Pérdidas Totales	9.05%	9.04%	9.04%	9.03%

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 35 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES - EDEMET [BALBOAS]

COSTO	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
OM	56,149,800	57,858,559	59,618,924	61,432,412
COM	52,272,184	54,149,775	56,094,226	58,107,917

ADM	20,738,947	21,374,853	22,030,230	22,705,670
Costos Totales	129,160,930	133,383,187	137,743,380	142,245,999

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 7.43 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 36 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		1,376,130
Luminarias	Cant.	182,262	185,833	189,254	191,732	187,270

Costo Mant./lum Cont.	7.22	6.51	8.55	-	7.43
------------------------------	-------------	-------------	-------------	----------	-------------

Costo Mant./lum RT-1	6.97
-----------------------------	-------------

Costo Mant./lum	6.97
------------------------	-------------

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 37 COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO - EDEMET

Destalle	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Cantidad de Luminarias	207,072	213,388	219,704	226,020
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

I.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.

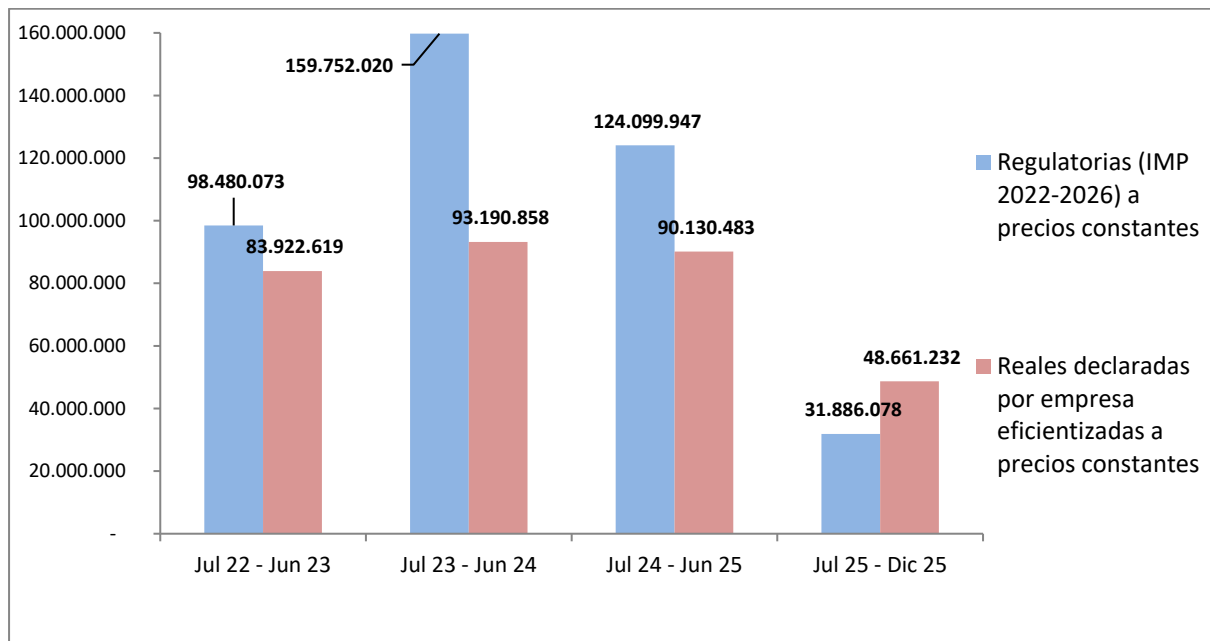
En esta ocasión se han tomado en consideración las inversiones ajustadas, porque los ajustes corresponden básicamente a inversiones que no cumplen con los criterios definidos y porque se han detectado problemas de asimetría de información.

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 23.7% 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 deflacionadas 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%.

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 38 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	84,230,028	94,491,944	92,284,850	49,775,693
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2022	83,922,619	93,190,858	90,130,483	48,661,232
Inversión Bruta no ejecutada	14,557,454	66,561,162	33,969,464	-16,775,154
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	297,181	1,953,167	4,005,436	4,356,447
Inversión Neta no ejecutada	14,260,273	78,868,268	108,832,296	87,700,695
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	1,254,904	6,940,408	9,577,242	7,717,661
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	1,552,085	8,893,574	13,582,678	12,074,108
Valor indexado a diciembre 2025	2,033,190	10,647,588	14,861,849	12,074,108
Valor total a descontar	39,616,735			

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 39 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO - EDEMET [MILES DE BALBOAS]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	220,852	228,963	232,269	235,694
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	64,270	66,125	68,068	70,029
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	6,309	6,351	6,418	6,480
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	59,574	61,105	62,676	64,289
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-39,617			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	311,389	362,544	369,432	376,492

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
DETALLE	UNIDADES	JULIO/26-JUNIO/30
VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	728,468.17
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	212,934.77
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	20,301.55
SUB-TOTAL	Miles de B/.	961,704.49
VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	196,453.04
IMP TOTAL	Miles de B/.	1,158,157.53
ENERGIA FACTURADA (sin AP)	MWh	17,024,579.70
IMP	B./MWh	68.03
IMP S/Pérdidas	B./MWh	56.49

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 resultantes del modelo econométrico para el período 2026-2030, así como las proyecciones de número de clientes.

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 2025 - 2045, 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 40 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	4,666,158	296,830	80,412	5,043,399
Jul 2026 – Jun 2027	4,824,005	296,830	80,412	5,201,246
Jul 2027 – Jun 2028	4,986,836	296,830	80,412	5,364,077
Jul 2028 – Jun 2029	5,155,117	296,830	80,412	5,532,358
Jul 2029 – Jun 2030	5,329,148	296,830	80,412	5,706,389

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 41 NÚMERO DE CLIENTES - ENSA

Años	Usuarios
Jul 2025 – Jun 2026	581,922
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 42 ENERGÍA INYECTADA - ENSA

Años	Energía Inyectada Sin EDEMET	Energía Inyectada EDEMET [MWh]	Energía Inyectada Total [MWh]
Jul 2025 – Jun 2026	5,217,255	301,350	5,518,604
Jul 2026 – Jun 2027	5,390,461	301,350	5,691,811
Jul 2027 – Jun 2028	5,569,127	301,350	5,870,477
Jul 2028 – Jun 2029	5,753,764	301,350	6,055,114
Jul 2029 – Jun 2030	5,944,698	301,350	6,246,048

Fuente: Elaboración Propia

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

TABLA 43 DEMANDA MÁXIMA - ENSA

AÑOS	Demanda Máxima [MW]
Jul 2025 – Jun 2026	997
Jul 2026 – Jun 2027	1,028
Jul 2027 – Jun 2028	1,060
Jul 2028 – Jun 2029	1,094
Jul 2029 – Jun 2030	1,128

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 2025 - 2045, 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 124.37 Balboas/MWh.

TABLA 44 PRECIO MONÓMICO - ENSA

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

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 45 -BASE DE CAPITAL (B/.)

Base de Capital	jun-26	jun-27	jun-28	jun-29	jun-30
Depreciación D	28,224,742	27,254,254	26,182,392	24,072,373	22,236,052
Depreciación AP	2,487,785	2,426,413	2,373,476	2,348,479	2,323,109
Depreciación C	8,031,501	7,647,508	7,173,426	6,629,059	5,947,826
Total Depreciación	38,744,027	37,328,175	35,729,294	33,049,911	30,506,986

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 46 TASA DE DEPRECIACIÓN DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS – ENSA (BALBOAS)

Base de Capital	jun-26
BCD	925,233,520
BCAP	68,516,851
BCC	185,269,823
Total BC	1,179,020,195
Depreciación D	28,224,742
Depreciación AP	2,487,785
Depreciación C	8,031,501
Total Depreciación	38,744,027
% Depreciación s/BC D	4.38%
% Depreciación s/BC AP	4.55%
% Depreciación s/BC C	5.13%
% Total Depreciación	4.53%

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.

Las planillas para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” toman 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 47 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 0.9, 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 48 BASE DE CAPITAL 2022 –2025– ENSA

	Eficiencia	BCBruto	BCNeta
ENSA 2022			
Propiedades y planta	0.90	B/. 141,821,469	B/. 67,515,465
Sistema de distribución	0.87	B/. 690,852,870	B/. 361,133,799
Alumbrado Público	0.90	B/. 50,936,929	B/. 27,869,413
Comercialización	0.90	B/. 119,072,664	B/. 67,181,685
Total		B/. 1,002,683,931	B/. 523,700,363
ENSA 2023			
Propiedades y planta	0.90	B/. 149,629,747	B/. 66,947,265
Sistema de distribución	0.87	B/. 717,318,513	B/. 367,194,929
Alumbrado Público	0.90	B/. 56,121,557	B/. 31,170,591
Comercialización	0.90	B/. 129,778,006	B/. 73,282,819
Total		B/. 1,052,847,823	B/. 538,595,604
ENSA 2024			
Propiedades y planta	0.90	B/. 160,563,415	B/. 69,438,493
Sistema de distribución	0.87	B/. 744,254,409	B/. 372,531,344
Alumbrado Público	0.90	B/. 61,116,247	B/. 34,046,166
Comercialización	0.90	B/. 141,973,848	B/. 80,388,736
Total		B/. 1,107,907,918	B/. 556,404,739
ENSA 2025			
Propiedades y planta	0.90	B/. 182,026,887	B/. 81,676,950
Sistema de distribución	0.69	B/. 773,574,924	B/. 380,008,216
Alumbrado Público	0.90	B/. 68,516,851	B/. 39,203,690
Comercialización	0.90	B/. 154,901,532	B/. 87,769,346
Total		B/. 1,179,020,195	B/. 588,658,201

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 49 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	1,135,090,845	1,164,361,648	1,194,383,965	1,225,197,039	1,256,828,921
AC	108,280,702	111,241,253	114,282,666	117,407,264	120,617,357
Activos Totales	1,243,371,547	1,275,602,902	1,308,666,631	1,342,604,303	1,377,446,278

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 50 INVERSIONES EFICIENTES - ENSA [BALBOAS]

Inversiones	Jul 26/Jun 27	Jul 27/Jun 28	Jul 28/Jun 29	Jul 29/Jun 30
ID	29,270,803	30,022,317	30,813,074	31,631,882
IC	2,960,551	3,041,413	3,124,598	3,210,093
Inversiones Totales	32,231,354	33,063,730	33,937,672	34,841,975

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 51 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 52 INVERSIONES ADICIONALES – 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 53 INVERSIONES ADICIONALES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL - ENSA [MILES DE BALBOAS]

Concepto	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	TOTAL
Electrificación Rural	307.25	307.25	307.25	307.25	1,229.01

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 54 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. 35,135)	8,419	5,802	7,774	4,361	26,356
Iluminación para pasos peatonales tipo LED (Cant. 108)	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 55 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	638.42	425.80	7.77	4.36	1,076.36
Sustitución de luminarias de Sodio por LED	8.42	5.80	7.77	4.36	26.36
Fotocontroles inteligentes en Avenidas principales	630.00	420.00	-	-	1,050.00
TOTAL	2,464.42	2,251.80	1,833.77	1,830.36	8,380.36

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 56 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	307.25	2,629.87	7,307.25	10,307.25	20,551.62
Inversiones adicionales Comercialización	IC	-	-	-	-	-
Inversiones adicionales en alumbrado	IAP	2,464.42	2,251.80	1,833.77	1,830.36	8,380.36

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 57 INVERSIONES TOTALES - ENSA [MILES DE BALBOAS]

INVERSIONES TOTALES		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTALES
Distribución	ID	29,578.06	32,652.18	38,120.33	41,939.13	142,289.70
Comercialización	IC	2,960.55	3,041.41	3,124.60	3,210.09	12,336.65
Alumbrado Público	IAP	2,464.42	2,251.80	1,833.77	1,830.36	8,380.36
TOTAL INVERSIONES		35,003.03	37,945.40	43,078.70	46,979.59	163,006.71

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 – 2024, obteniéndose los siguientes resultados:

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

Detalle	2022	2023	2024	Promedio
Ingresos no regulados	5,061,890	5,300,528	8,226,728	6,196,382
Ingresos por venta de energía	592,556,635	693,257,163	592,556,635	626,123,478
Compras de energía	- 467,837,798	- 500,303,969	- 467,837,798	- 478,659,855
otros ingresos	-	-	-	-
Ingreso Neto por actividades reguladas	124,718,837	192,953,194	124,718,837	110,597,717
Factor de ajuste	0.9610	0.9733	0.9381	0.9469

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		jun-26	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30
Valor Bruto Base de Capital Distribución	BCD	910,619	940,197	972,849	1,010,970	1,052,909
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	BCC	180,246	183,206	186,248	189,372	192,582
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTalum	66,563	69,027	71,279	73,113	74,943
		1,157,427	1,192,431	1,230,376	1,273,455	1,320,434
Valor Neto Base Capital Distribución	BCND	414,742	414,909	417,861	426,841	439,724
Valor Neto Base Capital Comercialización	BCNC	90,539	85,530	80,921	76,781	73,246
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTN alum	35,101	35,006	34,645	33,798	32,889
		540,382	535,445	533,426	537,420	545,859

Fuente: Elaboración Propia

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 42 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	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30
Pérdidas sin EDEMET	7.53%	7.53%	7.52%	7.52%
Pérdidas NT Z. Rojas	1.485%	1.485%	1.485%	1.485%
Pérdidas eficientes Totales	9.02%	9.01%	9.01%	9.00%
Pérdidas EDEMET	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%

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	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30
OM	50,013,780	51,321,349	52,663,325	54,040,698
COM	45,189,807	46,549,542	47,950,204	49,393,042
ADM	18,384,841	18,862,661	19,353,008	19,856,233
Costos Totales	113,588,427	116,733,552	119,966,537	123,289,973

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 6.73 Balboas/luminaria. En función de lo anterior se fija un valor de 6.73 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	Promedio
Costo AP	B/.	898,604	699,949	1,002,241	866,932
Luminarias	Cant.	125,724	129,230	132,554	129,169

Costo Mant./lum Cont.	7.20	5.42	7.56	6.73
------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------

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

Costo Mant./lum	6.73
------------------------	-------------

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 63 COSTOS DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO - ENSA

Detalle	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30
Cantidad de Luminarias	157,730	171,322	178,914	186,506
Costos de O&M por Luminaria [Balboas/lum.]	6.73	6.73	6.73	6.73
Costo de O&M de Alumbrado Público [B/.Miles]	1,005.30	1,106.83	1,178.08	1,229.16

Fuente: Elaboración Propia

II. 5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS

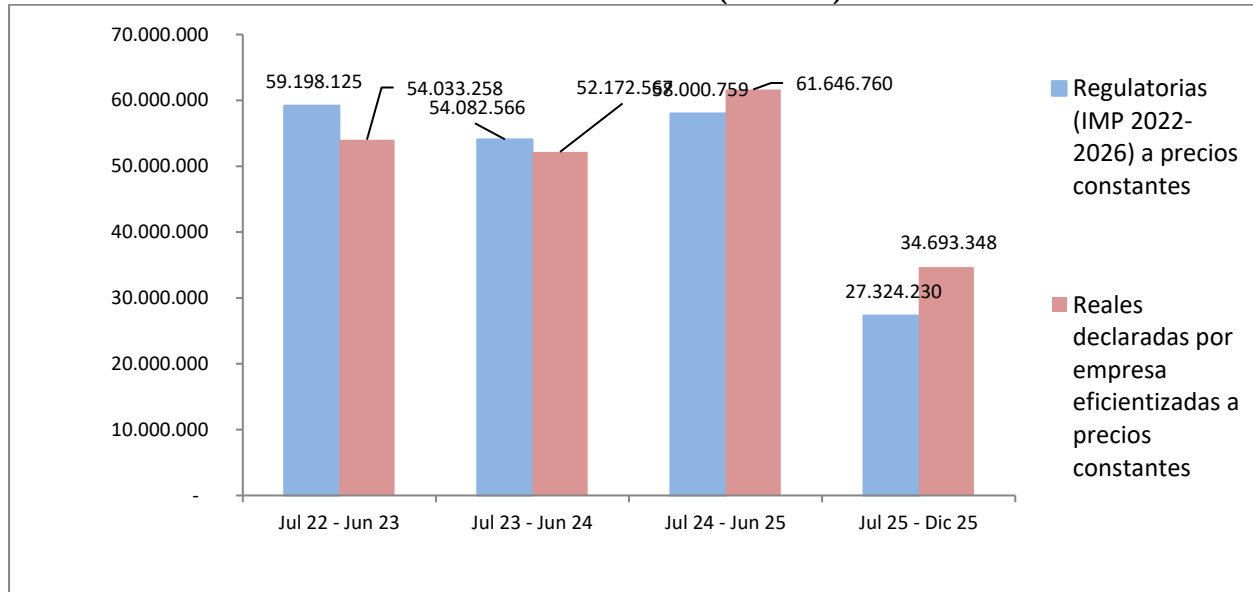
Las inversiones declaradas por la empresa para el periodo 2022 a 2025 ajustadas preliminarmente con el análisis señalado en la Parte III, Capítulo 1.2 Base de Capital, numeral I.2.2. Criterios para el análisis de las inversiones 2022-2026, han sido comparadas con las aprobadas por la ASEP en el IMP del 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 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, resultando que las inversiones ejecutadas son bajas los primeros dos del período tarifario que finaliza en Junio de 2026, y están por encima de las reconocidas en los dos últimos años del período tarifario bajo análisis.

Este hecho, da como resultado que las inversiones acumuladas ejecutadas en el período Julio 2022 a diciembre 2025 son un 1.98% 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, 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 periodo tarifario es mucho mayor que las inversiones que se realizan al final del período.

Corresponde, entonces, descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas en plazo y forma, pero si pagadas por los clientes 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 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 27 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]

Periodo	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	54,286,758	53,123,472	63,580,209	35,781,814
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	54,033,258	52,172,567	61,646,760	34,693,348
Inversión Bruta no ejecutada	5,164,867	1,909,999	-3,646,001	-7,369,118
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	94,615	224,220	192,418	-9,368
Inversión Neta no ejecutada	5,070,252	6,756,030	2,917,611	-4,442,138
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	446,182	594,531	256,750	-390,908
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	540,798	818,751	449,168	-400,276
Valor indexado a Junio 2022	712,826	984,278	492,484	-400,276
Valor total a descontar	1,789,311			

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

El valor será descontado del 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	142,384.46	144,777.15	147,013.31	150,194.01
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	62,348.75	62,893.34	63,463.20	64,007.60
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	7,324.98	7,441.94	7,490.04	7,501.42
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	61,011.63	62,981.03	65,015.14	67,117.48
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-1,789.31			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	271,280.51	278,093.47	282,981.70	288,820.51

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
Expresado a diciembre 2025	UNIDADES	JULIO/26-JUNIO/30
VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	478,261.62
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	207,052.20
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	24,384.39
SUB-TOTAL	Miles de B/.	709,698.22
VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	209,246.37
IMP TOTAL	Miles de B/.	918,944.59
ENERGIA FACTURADA (sin AP)	MWh	16,607,642
IMP	B/./MWh	55.33
IMP S/Pérdidas	B/./MWh	42.73

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 resultantes del modelo econométrico para el período 2026-2030, así como las proyecciones de número de clientes.

La energía inyectada a la red se estimó considerando las pérdidas eficientes proyectadas presentadas en la Tabla 88 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 2025 - 2045, 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	1,115,657	42,101	1,157,758
Jul 2026 – Jun 2027	1,165,513	42,322	1,207,835
Jul 2027 – Jun 2028	1,216,542	42,545	1,259,087
Jul 2028 – Jun 2029	1,269,098	42,769	1,311,867
Jul 2029 – Jun 2030	1,323,455	42,994	1,366,450

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 67 NÚMERO DE CLIENTES – EDECHI

Años	Usuarios
Jul 2025 – Jun 2026	203,604
Jul 2026 – Jun 2027	210,793
Jul 2027 – Jun 2028	218,234
Jul 2028 – Jun 2029	225,936
Jul 2029 – Jun 2030	233,909

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 68 ENERGÍA INYECTADA – EDECHI

Años	Energía Inyectada Total [MWh]
Jul 2025 – Jun 2026	1,255,099
Jul 2026 – Jun 2027	1,309,294
Jul 2027 – Jun 2028	1,364,755
Jul 2028 – Jun 2029	1,421,866
Jul 2029 – Jun 2030	1,480,924

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	201
Jul 2026 – Jun 2027	210
Jul 2027 – Jun 2028	220
Jul 2028 – Jun 2029	228
Jul 2029 – Jun 2030	237

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 2025 - 2045, 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 106.46 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	B/.	66,108,168.04
Energía total	MWh	620,994.19
Monómico	B./MWh	106.46

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]

Base de Capital	BASE	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Depreciación D	8,948,338	8,561,467	8,274,467	8,113,313	7,776,949
Depreciación AP	472,469	456,777	441,181	429,123	416,524
Depreciación C	890,503	848,176	816,524	795,175	754,286
Total Depreciación	10,311,309	9,866,420	9,532,172	9,337,612	8,947,759

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	312,803,189
BCAP	14,458,507
BCC	25,229,982
Total BC	352,491,679
Depreciación D	8,948,338
Depreciación AP	472,469
Depreciación C	890,503
Total Depreciación	10,311,309
% Depreciación s/BC D	3.86%
% Depreciación s/BC AP	4.55%
% Depreciación s/BC C	4.79%
% Total Depreciación	3.95%

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.

Las planillas para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” toman 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 por que 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 0.9, 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

	Eficiencia	BCBruto	BCNeta
EDECHI 2022			
Propiedades y planta	0.90	B/. 20,701,817	B/. 4,749,670
Sistema de distribución	0.58	B/. 225,257,043	B/. 118,916,986
Alumbrado Público	0.90	B/. 13,281,863	B/. 6,016,902
Comercialización	0.90	B/. 18,498,621	B/. 8,919,260
Total		B/. 277,739,344	B/. 138,602,818
EDECHI 2023			
Propiedades y planta	0.90	B/. 21,666,221	B/. 4,306,271
Sistema de distribución	0.82	B/. 258,852,511	B/. 146,896,173
Alumbrado Público	0.90	B/. 14,016,522	B/. 6,282,259
Comercialización	0.90	B/. 20,218,259	B/. 10,039,505
Total		B/. 314,753,512	B/. 167,524,208
EDECHI 2024			
Propiedades y planta	0.90	B/. 22,479,439	B/. 4,273,738
Sistema de distribución	0.74	B/. 273,994,589	B/. 155,231,858
Alumbrado Público	0.90	B/. 14,234,513	B/. 5,997,555
Comercialización	0.90	B/. 21,822,314	B/. 10,966,001
Total		B/. 332,530,856	B/. 176,469,153
EDECHI 2025			
Propiedades y planta	0.90	B/. 23,907,491	B/. 4,043,318
Sistema de distribución	0.71	B/. 311,393,594	B/. 178,192,645
Alumbrado Público	0.90	B/. 12,983,452	B/. 5,107,360
Comercialización	0.90	B/. 23,499,852	B/. 11,433,326
Total		B/. 371,784,389	B/. 198,776,649

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 clientes de la Tabla 67 Número de Clientes – EDECHI, Tabla 69 Demanda Máxima - EDECHI y ajustados 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	365,162,675	377,404,993	390,574,144	400,990,031	413,111,013
AC	40,361,445	41,699,271	43,081,115	44,508,430	45,982,714
Activos Totales	405,524,121	419,104,264	433,655,259	445,498,461	459,093,727

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	12,242,318	13,169,151	10,415,887	12,120,982
IC	1,337,825	1,381,844	1,427,315	1,474,284
Inversiones Totales	13,580,144	14,550,995	11,843,202	13,595,266

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	959	-	-	9,026
Arquitectura de red de la subestación Veladero	500	250	-	-	750
Nueva SE Changuinola 2 34,5/13,8 kV	1,175	-	-	-	1,175
Segundo Transformador San Cristobal 115/13,8kV 30MVA	6,167	45	-	-	6,212
Nueva SE Almirante 2 34,5/4,16 kV	5,867	248	-	-	6,115
Segunda LAT MDN - San Cristobal 115kV	16,691	501	-	-	17,192
Circuito 34-19B	1,550	800	-	-	2,350
Circuito 34-42B	1,500	2,000	500	-	4,000
Nueva Línea de COOSEMUPAR	804	2,412	1,608	536	5,360
Interconexión eléctrica trifásica Isla Colón-Bastimento	-	-	-	11,562	11,562
TOTAL	42,321	7,214	2,108	12,098	63,742

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

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 78 INVERSIONES ADICIONALES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL - EDECHI [MILES DE BALBOAS]

Concepto	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	TOTAL
Electrificación Rural	370	370	370	370	1,481

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 de luminarias LED a ejecutar, cuyas cifras se observan a continuación:

TABLA 79 INVERSIONES EN ALUMBRADO PÚBLICO - EDECHI [MILES DE BALBOAS]

DETALLE	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30	TOTALES
Inversión en Crecimiento Vegetativo - LED - miles de Balboas	174	174	174	174	697
Cantidad de Luminarias 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 80 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	42,691	7,584	2,478	12,468	65,222
Inversiones adicionales Comercialización	IC	-	-	-	-	-
Inversiones adicionales en alumbrado	IAP	174	174	174	174	697

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 81 INVERSIONES TOTALES –EDECHI [MILES DE BALBOAS]

INVERSIONES TOTALES		JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30	TOTALES
Distribución	ID	54,933.70	20,753.53	12,894.13	24,589.46	113,171
Comercialización	IC	1,337.83	1,381.84	1,427.32	1,474.28	5,621
Alumbrado Público	IAP	174	174	174	174	697
TOTAL INVERSIONES		56,446	22,310	14,496	26,238	119,489

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). Obteniéndose los siguientes resultados:

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

Detalle	2022	2023	2024	Promedio
Ingresos no regulados	1,648,581	1,869,294	2,011,585	1,843,153
Ingresos por venta de energía	186,378,629	178,288,586	214,402,820	193,023,345
Compras de energía	- 135,226,901	- 140,976,155	- 150,214,903	- 142,139,320
otros ingresos				
Ingreso Neto por actividades reguladas	51,151,728	37,312,431	64,187,917	50,884,025

Factor de ajuste	0.969	0.952	0.970	0.965
-------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------

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		jun-26	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30
Valor Bruto Base de Capital Distribución	BCD	325,219	380,153	400,907	413,801	438,390
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	BCC	25,378	26,716	28,098	29,525	30,999
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTalum	14,076	14,250	14,425	14,599	14,773
		364,674	421,120	443,429	457,925	484,163
Valor Neto Base Capital Distribución	BCND	172,910	217,322	226,380	227,091	239,110
Valor Neto Base Capital Comercialización	BCNC	11,456	11,864	12,283	12,702	13,139
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTN alum	4,946	4,654	4,370	4,089	3,813
		189,312	233,840	243,033	243,882	256,062

Fuente: Elaboración Propia

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	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30
Pérdidas	7.75%	7.74%	7.74%	7.73%

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	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30
OM	18,959,708	19,569,678	20,186,072	20,827,124
COM	15,370,570	15,931,291	16,512,337	17,114,444
ADM	7,125,706	7,351,150	7,581,094	7,819,294
Costos Totales	41,455,984	42,852,120	44,279,504	45,760,862

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 4.91 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio de periodo 2018-2021 es 5.06 Balboas /luminaria. En función de lo anterior se fija un valor de 4.91 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	Promedio
Costo AP	B/.	468,110	472,118	1,251,725	730,651
Luminarias	Cant.	68,017	70,163	71,400	70,407

Costo Mant./lum Cont.	6.91	6.73	17.51	10.38
------------------------------	-------------	-------------	--------------	--------------

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	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Cantidad de Luminarias	72,990	73,562	74,133	74,703
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

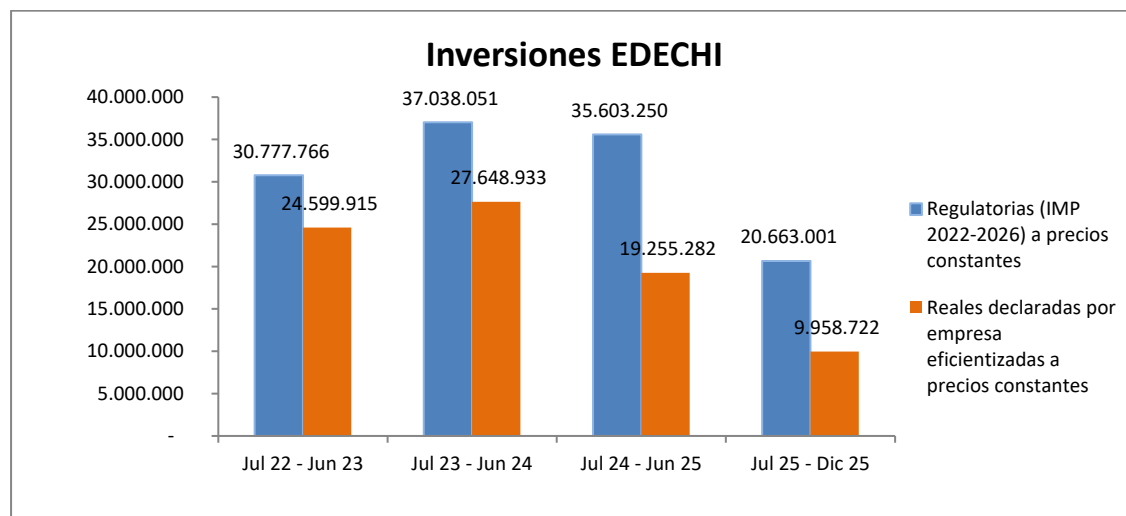
Las inversiones declaradas por la empresa para el periodo julio 2022 a junio 2025 ajustadas preliminarmente con el análisis señalado en la Parte III, Capítulo III.2 Base de Capital, numeral III.2.2. Criterios para el análisis de las inversiones 2022-2026, han sido comparadas con las aprobadas por la 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 34% 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 deflacionadas 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	24,724,685	28,170,602	19,843,413	10,240,113
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	24,599,915	27,648,933	19,255,282	9,958,722
Inversión Bruta no ejecutada	6,177,851	9,389,119	16,347,968	10,704,279
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	132,262	465,536	1,016,542	1,595,704
Inversión Neta no ejecutada	6,045,590	14,969,173	30,300,599	39,409,174
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	532,012	1,317,287	2,666,453	3,468,007
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	664,274	1,782,823	3,682,995	5,063,712
Valor indexado a Junio 2018	873,594	2,140,014	4,035,109	5,063,712
Valor total a descontar	12,112,428			

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	59,955	62,937	64,348	66,905
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	17,575	18,214	18,886	19,563
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	1,326	1,290	1,259	1,227
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	10,801	11,249	11,710	12,186
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-12,112			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	77,544	93,690	96,202	99,882

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
Expresado a diciembre 2025	UNIDADES	JULIO/26- JUNIO/30
VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	200,210.04
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	58,469.96
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	4,036.22
SUB-TOTAL	Miles de B/.	262,716.22
VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	36,175.99
IMP TOTAL	Miles de B/.	298,892.21
ENERGIA FACTURADA (sin AP)	MWh	4,066,010.02
IMP	B/./MWh	73.51
IMP S/Pérdidas	B/./MWh	64.61

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	220,851.89	228,962.64	232,269.49	235,693.94
IMPCO	64,270.33	66,125.32	68,067.66	70,028.93
ALUMPU	6,309.16	6,351.34	6,418.29	6,479.58
IPPD	59,574.02	61,104.68	62,676.30	64,289.26
INVNE	-39,616.74	0.00	0.00	0.00
IMP	311,388.66	362,543.99	369,431.74	376,491.70

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
VALORES REFERENCIADOS A DICIEMBRE 2025	UNIDADES	JULIO/26 - JUNIO/30
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	728,468.17
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	212,934.77
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	20,301.55
SUB-TOTAL	En miles de B/.	961,704.49
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	196,453.04
TOTAL	En miles de B/.	1,158,157.53

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	98,300.08	100,310.19	99,765.87	100,316.80
Depreciación	BCD * DEP%	45,663.06	49,419.03	50,854.46	51,239.05
Operación y Mantenimiento	OM	56,149.80	57,858.56	59,618.92	61,432.41
Administración	ADM	20,738.95	21,374.85	22,030.23	22,705.67
	IPSD	220,851.89	228,962.64	232,269.49	235,693.94
Pérdidas Ecuaciones de Eficiencia	(PDEcEf%) * MWhD * CMM	49,563.19	50,832.22	52,135.07	53,472.08
Pérdidas No Técnicas en Zonas Rojas (PNT)	(PDNT%) * MWhD * CMM	10,010.82	10,272.47	10,541.23	10,817.18
	IPPD	59,574.02	61,104.68	62,676.30	64,289.26
	IMPD	280,425.90	290,067.32	294,945.78	299,983.20

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	7,095.21	7,006.57	6,923.64	6,853.68
Depreciación	BCC * DEP%	4,902.93	4,968.97	5,049.79	5,067.33
Comercialización	COM	52,272.18	54,149.78	56,094.23	58,107.92
	IPCO	64,270.33	66,125.32	68,067.66	70,028.93

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	2,714.58	2,685.01	2,649.12	2,606.80
Depreciación	ACT alum * DEP%	2,173.87	2,201.61	2,260.45	2,320.06
Operación y Mantenimiento	OM alum	1,420.71	1,464.71	1,508.72	1,552.72
	ALUMPU	6,309.16	6,351.34	6,418.29	6,479.58

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%	%	3.83%	3.83%	3.83%	3.83%		
Depreciación Activos Comercialización	DEP%	%	4.89%	4.89%	4.89%	4.89%		
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	980	1,017	1,043	1,071	1,099		
Energía Facturada	MWH	4,981,081	5,111,151	5,244,962	5,382,417	5,523,556		
Energía Ingresada al Sistema	MWH	5,476,686	5,619,457	5,766,328	5,917,193	6,072,094		
Clientes	N° clientes	666,360	689,529	713,497	738,290	763,937		
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B/./MWh		117.20	117.20	117.20	117.20		
Cantidad de Luminarias			203,914	210,230	216,546	222,862		
COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30		
Administración	ADM	En Balboas	20,738.95	21,374.85	22,030.23	22,705.67		
Operación y Mantenimiento	OM	En Balboas	56,149.80	57,858.56	59,618.92	61,432.41		
Comercialización	COM	En Balboas	52,272.18	54,149.78	56,094.23	58,107.92		
Pérdidas	PD%	%	7.53%	7.52%	7.52%	7.51%		
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/.	1,375,764	1,444,805	1,646,579	1,714,708	1,760,496	1,816,864
Comercialización	BCC	Miles de B/.	134,091	142,072	146,086	150,230	154,508	158,924
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	52,584	56,021	57,948	59,874	61,800	63,727
Activos Netos								
Distribución	BCND	Miles de B/.	731,204	758,875	914,987	933,697	928,631	933,759
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	63,732	66,932	66,043	65,218	64,446	63,795
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	24,184	25,515	25,268	24,992	24,658	24,264

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

(En miles de Balboas)

	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
ISPD	142,384.46	144,777.15	147,013.31	150,194.01
IMPCO	62,348.75	62,893.34	63,463.20	64,007.60
ALUMPU	7,324.98	7,441.94	7,490.04	7,501.42
IPPD	61,011.63	62,981.03	65,015.14	67,117.48
INVNE	- 1,789.31	-	-	-
IMP	271,280.51	278,093.47	282,981.70	288,820.51

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
VALORES REFERENCIADOS A DICIEMBRE 2025	UNIDADES	JULIO/26 - JUNIO/30
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	478,261.62
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	207,052.20
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	24,384.39
SUB-TOTAL	En miles de B/.	709,698.22
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	209,246.37
TOTAL	En miles de B/.	918,944.59

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	44,575.09	44,892.15	45,856.93	47,241.00
Depreciación	BCD * DEP%	29,410.75	29,700.99	29,140.05	29,056.08
Operación y Mantenimiento	OM	50,013.78	51,321.35	52,663.32	54,040.70
Administración	ADM	18,384.84	18,862.66	19,353.01	19,856.23
	IPSD	142,384.46	144,777.15	147,013.31	150,194.01
Pérdidas Ecuaciones de Eficiencia	(PDEcEf%) * MWhD * CMM	50,493.82	52,133.25	53,826.35	55,576.06
Pérdidas No Técnicas en Zonas Rojas (PNT)	(PDNT%) * MWhD * CMM	9,955.62	10,285.60	10,626.61	10,979.24
Pérdidas carga EDEMET	(PDEDEMET%) * MWhD * CMM	562.18	562.18	562.18	562.18
	IPPD	61,011.63	62,981.03	65,015.14	67,117.48
	IMPD	203,396.09	207,758.18	212,028.45	217,311.49

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	9,188.73	8,693.60	8,248.87	7,869.05
Depreciación	BCC * DEP%	7,970.21	7,650.21	7,264.12	6,745.51
Comercialización	COM	45,189.81	46,549.54	47,950.20	49,393.04
	IPCO	62,348.75	62,893.34	63,463.20	64,007.60

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	3,760.85	3,722.04	3,631.03	3,533.43
Depreciación	ACT alum * DEP%	2,558.83	2,613.08	2,680.93	2,738.84
Operación y Mantenimiento	OM alum	1,005.30	1,106.83	1,178.08	1,229.16
	ALUMPU	7,324.98	7,441.94	7,490.04	7,501.42

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%	%	4.38%	4.38%	4.38%	4.38%		
Depreciación Activos Comercialización	DEP%	%	5.13%	5.13%	5.13%	5.13%		
Depreciación Activos de AP	DEP%	%	4.55%	4.55%	4.55%	4.55%		
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B./Luminaria	6.73	6.73	6.73	6.73		
IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30		
Demanda Máxima	MW	996.63	1027.95	1060.25	1093.63	1128.16		
Energía Facturada	MWH	5,043,399	5,201,246	5,364,077	5,532,358	5,706,389		
Energía Ingresada al Sistema con EDEMET	MWH	5,518,604	5,691,811	5,870,477	6,055,114	6,246,048		
Clientes	Nº clientes	581,922	598,868	616,307	634,254	652,724		
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B./MWh		124.37	124.37	124.37	124.37		
Cantidad de Luminarias			149,434	164,526	175,118	182,710		
COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30		
Administración	ADM	En Balboas	18,384.84	18,862.66	19,353.01	19,856.23		
Operación y Mantenimiento	OM	En Balboas	50,013.78	51,321.35	52,663.32	54,040.70		
Comercialización	COM	En Balboas	45,189.81	46,549.54	47,950.20	49,393.04		
Pérdidas	PD%	%	7.53%	7.53%	7.52%	7.52%		
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/.	876,146	910,619	940,197	972,849	1,010,970	1,052,909
Comercialización	BCC	Miles de B/.	175,441	180,246	183,206	186,248	189,372	192,582
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	64,882	66,563	69,027	71,279	73,113	74,943
Activos Netos								
Distribución	BCND	Miles de B/.	409,249	414,742	414,909	417,861	426,841	439,724
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	93,889	90,539	85,530	80,921	76,781	73,246
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	35,946	35,101	35,006	34,645	33,798	32,889

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

(En miles de Balboas)

	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
ISPD	59,955.25	62,936.98	64,347.65	66,904.95
IMPCO	17,574.68	18,213.83	18,885.71	19,563.29
ALUMPU	1,325.71	1,290.34	1,258.91	1,227.39
IPPD	10,800.79	11,248.92	11,710.00	12,186.41
INVNE	-12,112.43			
IMP	77,544.00	93,690.06	96,202.27	99,882.05

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
VALORES REFERENCIADOS A DICIEMBRE 2025	UNIDADES	JULIO/26 - JUNIO/30
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	200,210.04
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	58,469.96
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	4,036.22
SUB-TOTAL	En miles de B/.	262,716.22
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	36,175.99
TOTAL	En miles de B/.	298,892.21

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	23,347.61	24,320.75	24,397.11	25,688.38
Depreciación	BCD * DEP%	10,522.23	11,695.40	12,183.38	12,570.15
Operación y Mantenimiento	OM	18,959.71	19,569.68	20,186.07	20,827.12
Administración	ADM	7,125.71	7,351.15	7,581.09	7,819.29
	IPSD	59,955.25	62,936.98	64,347.65	66,904.95
Pérdidas	PD% * MWhD * CMM	10,800.79	11,248.92	11,710.00	12,186.41
	IPPD	10,800.79	11,248.92	11,710.00	12,186.41
	IMPD	70,756.03	74,185.90	76,057.66	79,091.36

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	1,274.63	1,319.64	1,364.61	1,411.55
Depreciación	BCC * DEP%	929.48	962.90	1,008.76	1,037.30
Comercialización	COM	15,370.57	15,931.29	16,512.34	17,114.44
	IPCO	17,574.68	18,213.83	18,885.71	19,563.29

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	499.99	469.46	439.34	409.69
Depreciación	ACT alum * DEP%	466.33	458.66	454.52	449.84
Operación y Mantenimiento	OM alum	359.39	362.22	365.05	367.87
	ALUMPU	1,325.71	1,290.34	1,258.91	1,227.39

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%	%	3.86%	3.86%	3.86%	3.86%		
Depreciación Activos AP	DEP%	%	4.55%	4.55%	4.55%	4.55%		
Depreciación Activos de Comercialización	DEP%	%	4.79%	4.79%	4.79%	4.79%		
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	201.43	210.36	219.91	227.70	236.67		
Energía Facturada	MWh	1,157,758	1,207,835	1,259,087	1,311,867	1,366,450		
Energía Ingresada al Sistema	MWh	1,255,099	1,309,294	1,364,755	1,421,866	1,480,924		
Clientes	N° clientes	203,604	210,793	218,234	225,936	233,909		
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B/./MWh		106.46	106.46	106.46	106.46		
Cantidad de Luminarias			72,704	73,276	73,847	74,418		
COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30		
Administración	ADM	En Balboas	7,125.71	7,351.15	7,581.09	7,819.29		
Operación y Mantenimiento	OM	En Balboas	18,959.71	19,569.68	20,186.07	20,827.12		
Comercialización	COM	En Balboas	15,370.57	15,931.29	16,512.34	17,114.44		
Pérdidas	PD%	%	7.75%	7.74%	7.74%	7.73%		
ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL		UNIDADES	BASE	JUN26	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
Activos Brutos								
Distribución	BCD	Miles de B/.	301,869	325,219	380,153	400,907	413,801	438,390
Comercialización	BCC	Miles de B/.	24,348	25,378	26,716	28,098	29,525	30,999
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	13,953	14,076	14,250	14,425	14,599	14,773
Activos Netos								
Distribución	BCND	Miles de B/.	158,958	172,910	217,322	226,380	227,091	239,110
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	11,341	11,456	11,864	12,283	12,702	13,139
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	5,298	4,946	4,654	4,370	4,089	3,813

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 Generación 2025 - 2045”, 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 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 Demanda³.

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 2025 - 2045;

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 2025-2015. 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 auto-regresivos, 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 2005-2024.

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 2025 - 2045.

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 - 2024. 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.

TABLA 90 DATOS HISTÓRICOS DE ENERGÍA FACTURADA

AÑO	ENSA [MWh]	EDEMET [MWh]	EDECHI [MWh]
2005	2,600,719	2,386,782	393,153
2006	2,520,763	2,451,988	404,746
2007	2,678,633	2,647,004	420,349
2008	2,746,810	2,706,296	438,099
2009	2,578,821	2,844,746	461,526
2010	2,776,954	3,027,953	501,146
2011	2,885,125	3,197,369	539,914
2012	3,110,175	3,477,492	593,875
2013	3,289,343	3,624,009	616,661
2014	3,394,992	3,785,962	637,760
2015	3,626,468	4,074,297	753,638
2016	3,755,053	4,179,965	798,748
2017	3,946,551	4,244,345	831,040
2018	3,928,851	4,278,351	852,073
2019	4,103,688	4,368,795	903,794
2020	3,755,907	3,865,337	866,033
2021	4,048,225	4,117,165	919,357
2022	4,173,906	4,303,108	958,731
2023	4,422,801	4,615,112	1,032,460
2024	4,813,573	4,793,576	1,083,806
Crecimiento 2005 – 2024	3.29%	3.74%	5.48%
Crecimiento 2015 - 2024	3.20%	1.82%	4.12%
Crecimiento 2019 - 2024	3.24%	1.87%	3.70%

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 en todos los casos se encuentra por encima de 3.20%, en EDEMET el crecimiento de 20 años está alrededor de 3.74% y en EDECHI en 70% y si se consideran períodos menores la tasa baja. Sin embargo, en EDMET se mantiene alrededor del 2% y en EDECHI alrededor de 4%

1.2.2 Información histórica de número de clientes

En la tabla y figura 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:

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

AÑO	ENSA [Clientes]	EDEMET [Clientes]	EDECHI [Clientes]
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
2012	376,102	384,298	115,373
2013	390,916	400,272	118,599
2014	407,953	422,580	123,788
2015	420,160	442,997	128,504
2016	438,143	460,822	145,058
2017	450,381	498,701	154,709
2018	458,979	532,927	163,484
2019	470,731	553,354	168,223
2020	487,277	569,769	172,646
2021	510,305	585,825	177,443
2022	531,933	602,005	182,744
2023	551,152	615,059	187,807
2024	562,141	632,953	193,245
Crecimiento 2005 – 2024	3.58%	4.19%	4.26%
Crecimiento 2015 - 2024	3.29%	4.04%	4.64%
Crecimiento 2019 - 2024	3.61%	2.72%	2.81%

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 promedio anual de alrededor de 3.5%, mientras que los clientes de EDEMET y EDECHI aumentan a una tasa acumulada anual superior al 4% en el análisis a 20 y 10 años, esta tasa rebaja alrededor del 3% en el período de seis años.

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%

AÑO	PIB a precios constantes en miles	% Crecimiento	Población	% Crecimiento
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%
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.

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	
AÑO	Modelo	EMPRESA	Modelo	EMPRESA	Modelo	EMPRESA
2025	576,826	573,570	654,971	640,440	200,071	195,168
2026	591,900	590,273	677,748	657,740	207,136	199,904
2027	607,376	607,462	701,310	675,445	214,449	204,738
2028	623,264	625,151	725,683	693,565	222,019	209,671
2029	639,574	643,356	750,896	712,107	229,854	214,705
2030	656,319	662,091	776,977	731,082	237,963	219,844
Crecimiento 2030 - 2025	2.62%	2.91%	3.48%	2.68%	3.53%	2.41%

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede apreciar, En el caso de ENSA las proyecciones 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 - 2026	581,922		666,360		203,604	
2026 - 2027	598,868	2.91%	689,529	3.48%	210,793	3.53%
2027 - 2028	616,307	2.91%	713,497	3.48%	218,234	3.53%
2028 - 2029	634,254	2.91%	738,290	3.47%	225,936	3.53%
2029 - 2030	652,724	2.91%	763,937	3.47%	233,909	3.53%

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 2025 - 2045. Este análisis comparativo se plasma en la siguiente tabla:

TABLA 95 ANÁLISIS COMPARATIVO DE RESULTADOS DE ENERGÍA FACTURADA

Proyeccion ENERGIA Mwh	ENSA			EDEMET			EDECHI		
AÑO	MEC	EMPRESA	Plan Indicativo dda	MEC	EMPRESA	Plan Indicativo dda	MEC	EMPRESA	Plan Indicativo dda
2025	4,965,648	4,622,477	4,299,277	4,917,006	4,839,410	5,405,351	1,132,962	1,102,206	1,285,086
2026	5,121,150	4,732,906	4,379,154	5,045,156	4,910,705	5,487,880	1,182,553	1,121,721	1,316,718
2027	5,281,342	4,826,426	4,508,617	5,177,146	4,983,427	5,597,019	1,233,118	1,143,497	1,349,273
2028	5,446,812	4,881,423	4,641,011	5,312,778	5,060,301	5,708,178	1,285,057	1,166,526	1,382,598
2029	5,617,905	4,937,261	4,776,371	5,452,057	5,141,675	5,820,882	1,338,677	1,190,975	1,416,567
2030	5,794,873	4,973,102	4,914,729	5,595,054	5,216,289	5,934,356	1,394,222	1,216,944	1,451,389
Crecimiento 2030 - 2025	3.14%	1.47%	2.71%	2.62%	1.51%	1.88%	4.24%	2.00%	2.46%

Fuente: Elaboración propia con base en las proyecciones de empresas distribuidoras y Plan Indicativo de Demandas 2025 - 2045.

Nota (1): el Plan Indicativo de Demandas 2025 - 2045 presenta información de energía inyectada a la red, por lo que fue ajustada considerando las pérdidas eficientes reconocidas.

Como se puede observar en la tabla anterior, las proyecciones presentadas por las empresas reflejan condiciones muy conservadoras respecto al crecimiento de la demanda (son las más bajas de las tres opciones consideradas) y las tasas de crecimiento promedio que más se acercan a las observadas son las que resultan del modelo econométrico.

Por lo mencionado, la proyección realizada con base en la regresión del modelo econométrico es la que más se acomoda al comportamiento histórico observado para las tres empresas, por lo que es la que se considera para la proyección de la demanda que se muestra a continuación:

TABLA 96 PROYECCIÓN ENERGÍA FACTURADA TOTAL

	Energía Facturada con AP (MWh)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2025	4,965,648		4,917,006		1,132,962	
2026	5,121,150	3.13%	5,045,156	2.61%	1,182,553	4.38%
2027	5,281,342	3.13%	5,177,146	2.62%	1,233,118	4.28%
2028	5,446,812	3.13%	5,312,778	2.62%	1,285,057	4.21%
2029	5,617,905	3.14%	5,452,057	2.62%	1,338,677	4.17%
2030	5,794,873	3.15%	5,595,054	2.62%	1,394,222	4.15%

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	80,412		117,549		41,990	
2026	80,412	0.00%	117,993	0.38%	42,211	0.53%
2027	80,412	0.00%	118,438	0.38%	42,434	0.53%
2028	80,412	0.00%	118,885	0.38%	42,657	0.53%
2029	80,412	0.00%	119,334	0.38%	42,882	0.53%
2030	80,412	0.00%	119,785	0.38%	43,107	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 por EDEMET	EDEMET	EDECHI
2026	7.53%	1.50%	7.53%	7.76%
2027	7.53%	1.50%	7.53%	7.75%
2028	7.53%	1.50%	7.53%	7.74%
2029	7.52%	1.50%	7.52%	7.74%
2030	7.52%	1.50%	7.52%	7.73%

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	9.02%	1.50%	9.05%	7.76%
2027	9.02%	1.50%	9.05%	7.75%
2028	9.01%	1.50%	9.04%	7.74%
2029	9.01%	1.50%	9.04%	7.74%
2030	9.00%	1.50%	9.03%	7.73%

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 2025 - 2045, según se muestra a continuación:

TABLA 100 DATOS PROYECTADOS DE FACTOR DE CARGA

AÑO	FC		
	ENSA	EDEMET	EDECHI
2026	0.63	0.64	0.71
2027	0.63	0.63	0.71
2028	0.63	0.63	0.71
2029	0.63	0.63	0.71
2030	0.63	0.63	0.71

Fuente: “Plan Indicativo de Demandas 2025 - 2045”, 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	5,433,143		5,406,235		1,228,219	
2026	5,603,777	3.14%	5,547,136	2.61%	1,281,980	4.38%
2027	5,779,547	3.14%	5,692,015	2.61%	1,336,700	4.27%
2028	5,961,100	3.14%	5,840,885	2.62%	1,392,904	4.20%
2029	6,148,810	3.15%	5,993,752	2.62%	1,450,924	4.17%

2030	5,794,873	-5.76%	6,150,693	2.62%	1,511,023	4.14%
------	-----------	--------	-----------	-------	-----------	-------

	Energía Inyectada al sistema (MWh)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2025 - 2026	5,518,604		5,476,686		1,255,099	
2026 - 2027	5,691,811	3.14%	5,619,457	2.61%	1,309,294	4.32%
2027 - 2028	5,870,477	3.14%	5,766,328	2.61%	1,364,755	4.24%
2028 - 2029	6,055,114	3.15%	5,917,193	2.62%	1,421,866	4.18%
2029 - 2030	6,246,048	3.15%	6,072,094	2.62%	1,480,924	4.15%

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 2025 – 2045, 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	981		978		197	
2026	1,012	3.14%	1,004	2.61%	206	4.38%
2027	1,044	3.14%	1,030	2.62%	215	4.57%
2028	1,077	3.14%	1,057	2.62%	223	3.56%
2029	1,111	3.15%	1,084	2.62%	232	3.95%
2030	1,047	-5.76%	1,113	2.62%	241	4.14%

	Demanda Máxima (MW)					
	ENSA	Var%	EDEMET	Var%	EDECHI	Var%
2025 - 2026	997		980		201	
2026 - 2027	1,028	3.14%	1,017	3.74%	210	4.43%
2027 - 2028	1,060	3.14%	1,043	2.62%	220	4.54%
2028 - 2029	1,094	3.15%	1,071	2.62%	228	3.54%
2029 - 2030	1,128	3.16%	1,099	2.62%	237	3.94%

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: 12/05/25 Time: 06:15

Sample (adjusted): 2005 2024

Included observations: 20 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-18.20877	0.548589	-33.19199	0.0000
LOG(POB)	2.051137	0.036142	56.75151	0.0000
R-squared	0.994442	Mean dependent var	12.92389	
Adjusted R-squared	0.994134	S.D. dependent var	0.201818	
S.E. of regression	0.015458	Akaike info criterion	-5.406756	
Sum squared resid	0.004301	Schwarz criterion	-5.307183	
Log likelihood	56.06756	Hannan-Quinn criter.	-5.387318	
F-statistic	3220.734	Durbin-Watson stat	0.582164	
Prob(F-statistic)	0.000000			

EDEMET

Dependent Variable: LOG(CLI_EMEDET)

Method: Least Squares

Date: 12/05/25 Time: 06:15

Sample (adjusted): 2005 2024

Included observations: 20 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-27.15908	0.702593	-38.65550	0.0000
LOG(POB)	2.644844	0.046289	57.13821	0.0000
R-squared	0.994517	Mean dependent var	12.98502	
Adjusted R-squared	0.994212	S.D. dependent var	0.260226	
S.E. of regression	0.019797	Akaike info criterion	-4.911902	
Sum squared resid	0.007055	Schwarz criterion	-4.812329	
Log likelihood	51.11902	Hannan-Quinn criter.	-4.892464	
F-statistic	3264.775	Durbin-Watson stat	0.366907	
Prob(F-statistic)	0.000000			

EDECHI

Dependent Variable: LOG(CLI_EDECHI)
Method: Least Squares
Date: 12/05/25 Time: 06:14
Sample (adjusted): 2005 2024
Included observations: 20 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-29.06431	1.062404	-27.35710	0.0000
LOG(POB)	2.691588	0.069994	38.45465	0.0000
R-squared	0.987974	Mean dependent var	11.78928	
Adjusted R-squared	0.987306	S.D. dependent var	0.265700	
S.E. of regression	0.029936	Akaike info criterion	-4.084877	
Sum squared resid	0.016131	Schwarz criterion	-3.985304	
Log likelihood	42.84877	Hannan-Quinn criter.	-4.065439	
F-statistic	1478.760	Durbin-Watson stat	0.472909	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Proyección Energía Facturada ENSA

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

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.062780	0.341217	-0.183990	0.8563
LOG(PIB)	0.539581	0.085646	6.300130	0.0000
LOG(EN_ENSA(-1))	0.361766	0.097553	3.708415	0.0019
R-squared	0.992057	Mean dependent var	14.92752	
Adjusted R-squared	0.991064	S.D. dependent var	0.248213	
S.E. of regression	0.023464	Akaike info criterion	-4.522778	
Sum squared resid	0.008809	Schwarz criterion	-4.373656	
Log likelihood	45.96639	Hannan-Quinn criter.	-4.497541	
F-statistic	999.1535	Durbin-Watson stat	1.993104	
Prob(F-statistic)	0.000000			

EDEMET

Dependent Variable: LOG(EN_EDEMET)
Method: Least Squares
Date: 12/27/25 Time: 23:14
Sample (adjusted): 2005 2024
Included observations: 20 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.521978	0.362114	9.726165	0.0000
LOG(PIB)	0.650124	0.020374	31.90894	0.0000
R-squared	0.982629	Mean dependent var		15.07487
Adjusted R-squared	0.981663	S.D. dependent var		0.209633
S.E. of regression	0.028387	Akaike info criterion		-4.191138
Sum squared resid	0.014505	Schwarz criterion		-4.091565
Log likelihood	43.91138	Hannan-Quinn criter.		-4.171700
F-statistic	1018.181	Durbin-Watson stat		0.688953
Prob(F-statistic)	0.000000			

EDECHI

Dependent Variable: LOG(EN_EDECHI)
Method: Least Squares
Date: 12/27/25 Time: 23:23
Sample (adjusted): 2006 2024
Included observations: 19 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1.742975	0.478797	-3.640320	0.0022
LOG(PIB)	0.359271	0.074723	4.808042	0.0002
LOG(EN_EDECHI(-1)...	0.655515	0.070723	9.268704	0.0000
R-squared	0.994858	Mean dependent var		13.41068
Adjusted R-squared	0.994216	S.D. dependent var		0.303733
S.E. of regression	0.023101	Akaike info criterion		-4.553968
Sum squared resid	0.008538	Schwarz criterion		-4.404846
Log likelihood	46.26270	Hannan-Quinn criter.		-4.528731
F-statistic	1547.885	Durbin-Watson stat		2.188088
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. R^2 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, R^2 debe estar entre 0 y 1.
- “Adjusted R-squared” se puede interpretar igual que R^2 ; 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 R^2 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 sometiéndolos 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%. Por la información presentada no se puede establecer si estas pérdidas incluyen zonas de alta pérdida pero que no necesariamente son zonas rojas, adicionalmente, 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

⁴ Nota VPER-170-25

⁵ Nota DIR-70-26

de pérdidas que es trasladado como costo adicional en las facturas de electricidad a los usuarios de las empresas distribuidoras.

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.
- Electrocutaciones.
- 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 por ENSA

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.

5. CONCLUSIONES

Lamentablemente la información presentada por las empresas no permite establecer la ubicación geográfica exacta en la que se encuentran las zonas rojas no permite realizar una verificación de que los cálculos presentados por las empresas corresponden a zonas rojas y asentamientos exclusivamente.

Por otra parte, recurriendo a la experiencia internacional este tipo de pérdidas se suelen reconocer en función del comportamiento de variables tales como los niveles de pobreza y criminalidad entre otros. En este sentido, se ha buscado información respecto a los niveles de pobreza y criminalidad en Panamá obteniéndose la siguiente información:

Pobreza Panamá	2022	2019
Índice Multidimensional de Pobreza	14.70%	18.40%

Fuente: Índice de Pobreza Multidimensional 209 – 2022 - Gobierno de Panamá – Gabinete Social PNUD <https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2024-05/undp-pa-impnac.pdf>

Criminalidad Panamá	2025	2023	2021
Puntuación de Criminalidad	6.93	6.98	6.68
Redes Criminales	7.00	7.00	7.00

Fuente: Global Organized Crime Index <https://ocindex.net/2021/country/panama>

Como se puede observar el índice multidimensional de pobreza muestra una tendencia decreciente y las puntuaciones de criminalidad son estables. Por lo que bajo este enfoque no correspondería incrementar las pérdidas reconocidas para zonas rojas.

En este sentido, la ASEP ha decidido reconocer como pérdidas de zonas rojas y asentamientos ilegales el 50% de los porcentajes solicitados por las 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

PROYECTO	Provincia	Empresa	Viviendas	km	Monto estimado (B/.)	Viviendas por km	Costo por vivienda	Costo por km
Los Guasimos, Tinajas, Dolega	Chiriquí	EDECHI	35	1.3	69,370.24	26.92	1,982.01	53,361.72
Hato Corotú; Mironó	Ngobé Buglé	EDECHI	111	11.2	415,737.80	9.91	3,745.39	37,119.45
Olá, Lajero, Nole Duima	Ngobé Buglé	EDECHI	124	4	161,467.28	31.00	1,302.16	40,366.82
Guacá Centro, Guacá, David	Chiriquí	EDECHI	5	0.35	25,047.63	14.29	5,009.53	71,564.66
Cañas Verdes, Palmira, Boquete	Chiriquí	EDECHI	35	11.5 8	677,015.75	3.02	19,343.31	58,464.23
Guaramito, Barranquilla, Rambala	Bocas del Toro	EDECHI	50	2.03	132,326.90	24.63	2,646.54	65,185.67
Coquillo, El Vallé, Antón	Coclé	EDEMET	29	2.16	94,952.01	13.43	3,274.21	43,959.26
El Chorro, Llano grande, La Pintada	Coclé	EDEMET	15	1.1	49,197.32	13.64	3,279.82	44,724.84
Cerro Pelado, Pesé	Herrera	EDEMET	5	0.49	17,169.22	10.20	3,433.84	35,039.22
Turuega, Chiguirí, Penonomé	Coclé	EDEMET	98	5.98	390,509.98	16.39	3,984.80	65,302.67
La Chapa, San Juan de Dios, Antón	Coclé	EDEMET	10	1.08	58,861.56	9.26	5,886.16	54,501.44

PROYECTO	Provincia	Empresa	Viviendas	km	Monto estimado (B/.)	Viviendas por km	Costo por vivienda	Costo por km
Loma Chata, El Picacho, Olá	Coclé	EDEMET	22	1.84	130,173.42	11.96	5,916.97	70,746.42
Río Indio, Nacimiento, Jordanal, Ciri Grande, Capira	Panamá Oeste	EDEMET	101	10.07	617,293.70	10.03	6,111.82	61,300.27
Sector Altos de los Gringos, Menchaca, Ocu	Herrera	EDEMET	9	0.98	55,779.10	9.18	6,197.68	56,917.45
Rascador, Entradero del Castillo, Ocu	Herrera	EDEMET	26	3.46	164,518.71	7.51	6,327.64	47,548.76
Zapotal, Entradero del Castillo, Ocu	Herrera	EDEMET	15	2.48	113,190.16	6.05	7,546.01	45,641.19
China Abajo, La Laguna, San Carlos	Panamá Oeste	EDEMET	9	1.15	72,830.62	7.83	8,092.29	63,330.97
Guabito, La Laguna, San Carlos	Panamá Oeste	EDEMET	8	1.3	65,856.36	6.15	8,232.05	50,658.74
El Juan, El Higo, La Mesa	Veraguas	EDEMET	54	3.08	164,979.02	17.53	3,055.17	53,564.62
Loma El Guavo, El Prado, Las Palmas	Veraguas	EDEMET	27	1.73	100,725.48	15.61	3,730.57	58,222.82
Los Hatillos Arriba, San Francisco	Veraguas	EDEMET	31	3.82	191,280.56	8.12	6,170.34	50,073.45

PROYECTO	Provincia	Empresa	Viviendas	km	Monto estimado (B/.)	Viviendas por km	Costo por vivienda	Costo por km
Los Toretos, El Macano	Los Santos	EDEMET	6	2.23	90,137.87	2.69	15,022.98	40,420.57
Boca de Quema, Altos de Guerra	Los Santos	EDEMET	5	0.94 5	38,394.81	5.29	7,678.96	40,629.43
Nuevo San José, San Juan del Turbe, La Pintada	Coclé	EDEMET	84		9,095.01	N/A	N/A	N/A
Colón, Los Santos	Los Santos	EDEMET	5	0.59 5	41,299.86	8.40	8,259.97	69,411.53
Plan Bonito, La tronosa, Tonosí	Los Santos	EDEMET	2	0.37 5	19,944.80	5.33	9,972.40	53,186.13
Bajo Montilla, Bajos de Guerra	Los Santos	EDEMET	5	1.3	65,451.90	3.85	13,090.38	50,347.62
LaPintada, El Corteza	Los Santos	EDEMET	2	0.59	26,882.76	3.39	13,441.38	45,564.00
Bernardino Abajo El Arado, La Chorrera	Panamá Oeste	EDEMET	13	0.95	55,390.69	13.68	4,260.82	58,305.99
Paraguito, Las Margaritas, Chepo	Panamá	ENSA	30	2.2	140,435.00	13.64	4,681.17	63,834.09
Barriadas frente a la Subasta y antes de la Universidad, Torti, Chpeo	Panamá	ENSA	19	1.03	72,548.14	18.45	3,818.32	70,435.09
Barriada Villa de Las	Panamá	ENSA	59	1.65	127,588.94	35.76	2,162.52	77,326.63

PROYECTO	Provincia	Empresa	Viviendas	km	Monto estimado (B/.)	Viviendas por km	Costo por vivienda	Costo por km
Rosas y Doña Eve								
Río Román, Santa Fé	Darien	ENSA	34	4.64	226,241.87	7.33	6,654.17	48,759.02
Coredo, Santa Fé	Darién	ENSA	23	8.17	348,802.88	2.82	15,165.34	42,693.13
Altos del Cristo, Zapallal	Darién	ENSA	11	S/I	50,056.74	S/I	4,550.61	S/I
Agua Buena, El Llano, Chepo	Panamá	ENSA	51	S/I	263,336.63	S/I	5,163.46	S/I
TOTAL					5,343,890.72			
PROMEDIOS							6,548.31	54,197.21