# PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

2026-2040

## TOMO I
## ESTUDIOS BÁSICOS

Gerencia de Planeamiento

PANAMÁ

Junio 2026




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# PESIN 2026

## TOMO I
## ESTUDIOS BÁSICOS

ETESA
Unimos Panamá con energía




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# NOMENCLATURAS

| Nomenclatura | Significado |
|---|---|
| **ACCC** | Conductor de Aluminio con Núcleo Compuesto |
| **ACP** | Autoridad del Canal de Panamá |
| **ANSI** | Instituto Nacional Estadounidense de Estándares |
| **CALP** | Consumo Alumbrado Público |
| **CCOM** | Consumo Comercial |
| **CELADE** | Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía |
| **CEMEX** | CEMENTO BAYANO S.A. |
| **CEPAL** | Comisión Económica para América Latina y el Caribe |
| **CGOB** | Consumo de Gobierno |
| **CIND** | Consumo Industrial |
| **CND** | Centro Nacional de Despacho |
| **COTR** | Consumo Otros |
| **CRES** | Consumo Residencial |
| **DMG** | Demanda Máxima de Generación |
| **EDECHI** | Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. |
| **EDEMET** | Empresa de Distribución Eléctrica Metro - Oeste, S.A. |
| **ENSA** | Elektra Noreste, S.A. |
| **ETESA** | Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. |
| **FC** | Factor de Carga |
| **IMAE** | Índice Mensual de Actividad Económica |
| **INEC** | Instituto Nacional de Estadística y Censo |
| **IPC** | Índice de precios al consumidor |
| **OPGW** | Optical Power Ground Wire |
| **PA** | Poder adquisitivo |
| **PERNT** | Pérdidas No Técnicas |
| **PERT** | Pérdidas Técnicas |
| **PIB** | Producto Interno Bruto |
| **PIBCOM** | Producto Interno Bruto Comercial |
| **PIBIND** | Producto Interno Bruto Industrial |
| **PSS/E** | Power System Simulator Extended |
| **PUTT** | Permissive Underreaching Transfer Trip |
| **RT** | Reglamento de Transmisión |
| **SIN** | Sistema Interconectado de Panamá |
| **TMEDR** | Tarifa Media Real De La Distribuidora |

# CONTENIDO

**CAPÍTULO 1 ..... 16**

**INTRODUCCIÓN Y RESUMEN ..... 16**
INTRODUCCIÓN ..... 16
RESUMEN ..... 17

**CAPÍTULO 2 ..... 23**

**METODOLOGÍA Y ALCANCE ..... 23**
METODOLOGÍA ..... 23
ALCANCE DE LAS PROYECCIONES ..... 25

**CAPÍTULO 3 ..... 29**

**EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ..... 29**
INDICADORES SOCIOECONÓMICOS ..... 29
INDICADORES ELÉCTRICOS ..... 35

**CAPÍTULO 4 ..... 49**

**PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA ..... 49**
VARIABLES GLOBALES ..... 49
PRONÓSTICOS DE DEMANDA - DISTRIBUIDORAS ..... 63
GRANDES CLIENTES – CONEXIÓN EN ALTA TENSIÓN ..... 76

**CAPÍTULO 5 ..... 80**

**RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA ..... 80**
DEMANDA DE ENERGÍA ..... 80

**CAPÍTULO 6 ..... 88**

**CURVAS TÍPICAS ..... 88**
EDEMET ..... 88
EDECHI ..... 90
ENSA ..... 91
GRANDES CLIENTES ..... 92

**CAPÍTULO 7 ..... 96**

**DESAGREGACIÓN POR BARRA ..... 96**

**CAPÍTULO 8 ..... 102**

**ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS Y COSTOS DE TRANSMISIÓN ..... 102**
INTRODUCCIÓN ..... 102
CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES ..... 103
COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN ..... 113

**CAPÍTULO 9 ..... 126**

**CONCLUSIONES Y REFERENCIAS ..... 126**
CONCLUSIONES ..... 126
REFERENCIAS ..... 127

# ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. 1 Proyección de la Demanda de Panamá ..... 18
Gráfico 1. 2 Proyección de la Potencia Máxima ..... 19

Gráfico 1. 1 Proyección de la Demanda de Panamá ..... 18
Gráfico 1. 2 Proyección de la Potencia Máxima ..... 19

Gráfico 3. 1 Tasa de Crecimiento Poblacional ..... 30
Gráfico 3. 2 Tasa de natalidad anual en Panamá ..... 30
Gráfico 3. 3 Crecimiento del IPC ..... 32
Gráfico 3. 4 Poder Adquisitivo en Panamá ..... 32
Gráfico 3. 5 PIB real y tasa de aumento anual ..... 34
Gráfico 3. 6 PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica ..... 36
Gráfico 3. 7 Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2006 -2022 ..... 38
Gráfico 3. 8 Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG ..... 41
Gráfico 3. 9 Tarifa Media Real y Factor de Carga ..... 42
Gráfico 3. 10 Pérdidas Totales del Sistema ..... 44
Gráfico 3. 11 Evolución del precio de la electricidad ..... 45

Gráfico 4. 1 Proyección del PIB – Escenario Moderado ..... 50
Gráfico 4. 2 Proyección del PIB – Escenario Bajo. ..... 51
Gráfico 4. 3 Proyección del PIB – Escenario Alto ..... 52
Gráfico 4. 4 Proyección del PIB Comercial – Escenario Moderado. ..... 54
Gráfico 4. 5 Proyección del PIB Comercial – Escenario Bajo. ..... 55
Gráfico 4. 6 Proyección del PIB Comercial– Escenario alto. ..... 56
Gráfico 4. 7 Proyección del PIBIND – Escenario Moderado. ..... 58
Gráfico 4. 8 Proyección del PIBIND – Escenario Bajo. ..... 59
Gráfico 4. 9 Proyección del PIBIND – Escenario Alto. ..... 60
Gráfico 4. 10 Proyección del IMAE – Escenario Moderado, Bajo y Alto. ..... 62
Gráfico 4. 11 Proyección EDECHI – Consumo Residencial ..... 64
Gráfico 4. 12 Proyección EDECHI – Consumo Comercial. ..... 64
Gráfico 4. 13 Proyección EDECHI: Consumo Industrial ..... 65
Gráfico 4. 14 Proyección EDECHI: Consumo de Gobierno. ..... 65
Gráfico 4. 15 Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado Público ..... 66
Gráfico 4. 16 Proyección EDECHI: Consumo Otros ..... 66
Gráfico 4. 18 Proyección EDECHI: Pérdidas Técnicas. ..... 67
Gráfico 4. 19 Proyección EDECHI: Pérdidas no Técnicas. ..... 67
Gráfico 4. 20 Proyección EDEMET: Consumo Residencial ..... 68
Gráfico 4. 21 Proyección EDEMET: Consumo Comercial. ..... 68
Gráfico 4. 22 Proyección EDEMET: Consumo Industrial ..... 69
Gráfico 4. 23 Proyección EDEMET: Consumo De Gobierno ..... 69
Gráfico 4. 24 Proyección EDEMET: Consumo Alumbrado Público ..... 70
Gráfico 4. 25 Proyección EDEMET: Consumo Otros. ..... 70
Gráfico 4. 27 Proyección EDEMET: Pérdidas Técnicas. ..... 71
Gráfico 4. 28 Proyección EDEMET: Pérdidas no Técnicas. ..... 71

Gráfico 4. 29 Proyección ENSA: Consumo Residencial. ..... 72
Gráfico 4. 30 Proyección ENSA: Consumo Comercial ..... 72
Gráfico 4. 31 Proyección ENSA: Consumo Industrial. ..... 73
Gráfico 4. 32 Proyección ENSA: Consumo de Gobierno. ..... 73
Gráfico 4. 33 Proyección ENSA: Consumo Alumbrado Público. ..... 74
Gráfico 4. 34 Proyección ENSA: Consumo Otros. ..... 74
Gráfico 4. 36 Proyección ENSA: Pérdidas Técnicas. ..... 75
Gráfico 4. 37 Proyección ENSA: Pérdidas No Técnicas. ..... 75

Gráfico 5. 1 Proyección de la demanda total de Panamá – Tres escenarios. ..... 80
Gráfico 5. 2 Proyección de la potencia máxima anual. ..... 82

Gráfico 6. 1Curva Típica de Carga – Panamá (EDEMET) ..... 88
Gráfico 6. 2 Curva Típica de Carga - Locería ..... 89
Gráfico 6. 3 Curva Típica de Carga - Marañón ..... 89
Gráfico 6. 4 Curva Típica de Carga – San Francisco ..... 89
Gráfico 6. 5 Curva Típica de Carga – Chorrera ..... 89
Gráfico 6. 6 Curva Típica de Carga – Llano Sánchez ..... 89
Gráfico 6. 7 Curva Típica de Carga – Mata de Nance ..... 90
Gráfico 6. 8 Curva Típica de Carga - Changuinola ..... 90
Gráfico 6. 9 Curva Típica de Carga - Progreso ..... 90
Gráfico 6. 10 Curva Típica de Carga – Panamá (ENSA) ..... 91
Gráfico 6. 11 Curva Típica de Carga – 24 de Diciembre ..... 91
Gráfico 6. 12 Curva Típica de Carga – Cerro Viento ..... 91
Gráfico 6. 13 Curva Típica de Carga – Chilibre ..... 91
Gráfico 6. 14 Curva Típica de Carga – France Field ..... 91
Gráfico 6. 15 - Curva Típica de Carga – Geehan ..... 91
Gráfico 6. 16 Curva Típica de Carga Línea – Monte Oscuro ..... 92
Gráfico 6. 17 Curva Típica de Carga – Santa María ..... 92
Gráfico 6. 18 Curva Típica de Carga – Tinajitas ..... 92
Gráfico 6. 19 Curva Típica de Carga – Tocumen ..... 92
Gráfico 6. 20 Curva Típica de Carga - ARGOS ..... 92
Gráfico 6. 21 Curva Típica de Carga – CEMEX ..... 92

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3. 1 Coeficiente de correlación ..... 35
Tabla 3. 2 Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG ..... 40

Tabla 4. 1 Registros históricos del PIB. ..... 49
Tabla 4. 2 PIB – Escenario moderado ..... 50
Tabla 4. 3 PIB – Escenario bajo. ..... 51
Tabla 4. 4 PIB – Escenario alto ..... 52
Tabla 4. 5 Registros históricos del PIBCOM. ..... 53
Tabla 4. 6 PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Moderado. ..... 54

Tabla 4. 7 PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Bajo. ..... 55
Tabla 4. 8 PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario alto ..... 56
Tabla 4. 9 Registros históricos del PIBIND ..... 57
Tabla 4. 10 PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Moderado ..... 58
Tabla 4. 11 PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Bajo. ..... 59
Tabla 4. 12 PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Alto. ..... 60
Tabla 4. 13 Registros históricos del IMAE. ..... 61
Tabla 4. 14 IMAE– Escenario Moderado y Bajo. ..... 61

Tabla 5. 1 Proyección de la demanda y potencia eléctrica. ..... 81
Tabla 5. 2 Tasa Anual Acumulativa. ..... 82
Tabla 5. 3 Proyección de la demanda y potencia, incluyendo pérdidas, ACP y minera Panamá ..... 84

Tabla 7. 1 Desagregación por Barra (Parte 1). ..... 97
Tabla 7. 2 Desagregación por Barra (Parte 2) ..... 98

Tabla 8. 1 Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.). 114
Tabla 8. 2 Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles. ..... 114
Tabla 8. 3 Costo Unitario de las líneas de transmisión ..... 115
Tabla 8. 4 Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones ..... 117
Tabla 8. 5 Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones (Continuación) ..... 118
Tabla 8. 6 Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote ..... 119
Tabla 8. 7 Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles ..... 120
Tabla 8. 8 Relación Porcentual de Otros Costos. ..... 120

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3. 1 Capacidad Instalada por tipo de Tecnología ..... 39
Figura 3. 2 Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica ..... 43

Figura 8. 1 Configuración Barra sencilla. ..... 109
Figura 8. 2 Configuración Interruptor y medio. ..... 109
Figura 8. 3 Configuración Barra principal y de transferencia. ..... 110

# ÍNDICE DE ANEXOS

Tomo I - Anexo - I Metodología y Manual del THUAR 2026-2040
Tomo I - Anexo - II Variables Históricas y Proyección de Demanda
Tomo I - Anexo - III Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo 2026-2040
Tomo I - Anexo - IV Costos, Selección del Conductor y Requerimientos de Protección 2026-2040
Tomo I - Anexo -V Definición de Política y Criterios para la Revisión del 2026-2040




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

En el Reglamento de Transmisión se establece que ETESA deberá incluir en el Plan de Expansión una sección denominada “Estudios Básicos”, la cual deberá contemplar:

# TOMO I ESTUDIOS BÁSICOS



## Pronóstico de la Demanda

Se realizan los pronósticos para los próximos 15 años



## Escenarios de Suministro y Criterios de Planificación

Se establecen los criterios adoptados y la sustentación de los escenarios elegidos.



## Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la Transmisión

Se detallan las tecnologías aplicadas y los costos de las instalaciones típicas.



*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN Y RESUMEN

*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO 1

# INTRODUCCIÓN Y RESUMEN

## INTRODUCCIÓN

Este documento presenta los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los Planes de Expansión [1] cumpliendo con lo estipulado en el Reglamento de Transmisión (RT) aprobado por la Resolución JD-5216, de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones posteriores.

Tal como lo establece el RT se incluyen los datos, detalles metodológicos, resultados intermedios y finales de pronóstico de energía y potencia, a nivel del Sistema Principal de Transmisión.

La base metodológica se fundamenta en diversas metodologías estadísticas que analizan la serie de consumo de energía eléctrica por sectores, incluyendo modelos de regresión avanzada para establecer relaciones complejas entre variables, suavización exponencial que otorga mayor peso a los datos recientes, y regresión lineal simple como una aproximación inicial. Estas técnicas combinadas permiten derivar la serie de demanda máxima total asociada a la energía eléctrica, abarcando un periodo de estudio de quince años de proyección, facilitando así una comprensión más profunda de las tendencias en el uso de energía.

De acuerdo con lo estipulado en el Reglamento de Transmisión, se desagrega la demanda máxima por barra del Sistema Principal de Transmisión, con base en las curvas típicas y simultaneidad de la demanda, provenientes de la base de datos estadísticos históricos del Centro Nacional de Despacho (CND) y de las Empresas Distribuidoras. En los casos que no se cuenta con información estadística histórica, se asumen comportamientos de áreas similares atendidas.

Se espera que el consumo de energía eléctrica en los sectores comercial e industrial de Panamá aumente, debido al crecimiento económico, la urbanización y el uso de nuevas tecnologías. Sin embargo, el uso de tecnologías más eficientes y la mejora de procesos con automatización serán fundamentales para controlar este aumento y hacer un mejor uso de la energía.

[1] De acuerdo con la resolución JD-2627, de enero del 2001, el ERSP hoy ASEP ordenaba a ETESA la utilización del informe Indicativo de Demanda, elaborado anualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND), para las actualizaciones de los Planes de Expansión.

# RESUMEN

## 1 DEMANDA

Para la expansión del Sistema Interconectado de Panamá (SIN), es fundamental proyectar la demanda eléctrica que el país deberá confrontar en los próximos años. Esta proyección se realiza evaluando por separado el consumo de las empresas distribuidoras (ENSA, EDEMET y EDECHI) y los Grandes Clientes. Las estimaciones tienen en cuenta tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas en la distribución, así como la tarifa media real de las distribuidoras. En el análisis de las distribuidoras, se consideran los sectores de consumo residencial, comercial, industrial, gubernamental y el alumbrado público. Con base en esta información, se calcula la demanda eléctrica de Panamá.

## MODELO UTILIZADO 2

La metodología empleada se fundamenta en técnicas estadísticas que analizan las relaciones de dependencia entre los datos a partir de una muestra específica, identificando aquellas que se mantienen estables a lo largo del tiempo. Con base en estas relaciones, se utilizan métodos como la regresión avanzada, la suavización exponencial y la regresión lineal simple para realizar pronósticos futuros, evaluando las probabilidades de ocurrencia en diferentes rangos de valores (escenarios).

## 3 ESCENARIOS

Los siguientes escenarios, que presentan diversas condiciones y características, se organizan de la siguiente forma:

**ALTO** | **MODERADO** | **BAJO**

# PROYECCIONES 4

En este documento se presentan las proyecciones de demanda a largo plazo del Sistema Interconectado Nacional para el período 2026-2040, considerando los tres escenarios mencionados. Estas proyecciones indican que el consumo de energía eléctrica del sistema podría registrar una tasa de crecimiento promedio anual de aproximadamente 2.94% durante los quince años de proyección. Por otro lado, la potencia máxima demandada al sistema podría experimentar un crecimiento del 4.03%, estos valores pueden variar dependiendo de la situación socioeconómica.

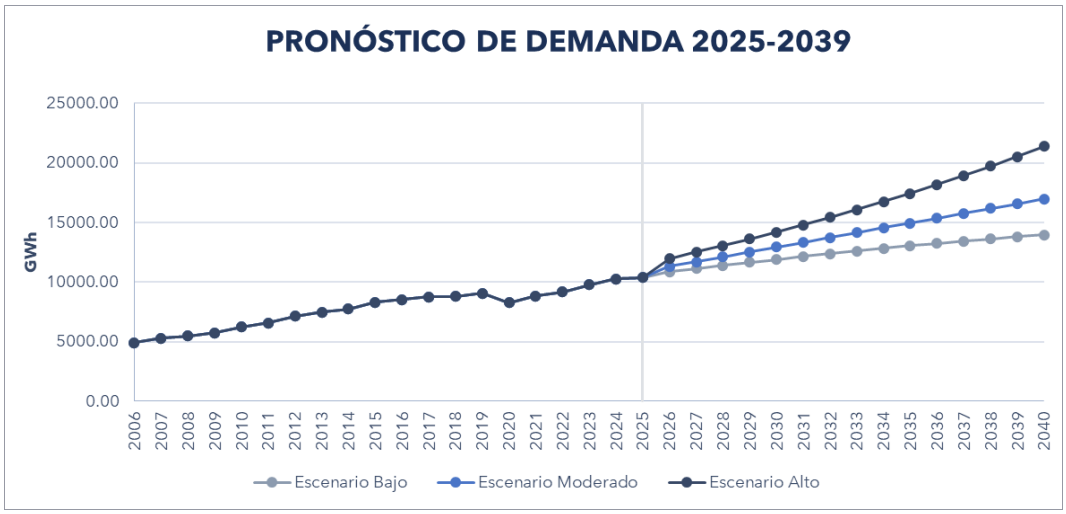



**Gráfico 1. 1 Proyección de la Demanda de Panamá**

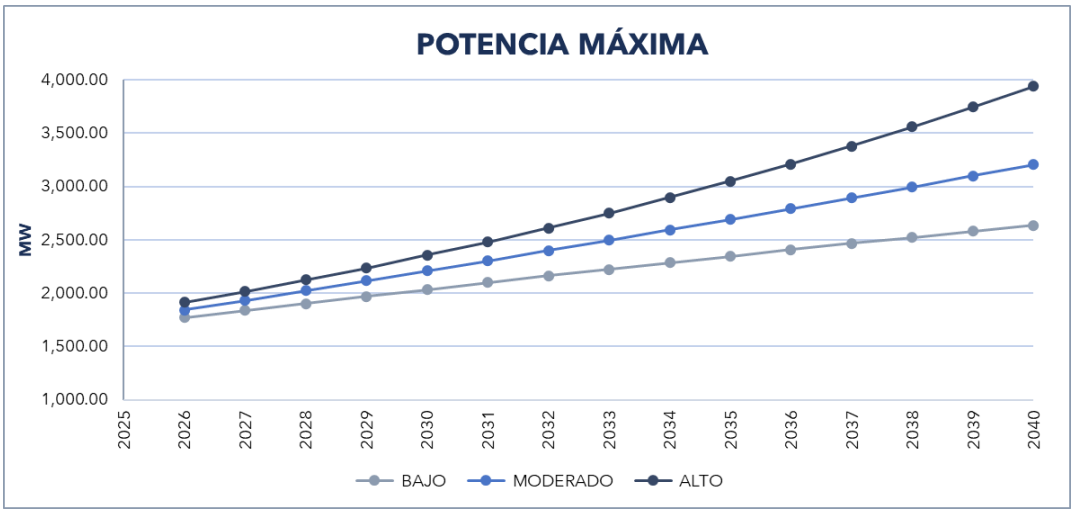



**Gráfico 1. 2 Proyección de la Potencia Máxima.**




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO II

## METODOLOGÍA Y ALCANCE




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO 2

# METODOLOGÍA Y ALCANCE

En este capítulo se proporcionará una descripción del modelo empleado para calcular la demanda. También se describirán los pasos necesarios para realizar las proyecciones y se explicará el proceso que sigue el programa para generar las proyecciones finales. Además, se abordarán los límites de esta proyección y los escenarios correspondientes.

## METODOLOGÍA

ETESA, para la realización de las proyecciones de demanda, este año emplea diversas metodologías estadísticas con el objetivo de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica en el sistema eléctrico nacional. Estas metodologías analizan patrones dinámicos en los datos, proporcionando una caracterización estadística de las relaciones entre el pasado y el presente.

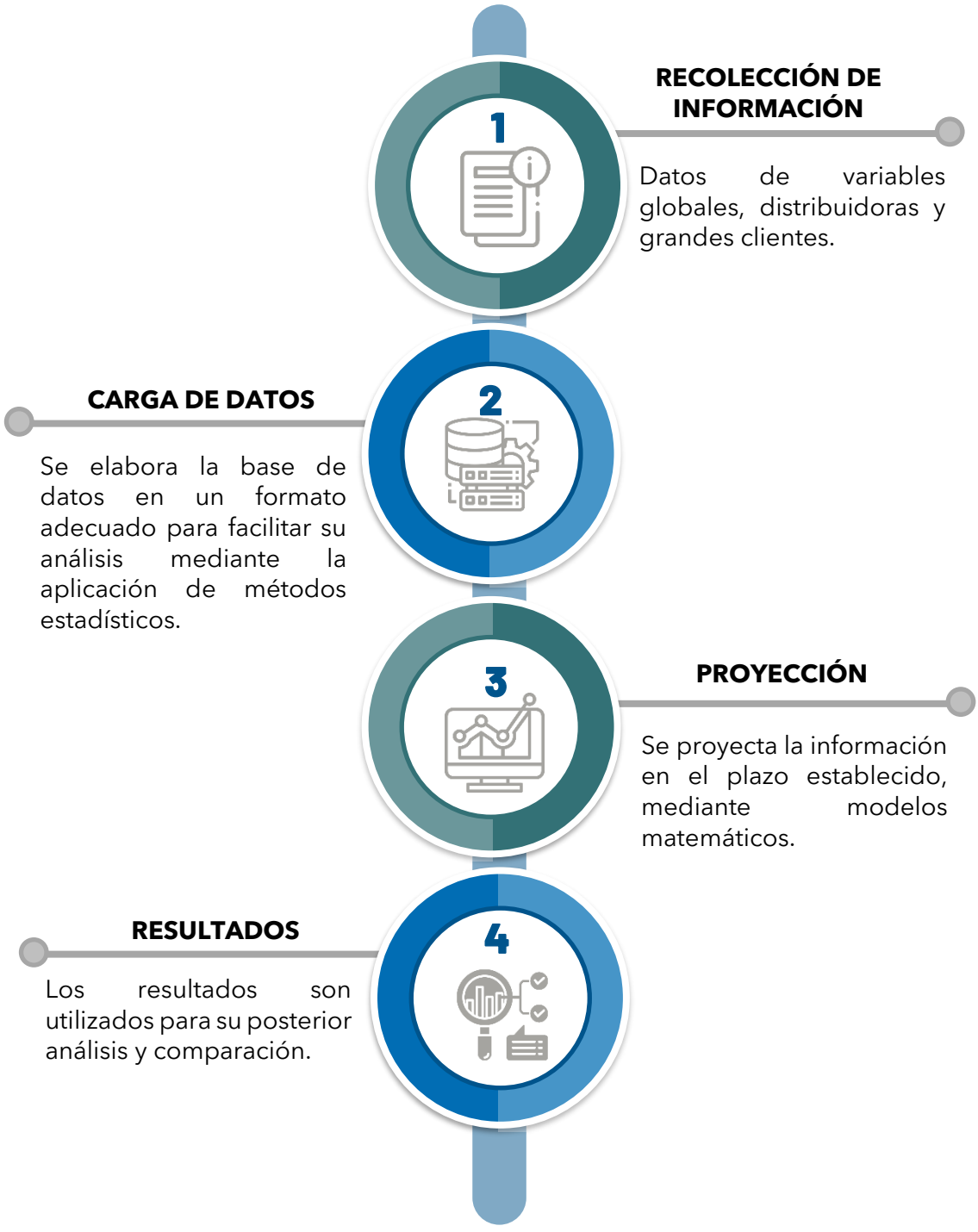
Para llevar a cabo estas proyecciones, se utilizan series históricas de variables socioeconómicas, como el Producto Interno Bruto, junto con las proyecciones de población elaboradas por el INEC y el volumen de ventas de energía eléctrica, tanto global como sectorial, recopiladas por la ASEP y/o las distribuidoras.

El proceso comienza con la información y el comportamiento de los años históricos, es decir, los años anteriores al presente desde el cual se realizará la proyección. A partir de esta información, se proyecta el resto de la serie utilizando diferentes modelos estadísticos, cada uno enfocado en un sector económico específico: residencial, comercial, industrial y gubernamental.

Es importante destacar que las proyecciones no solo incluyen las ventas de energía de las distribuidoras, sino que también consideran el consumo de los grandes clientes, que se agrupan en tres sectores: industrial, comercial y gubernamental.

# PROCESO PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

A continuación, se presenta el procedimiento utilizado para realizar la proyección de demanda de energía de Panamá.



# ALCANCE DE LAS PROYECCIONES

Las proyecciones de demanda requeridas para la Expansión del Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo con el Reglamento de Transmisión, se realizan con un horizonte de quince (15) años, correspondiendo, en este ejercicio, al periodo comprendido entre los años: 2026 y 2040.

El horizonte histórico analizado comprende, a la fecha, 24 años (2001–2025) para las variables explicativas, 16 años (2009–2025) para las variables de las distribuidoras y las variables de grandes clientes. Cabe resaltar que, para las variables explicativas, se utilizaron datos actualizados hasta abril 2026.

## DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS

**ALTO**

En el escenario alto, se observa que todas las variables consideradas experimentan un crecimiento significativamente mayor en comparación con las variables del escenario

**MODERADO**

Este escenario anticipa que el sector continuará comportándose de manera similar a lo que ha ocurrido hasta ahora, aunque con algunos cambios en el corto plazo. La proyección de este escenario se basa en el análisis de las series históricas de las variables explicativas.

**BAJO**

En el escenario bajo se aprecia una disminución en la tendencia de las variables contempladas, en comparación al crecimiento normal de estas, lo cual produce una disminución considerable en el consumo de energía eléctrica.




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO III

## EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO 3

# EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

En esta sección se analiza la evolución y perspectiva de variables externas al sistema eléctrico, como la población, el PIB global y la inflación. También se revisan indicadores del sistema eléctrico nacional, incluyendo el precio promedio de la energía, las ventas totales y sectoriales de electricidad, las pérdidas y el factor de carga del sistema.

El histórico de la mayoría de las variables socioeconómicas se actualizó con la información oficial disponible, debido a que muchas fuentes aún no han publicado la totalidad de los datos de 2025. Las proyecciones utilizadas presentan variaciones mínimas respecto a las tendencias observadas, por lo que se consideran metodológicamente válidas.

## INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

### DATOS DEMOGRÁFICOS

El Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República de Panamá, ejecuta cada diez años los censos nacionales de población y vivienda, cuyos datos son la base de las proyecciones oficiales de población. Con la ayuda de los datos censales del INEC, el Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE), componente de la CEPAL desde 1997, realiza conciliaciones y estimaciones, así como proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2100.

Mediante la Resolución No. 525-2022-INEC, del 17 de mayo de 2022, se establece que el XII Censo de Población y VIII de Vivienda se llevará a cabo del 8 de enero al 4 de marzo de 2023. Este censo, realizado en 2023, proporcionó importantes indicadores demográficos sobre la estructura y otros aspectos destacados de la población panameña. Los datos más recientes evidencian no solo cambios estructurales en la población, sino también transformaciones culturales y la imprecisión de premisas demográficas anteriores.

Según la información obtenida del último censo y las estimaciones nacionales vigentes, la tasa de crecimiento de la población panameña presentó una disminución del 8.95% en la década de 2000 a 2010 y continuó disminuyendo un 30.5% durante la siguiente década (del 2011 al 2023). Se espera que este comportamiento continúe durante los próximos años (ver Gráfico 3. 1).

Otro factor que ha disminuido a lo largo de los años es la tasa de natalidad, que

pasó de 22.71% nacimientos por cada mil habitantes en 2000 a 14.50% nacimientos por cada mil habitantes en 2022 (véase Gráfico 3. 2).

Cabe destacar que la provincia de Panamá, con aproximadamente el 35% de la población total, posee el mayor porcentaje de residentes en su área urbana, con un 65.8%, lo que representa 1.9 millones de personas.

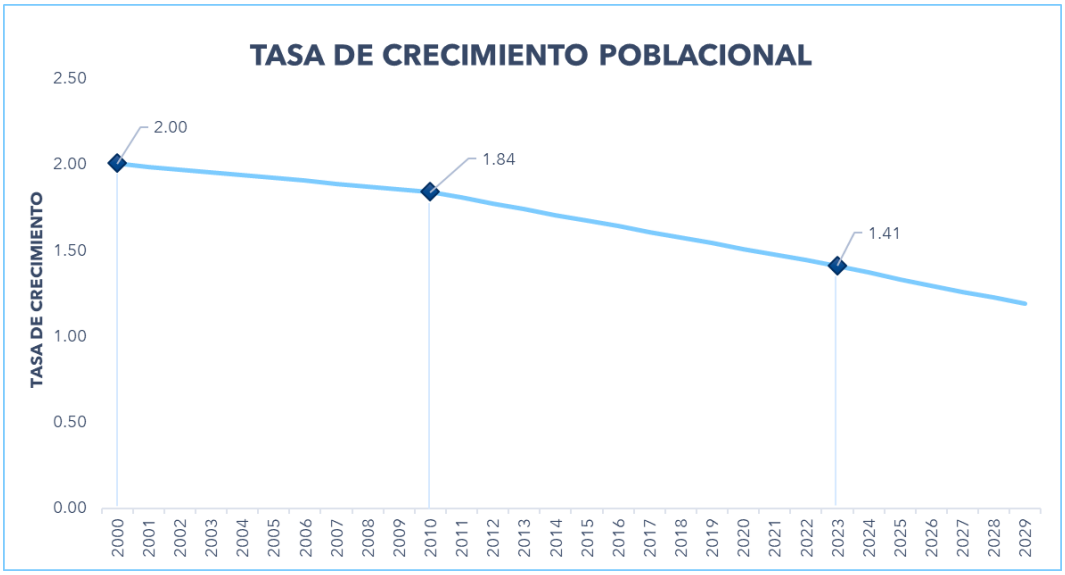



**Gráfico 3. 1 Tasa de Crecimiento Poblacional**

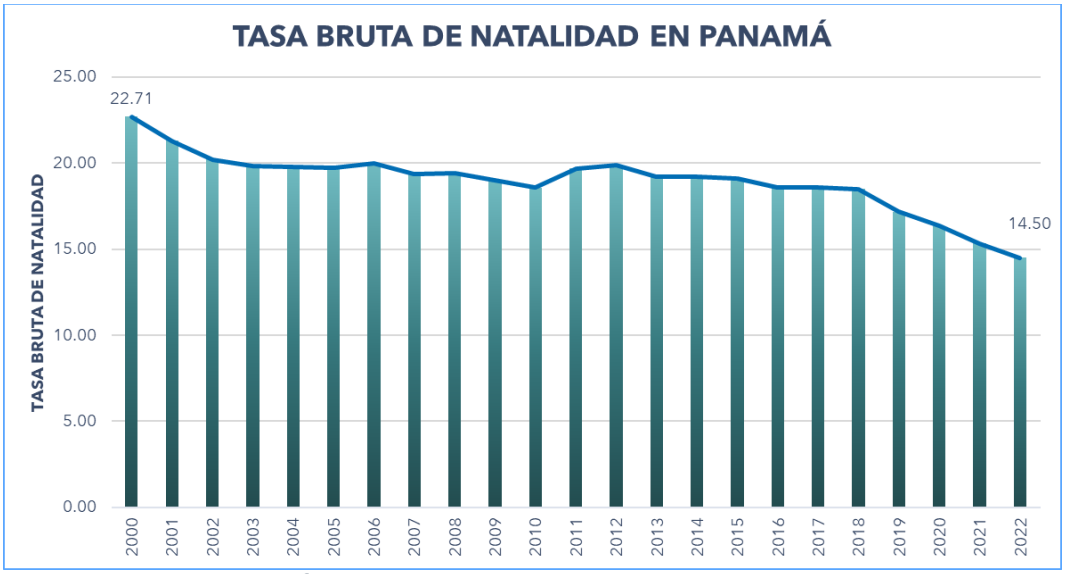



**Gráfico 3. 2 Tasa de natalidad anual en Panamá**

[2]Hasta mediados de 2004, la paridad del balboa respecto al dólar estadounidense permitió a Panamá mantener bajos niveles de inflación, los cuales históricamente fluctuaban alrededor del 1%. A diferencia de la mayoría de los países de la región latinoamericana, Panamá experimentó largos períodos (1985-2005) en los que las tasas de inflación, incluso en sus niveles máximos, no superaron el 1.5%.

Sin embargo, durante el período de crecimiento económico sostenido entre 2007 y 2012, la inflación alcanzó una tasa promedio de 5.24%. [3]Cabe señalar que el año 2013 se adoptó como año base de comparación, asignándole un valor de 100. Durante el período 2013-2015, se registró una tasa promedio de incremento anual de 2.32%. Posteriormente, entre 2015 y 2018, la inflación volvió a situarse por debajo del 1%, evidenciando una desaceleración respecto al ciclo anterior de mayores incrementos de precios.

Entre 2019 y 2020, se observó una variación negativa de la inflación, con valores de -0.36% y -1.55%, respectivamente. Para 2023, la inflación se ubicó en 1.48% (ver Gráfico 3.3), reflejando un retorno a niveles moderados tras las variaciones negativas registradas en 2019 y 2020. Esto sugiere estabilidad económica y control de precios, manteniéndose por debajo de los niveles observados durante el período de crecimiento económico entre 2007 y 2012. En conjunto, este comportamiento refleja una tendencia hacia la normalización económica en el contexto postpandemia.

De acuerdo con la información publicada por el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC), la inflación en Panamá mantuvo un comportamiento estable durante 2024 y 2025. El Índice de Precios al Consumidor (IPC) registró una variación anual de 0.73% en 2024 y de -0.11% en 2025. Cabe señalar que, a partir de septiembre de 2025, el INEC actualizó el IPC a la base 2024 = 100; no obstante, la serie histórica fue empalmada mediante un factor de enlace para mantener la comparabilidad de los datos.

[2] Inflación, precios al consumidor (% anual) - Panama, Latin America & Caribbean (https://datos.bancomundial.org/indicador/FP.CPI.TOTL.ZG?end=2023&locations=PA&name_desc=false&start=2006&view=chart)

[3] Cuadro 5. Índice de precios al consumidor nacional urbano y Poder adquisitivo del balboa: años 2013-2023 (https://www.inec.gob.pa/avance/Default2.aspx?ID_CATEGORIA=2&ID_CIFRAS=10&ID_IDIOMA=1)

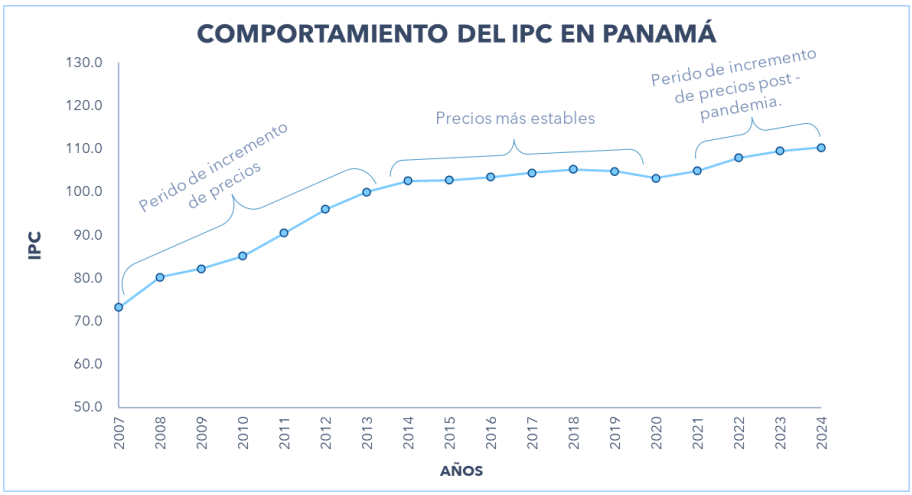



**Gráfico 3. 3 Crecimiento del IPC**

## PODER ADQUISITIVO

El poder adquisitivo de un país se refiere a la capacidad de sus ciudadanos para adquirir bienes y servicios con los ingresos que generan. Este concepto está influenciado por diversos factores, como el nivel de ingresos, los precios de los bienes y servicios, y la inflación.

En general, un alto poder adquisitivo permite a las personas comprar más con su dinero, mientras que un poder adquisitivo bajo indica que los ingresos o salarios no son suficientes para satisfacer las necesidades básicas o adquirir productos y servicios de calidad.

El poder adquisitivo se mide a menudo en términos de paridad del poder adquisitivo (PPA), que ajusta las diferencias de precios entre países, ofreciendo así una comparación más precisa del nivel de vida. Esto facilita la comprensión de cómo se comparan las economías de diferentes naciones y cómo perciben sus ciudadanos su bienestar económico.

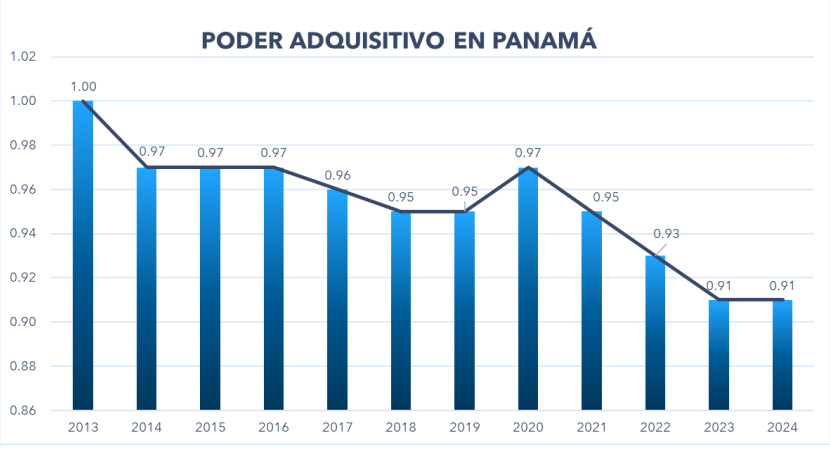



**Gráfico 3. 4 Poder Adquisitivo en Panamá**

En el Gráfico 3. 4, con datos del INEC, se observa que, desde 2013 hasta 2023, el poder adquisitivo del consumidor nacional se ha reducido aproximadamente un 9.0%. [4] Entre 2008 y 2019, el crecimiento económico y la asistencia del gobierno ayudaron a disminuir la pobreza del 23.2% al 12.1%, y la pobreza extrema del 10.5% al 3.7%. Esta mejora se debió en gran parte al crecimiento económico, que representó el 80% de la reducción de la pobreza.

Aunque la participación laboral aumentó del 64.9% al 67.3%, los ingresos de quienes pertenecen a los sectores más bajos siguen siendo insuficientes, y la brecha de ingresos no ha cambiado significativamente en la última década. [5] El ajuste al salario mínimo, implementado en 2020, aumentó en promedio un 3.3%; sin embargo, la pandemia afectó gravemente la economía, con un desempleo del 18.6% en 2020. Para 2023, la tasa de desempleo se situó en 5.8%.

A pesar de la estabilidad económica y una inflación controlada en 2023, el poder adquisitivo no ha mostrado mejoras significativas. La reducción del 9% en el poder adquisitivo del consumidor durante la última década sugiere que muchos panameños aún enfrentan dificultades para satisfacer sus necesidades básicas. La desigualdad de ingresos y los efectos de la pandemia resaltan la necesidad de políticas que aborden estas disparidades y fortalezcan el bienestar económico de la población.

De acuerdo con los datos más recientes, el poder adquisitivo del consumidor panameño se mantuvo en 0.91 balboas durante 2024, sin variaciones respecto a 2023. Esto refleja una estabilización en la pérdida del poder adquisitivo observada durante la última década; sin embargo, aún no se evidencia una recuperación significativa en la capacidad de compra de los hogares panameños.

## PRODUCTO INTERNO BRUTO

El producto interno bruto (PIB) es un indicador económico que refleja el valor monetario de los bienes y servicios finales producidos en Panamá, y constituye una variable clave para estimar la evolución de la demanda eléctrica.

En los últimos años, el PIB ha mostrado una trayectoria de crecimiento sostenido (véase Gráfico 3. 5), interrumpida por la contracción de -17.82% en 2020 debido a la pandemia del COVID-19. Posteriormente, se registró una recuperación significativa en 2021 (16.47%) y 2022 (11.04%), seguida de

[4] Población con ingresos inferiores a 2.15, 3.65 y 6.85 dólares PPA por día (https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?indicator_id=2207&area_id=131&lang=es)

[5] Decreto No. 424 de 31 de diciembre de 2019, Fija nuevas tasas de salario mínimo en todo el territorio nacional (https://www.mitradel.gob.pa/el-salario-minimo-en-panama/).

una desaceleración en 2023 (7.17%) y tasas más moderadas en 2024 (2.75%) y 2025 (4.35%), evidenciando una normalización del crecimiento económico.

[6] En 2025, el PIB real alcanzó B/.84,752.9 millones, con un crecimiento de 4.4%. Las actividades económicas con mayor dinamismo fueron:

- ✓ Transporte, almacenamiento y correo: 14.5%
- ✓ Hoteles y restaurantes: 5.9%
- ✓ Actividades financieras y de seguros: 5.2%
- ✓ Actividades inmobiliarias y empresariales: 4.3%

El dinamismo del sector transporte evidencia la reactivación logística y comercial, con impacto en el consumo energético. En este contexto, el comportamiento del PIB sustenta un crecimiento moderado de la demanda eléctrica y la necesidad de una adecuada planificación del sistema para garantizar la confiabilidad del suministro.

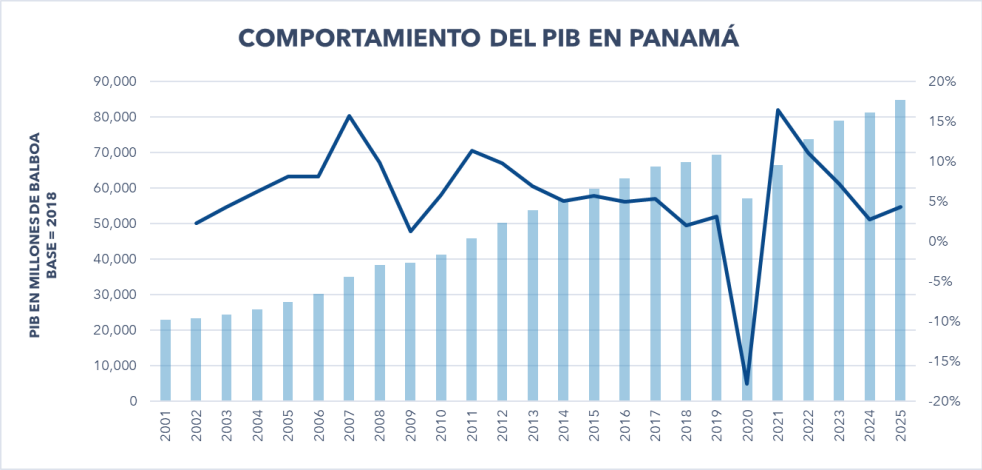



**Gráfico 3. 5 PIB real y tasa de aumento anual.**

[6] Informe Económico y Social Avance Anual 2025 (https://www.mef.gob.pa/informe-economico-y-social/)

# INDICADORES ELÉCTRICOS

A continuación, se presentan datos históricos, situación actual, comentarios y perspectivas de algunas de las principales variables del sector eléctrico, importantes para definir las proyecciones de demanda de energía eléctrica.

## CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL GWH

Históricamente, el consumo eléctrico de Panamá ha estado correlacionado con la economía del país. Luego de realizar un análisis de regresión lineal entre estas variables, se observa que el coeficiente de correlación es cercano a uno, lo que evidencia una fuerte asociación entre ambas variables, véase Tabla 3. 1.

| *Estadísticas de la regresión* | |
|---|---|
| Coeficiente de correlación múltiple | 0.9945 |
| Coeficiente de determinación R^2 | 0.9891 |
| R^2 ajustado | 0.9886 |
| Error típico | 253.3868 |
| Observaciones | 25 |

**Tabla 3. 1 Coeficiente de correlación**

En el Gráfico 3. 6 se puede observar que el comportamiento del consumo de energía mantiene, en general, la misma tendencia que el Producto Interno Bruto (PIB); es decir, cuando la actividad económica crece, como en los años de expansión comercial e industrial, también aumenta la demanda energética en Panamá. Sin embargo, existen algunas excepciones a esta tendencia, reflejadas en los años 2013, 2016 y especialmente en 2020, cuando la pandemia de COVID-19 provocó una paralización significativa de las actividades económicas, lo que resultó en una reducción drástica en el consumo de energía. Esto evidencia que, aunque en la mayoría de los años el consumo energético crece junto con el PIB, factores excepcionales como crisis económicas o eventos globales pueden alterar temporalmente esta relación.

Para 2024, el consumo eléctrico registró un incremento anual de 4.86%, mientras que el PIB real presentó un crecimiento de 2.75%, manteniéndose la correlación positiva entre la actividad económica y la demanda energética en Panamá. Sin embargo, para 2025 se presentó una ligera disminución del consumo eléctrico de -0.75%, a pesar de que el PIB continuó creciendo un 4.10%.

Esta variación podría estar asociada al crecimiento del autoconsumo mediante sistemas fotovoltaicos, así como a mejoras en eficiencia energética y cambios en los patrones de consumo, lo que ha impulsado una menor dependencia de la red eléctrica tradicional.

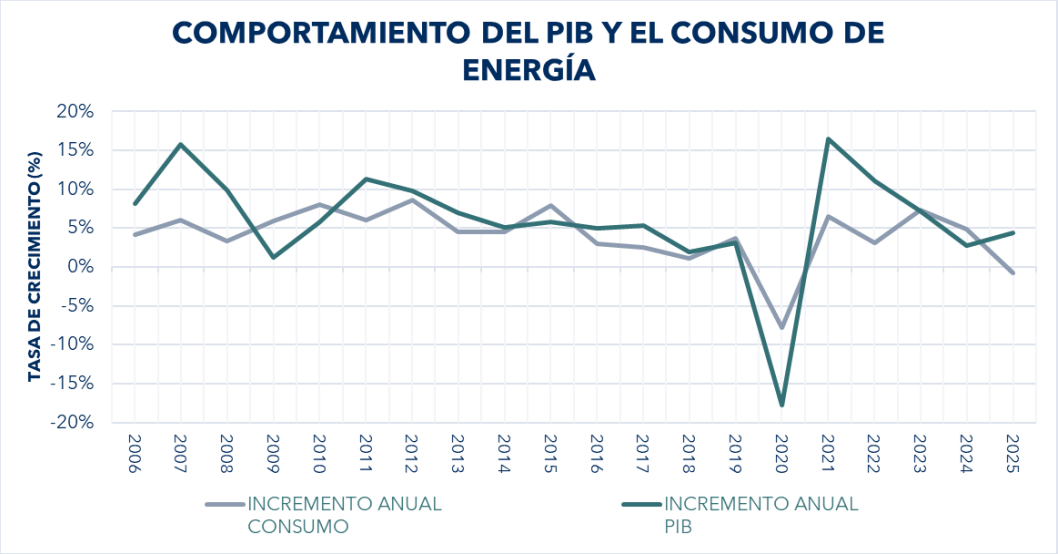



**Gráfico 3. 6 PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica**

## BALANCE ELÉCTRICO



La participación porcentual promedio (2006–2023) de los principales sectores indica que el 51% de la energía eléctrica se destina al consumo de los usuarios, mientras que el 49.0% corresponde a actividades productivas, como se observa en el Gráfico 3. 7.

El consumo está liderado por el sector comercial, seguido por el residencial, lo que refleja una economía activa y un alto uso de electricidad en los hogares. Por otro lado, la menor participación del sector industrial indica que esta actividad tiene un peso más limitado en el consumo total.

En el caso del gobierno y el alumbrado público, su bajo consumo puede deberse no solo a un uso más eficiente de la energía, sino también a factores como menor inversión, limitaciones en la expansión de infraestructura o cobertura incompleta en algunos sistemas de alumbrado. Esto puede estar frenando el crecimiento del consumo en estos sectores.

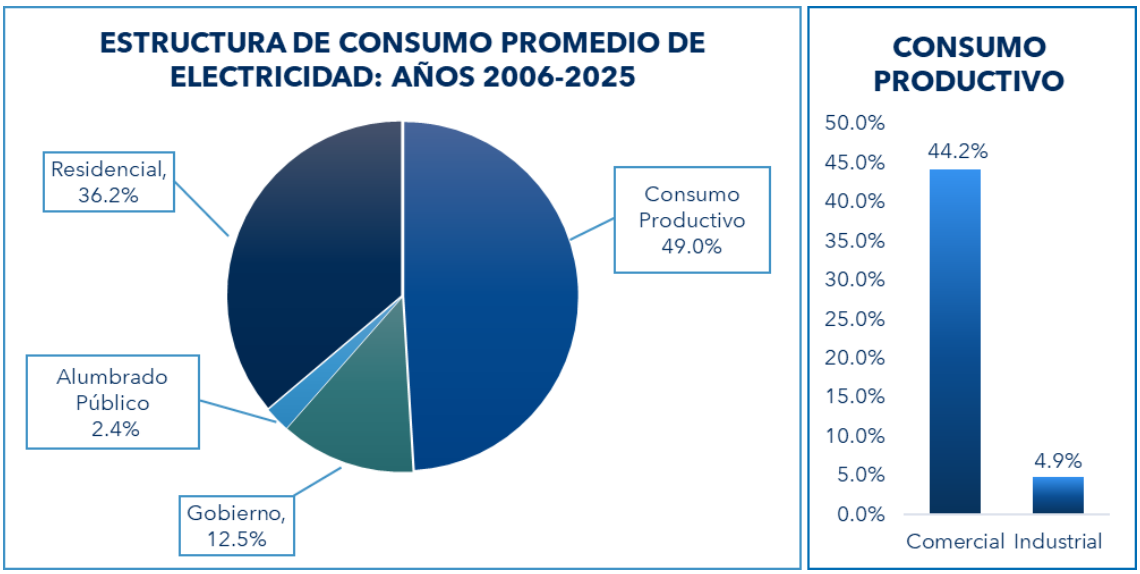



**Gráfico 3. 7 Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2006 -2022**

## POTENCIA ELÉCTRICA DEL SISTEMA

A principios de 2026, la potencia eléctrica instalada del Sistema Interconectado de Panamá, excluyendo las instalaciones de los Sistemas Aislados, es de 5,112.13 MW (ver Figura 3. 1). Por otro lado, la demanda máxima de generación alcanzó los 1,915 MW en abril de 2025. Además, la generación neta de energía eléctrica en 2023 fue de 13,316,956.87 MWh.

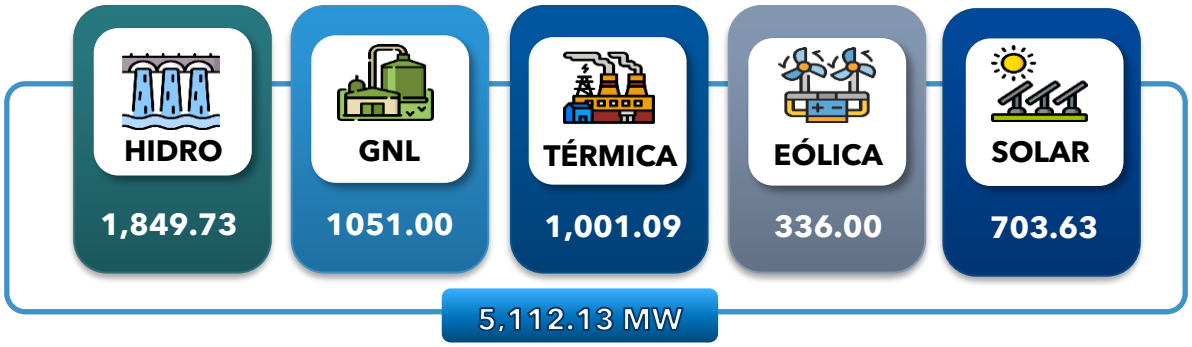



**Figura 3. 1 Capacidad Instalada por tipo de Tecnología**

## DEMANDA MÁXIMA

Tanto en la Tabla 3. 2, como en el Gráfico 3. 8, se observa el incremento sostenido de la demanda máxima de generación (DMG) del sistema eléctrico panameño durante el periodo 1999–2022.

Destacan los periodos 2011-2012, 2014-2015 y 2018-2019, con incrementos de 99.81 MW, 108.54 MW y 296 MW, equivalentes a tasas de crecimiento de 7.8%, 7.2% y 17.78%, respectivamente. Estos aumentos se asocian a la incorporación de proyectos inmobiliarios y comerciales, así como a la entrada en operación de Minera Panamá en 2019.

A partir de 2020, la DMG presenta un comportamiento más estable. Entre 2021 y 2023 se registra un crecimiento continuo, alcanzando en 2023 un valor de 2235 MW (10.0%), impulsado principalmente por la demanda de Minera Panamá.

En 2024, la DMG disminuye en 314 MW (-14%) respecto al año anterior, debido a la salida de operación de Minera Panamá, cuyo consumo se reduce a aproximadamente 16 MW para servicios auxiliares, según mediciones entre las subestaciones Botija y Llano Sánchez.

En 2025, la DMG se sitúa en 1915 MW, con una leve variación de -0.3% respecto a 2024, sin presentar cambios significativos en comparación con el año anterior.

| AÑOS | DEMANDA MÁXIMA (MW) | TASA DE CRECIMIENTO |
|---|---|---|
| **1998** | 726.40 | |
| **1999** | 754.50 | 3.9% |
| **2000** | 777.00 | 3.0% |
| **2001** | 839.30 | 8.0% |
| **2002** | 857.35 | 2.2% |
| **2003** | 882.86 | 3.0% |
| **2004** | 924.96 | 4.8% |
| **2005** | 946.28 | 2.3% |
| **2006** | 971.34 | 2.6% |
| **2007** | 1024.16 | 5.4% |
| **2008** | 1064.25 | 3.9% |
| **2009** | 1153.99 | 8.4% |
| **2010** | 1222.40 | 5.9% |
| **2011** | 1286.46 | 5.2% |
| **2012** | 1386.27 | 7.8% |
| **2013** | 1443.94 | 4.2% |
| **2014** | 1503.46 | 4.1% |
| **2015** | 1612.00 | 7.2% |
| **2016** | 1618.00 | 0.4% |
| **2017** | 1657.00 | 2.4% |
| **2018** | 1665.00 | 0.5% |
| **2019** | 1961.00 | 17.8% |
| **2020** | 1969.00 | 0.4% |
| **2021** | 2020.00 | 2.6% |
| **2022** | 2031.00 | 0.5% |
| **2023** | 2235.00 | 10.0% |
| **2024** | 1921.00 | -14.0% |
| **2025** | 1915.00 | -0.3% |

**Tabla 3. 2 Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG**

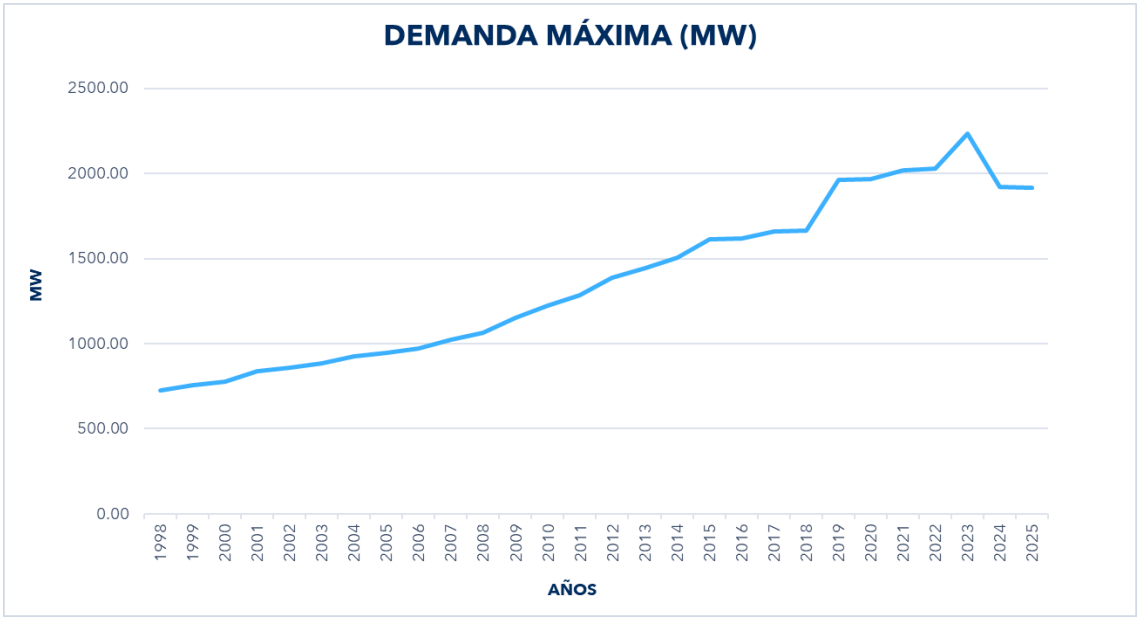



**Gráfico 3. 8 Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG**

## FACTOR DE CARGA (FC)

El factor de carga (FC) eléctrico es la relación entre la carga promedio durante un período de tiempo y la carga máxima registrada en dicho período. Es una medida que indica qué tan eficientemente se utiliza la capacidad instalada de un sistema eléctrico. En otras palabras, un FC alto implica un uso más eficiente de la energía eléctrica.

Este valor se encuentra siempre en un intervalo de 0 a 1, en donde siempre se busca estar cerca o más próximo al uno, ya que esto nos indica que se tiene un uso más eficiente de la energía eléctrica.

$$FC = \frac{ENERGÍA \times 1000}{DMG \times 8760\ hr}$$

El FC de un sistema eléctrico depende de los tipos de consumo que este presenta; usualmente, los sistemas con mayores cargas comerciales e industriales obtienen mejores valores de FC. Por lo antes mencionado, el FC tiene un rol muy importante, ya que este mantiene una relación muy cercana con la tarifa de energía eléctrica.

Una de las causas que afecta la tarifa de la energía es el uso irregular o la intermitencia en el consumo de energía eléctrica por parte de los consumidores finales; en otras palabras, los problemas asociados a los picos de demanda. Esto conlleva a que se tenga que utilizar generación térmica para cubrir dichos picos, encareciendo la tarifa. Asimismo, también debe contemplarse la intermitencia de las plantas solares y eólicas.

En el Gráfico 3. 9 se puede apreciar que el factor de carga y la Tarifa Media Real de la Distribuidora (TMEDR) guardan una relación inversamente proporcional, donde, al incrementarse el FC, disminuye la TMEDR y viceversa. Históricamente, se observa que los períodos con menores factores de carga suelen presentar mayores tarifas medias, debido al incremento en el uso de generación térmica para cubrir los picos de demanda. Por ejemplo, entre 2016 y 2018 el FC se mantuvo por encima del 73 %, registrándose tarifas medias entre 162 y 168 USD/MWh. En contraste, durante 2019 y 2020 el FC disminuyó hasta valores cercanos al 65 % y 62 %, mientras que la TMEDR aumentó hasta aproximadamente 183 y 185 USD/MWh, respectivamente.

Asimismo, para 2024 y 2025 se aprecia un incremento significativo del FC, alcanzando valores cercanos al 77 % y 79 %, lo que evidencia una mejora en el aprovechamiento de la demanda eléctrica del sistema. Sin embargo, la TMEDR continúa presentando valores elevados, lo cual puede estar asociado a otros factores externos, tales como el costo de los combustibles, la participación de generación térmica y la variabilidad de las fuentes renovables intermitentes.

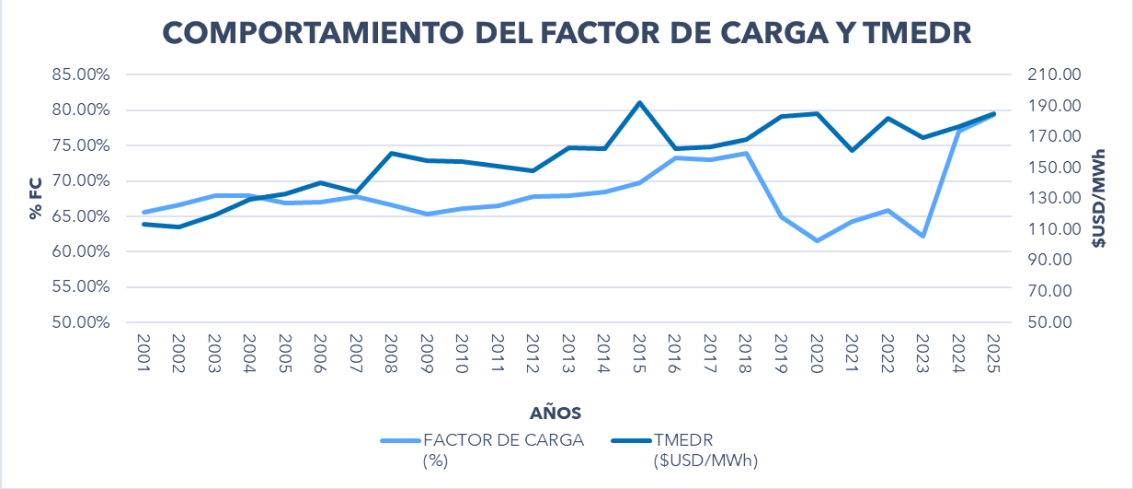



**Gráfico 3. 9 Tarifa Media Real y Factor de Carga**

# PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El hecho de que cada persona cuente con energía eléctrica en sus casas, trabajos, empresas y negocios, implica un proceso de producción, transmisión y distribución de energía eléctrica ver Figura 3. 2.

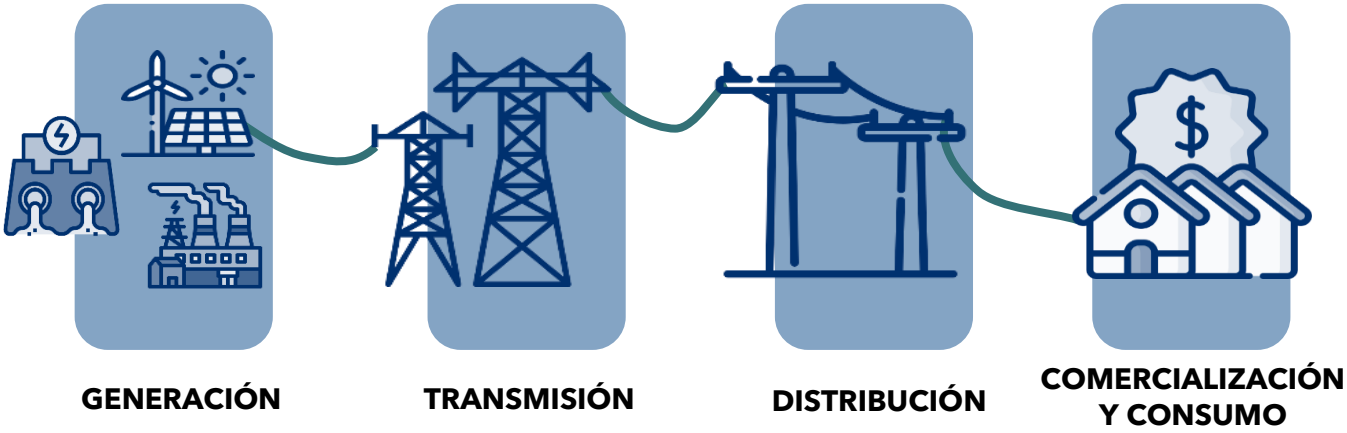



**Figura 3. 2 Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica**

Una vez se produce la energía eléctrica, para llevarla de un punto a otro, se utilizan líneas de transmisión, las cuales, con otros equipos, conforman la red de transmisión. Como en todo tipo de transporte se pueden producir pérdidas, en transporte de energía se les conoce como Pérdidas de Energía Eléctrica y se clasifican en técnicas y no técnicas.

El proceso de llevar energía hacia el consumidor final involucra no solo al entre transmisor, sino también, a las distribuidoras que a su vez cuentan con sus pérdidas. En Panamá, las pérdidas totales del sistema, las comprende la suma de las pérdidas de transmisión y las pérdidas de distribución.

**PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN**

- Son menores que las de distribución.
- Ocurren en altos niveles de voltaje.

**VS**

- Porcentaje mayor a las de transmisión.
- Niveles más bajos de voltaje y diferente topología.

**PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN**

Las pérdidas de energía en la red de transmisión se han mantenido históricamente en niveles bajos y estables, situándose en un rango de entre el 2% y el 4% (véase Gráfico 3. 10). Tras registrar un mínimo histórico en 2023 (2.73%), las cifras se estabilizaron nuevamente en torno a su promedio habitual con un 3.77% en 2024 y un 3.43% en 2025. Estos valores confirman que, a pesar de las variaciones propias de la operación anual, el sistema de transporte mantiene un desempeño sólido y dentro de los parámetros de eficiencia esperados.

En cuanto a la red de distribución, se observa un avance muy positivo gracias a los esfuerzos de mejora realizados en la infraestructura y la gestión operativa. Las pérdidas en este sector han disminuido de forma sostenida en el último trienio: del 13.87% en 2023, bajaron al 12.29% en 2024 y alcanzaron un 11.55% en 2025. Esta tendencia favorable permitió que las pérdidas totales del sistema cerraran el año 2025 en un 14.99%. Estos resultados refuerzan la importancia de continuar impulsando la modernización tecnológica tanto en la red de transmisión como en la de distribución, asegurando así un sistema eléctrico cada vez más eficiente y confiable.

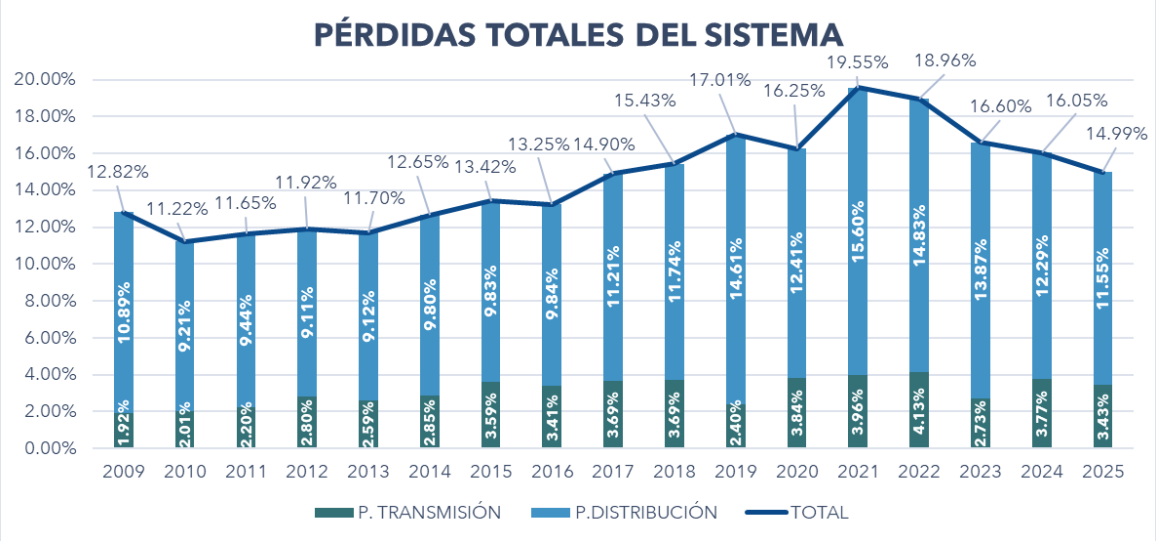



**Gráfico 3. 10 Pérdidas Totales del Sistema**

## PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

El precio promedio de la electricidad en Panamá ha presentado un comportamiento variable en el periodo 2001–2025 (véase en el Gráfico 3. 11), con incrementos y disminuciones asociados principalmente a la evolución de los costos de los combustibles. Se observan aumentos significativos, como en 2008 (27.59%), así como incrementos consecutivos en 2013 (10.42%), 2014 (4.08%) y 2015 (6.49%). En contraste, se registran reducciones relevantes, como

en 2016 (-20.40%) y durante la pandemia de COVID-19 en 2021 (-9.11%). En los años más recientes, el precio muestra un comportamiento más estable, con variaciones moderadas: 2022 (7.07%), 2023 (2.70%), 2024 (5.31%) y una leve disminución en 2025 (-2.34%), manteniéndose en un rango cercano a 18–19 centavos/kWh.

Este comportamiento incide en la facturación del sector eléctrico, la cual ha tendido a incrementarse en el tiempo debido tanto al crecimiento del número de clientes como al aumento en los costos de generación, vinculados al precio del petróleo. Cabe señalar que los ingresos de las empresas distribuidoras incorporan el costo total del suministro eléctrico (generación, transmisión y distribución), por lo que las variaciones en la tarifa reflejan principalmente cambios en dichos costos. En consecuencia, el incremento en la facturación no representa exclusivamente mayores utilidades para las distribuidoras, sino que incluye montos destinados al pago de los servicios de generación y transmisión.

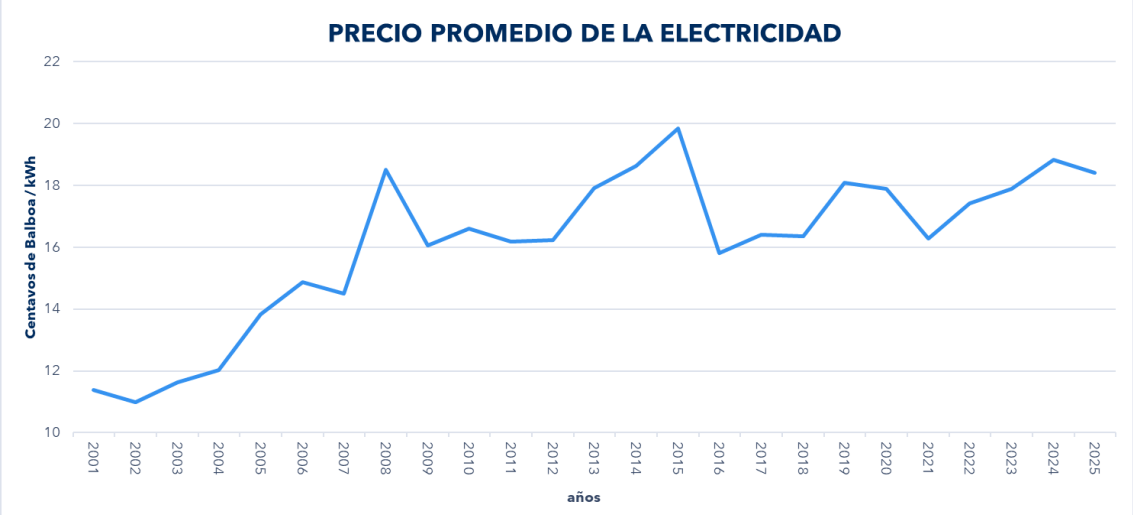



**Gráfico 3. 11 Evolución del precio de la electricidad**




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO IV

## PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO 4

# PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

En esta sección se presentan las variables explicativas necesarias para realizar las estimaciones o proyecciones de la demanda eléctrica, basadas en la correlación entre las variables y/o a través de regresiones, entre otros. Además, se presentarán las consideraciones y modelos utilizados para cada variable dependiente proyectada.

## VARIABLES GLOBALES

Estas variables son los indicadores socioeconómicos de Panamá, los cuales se correlacionan con la demanda de energía eléctrica. Las variables globales son fundamentales, ya que influyen directamente en los resultados de las proyecciones.




Para la proyección del Producto Interno Bruto (PIB), se utilizó la información presente en la Página del INEC, véase Tabla 4. 1. Los datos trimestrales se convirtieron a datos mensuales utilizando el comportamiento mensual del IMAE, también obtenido del INEC.

**Nota: Año de referencia 2018.*

| PIB HISTÓRICO | | |
|---|---|---|
| **AÑO** | **MILLONES DE BALBOAS*** | **TASA DE INCREMENTO ANUAL** |
| **2008** | B/.35,352.76 | |
| **2009** | B/.36,483.60 | 3.20% |
| **2010** | B/.39,510.72 | 8.30% |
| **2011** | B/.43,732.47 | 10.69% |
| **2012** | B/.48,399.67 | 10.67% |
| **2013** | B/.51,600.08 | 6.61% |
| **2014** | B/.54,723.60 | 6.05% |
| **2015** | B/.57,885.19 | 5.78% |
| **2016** | B/.59,909.71 | 3.50% |
| **2017** | B/.62,300.18 | 3.99% |
| **2018** | B/.67,316.47 | 8.05% |
| **2019** | B/.69,405.35 | 3.10% |
| **2020** | B/.57,036.46 | -17.82% |
| **2021** | B/.66,428.73 | 16.47% |
| **2022** | B/.73,761.49 | 11.04% |
| **2023** | B/.79,047.48 | 7.17% |
| **2024** | B/.81,219.62 | 2.75% |
| **2025** | B/.84,552.49 | 4.10% |

**Tabla 4. 1 Registros históricos del PIB.**

## PROYECCIÓN PIB - ESCENARIO MODERADO

Modelo Matemático

$$PIB = a + b \times x$$

Tasa de Crecimiento anual promedio
**2.69%**

Incremento
**valor final vs inicial**
**46.83%**

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 1), en el escenario moderado, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo con el paso del tiempo mediante la utilización de un modelo lineal.

En la Tabla 4. 2 se puede observar el crecimiento anual del PIB para este escenario. Destaca el crecimiento del año 2022 y esto se debe a que en este año inicia la recuperación económica postpandemia, viniendo de un decrecimiento abrupto del PIB.

| AÑO | PIB MILLONES DE BALBOAS* | TASA DE INCREMENTO ANUAL |
|---|---|---|
| **2025** | B/.84,552.49 | 4.10% |
| **2026** | B/.86,256.89 | 2.02% |
| **2027** | B/.88,963.51 | 3.14% |
| **2028** | B/.91,670.14 | 3.04% |
| **2029** | B/.94,376.76 | 2.95% |
| **2030** | B/.97,083.38 | 2.87% |
| **2031** | B/.99,790.01 | 2.79% |
| **2032** | B/.102,496.63 | 2.71% |
| **2033** | B/.105,203.26 | 2.64% |
| **2034** | B/.107,909.88 | 2.57% |
| **2035** | B/.110,616.50 | 2.51% |
| **2036** | B/.113,323.13 | 2.45% |
| **2037** | B/.116,029.75 | 2.39% |
| **2038** | B/.118,736.38 | 2.33% |
| **2039** | B/.121,443.00 | 2.28% |
| **2040** | B/.124,149.62 | 2.23% |

**Tabla 4. 2 PIB – Escenario moderado.**

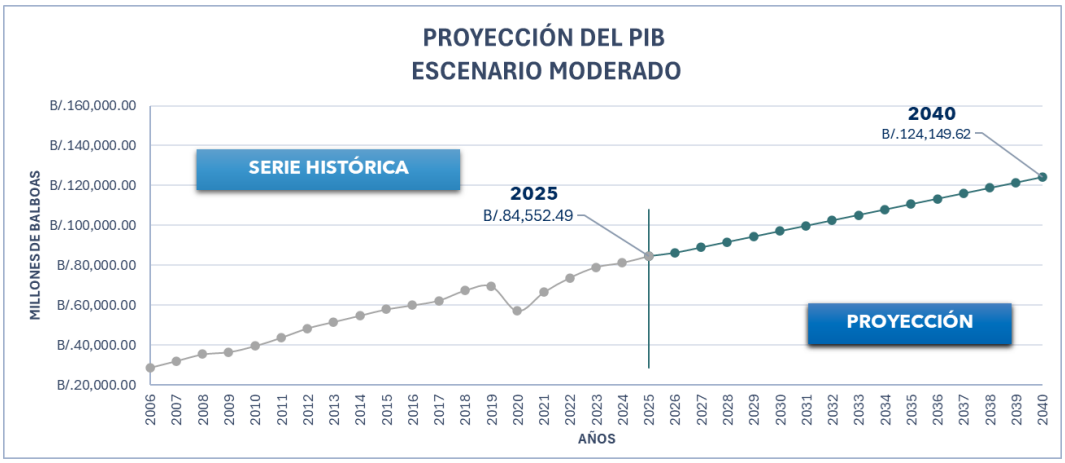



**Gráfico 4. 1 Proyección del PIB – Escenario Moderado**

## PROYECCIÓN PIB - ESCENARIO BAJO

Modelo Matemático

$$PIB = a + b \times x$$

Tasa de Crecimiento anual promedio
**1.20%**

Incremento
**valor final vs inicial**
**16.18%**

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 2), en el escenario bajo, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo con el paso del tiempo mediante la utilización de un modelo lineal.

En la Tabla 4. 3 se puede observar el crecimiento anual del PIB para este escenario. Destaca el crecimiento del año 2021 y esto se debe a que en este año inicia la recuperación económica postpandemia, viniendo de un decrecimiento abrupto del PIB.

| AÑO | PIB MILLONES DE BALBOAS* | TASA DE INCREMENTO ANUAL |
|---|---|---|
| **2025** | B/.84,552.49 | 4.10% |
| **2026** | B/.85,392.08 | 0.99% |
| **2027** | B/.86,433.05 | 1.22% |
| **2028** | B/.87,450.71 | 1.18% |
| **2029** | B/.88,446.40 | 1.14% |
| **2030** | B/.89,421.34 | 1.10% |
| **2031** | B/.90,376.63 | 1.07% |
| **2032** | B/.91,313.31 | 1.04% |
| **2033** | B/.92,232.31 | 1.01% |
| **2034** | B/.93,134.48 | 0.98% |
| **2035** | B/.94,020.64 | 0.95% |
| **2036** | B/.94,891.50 | 0.93% |
| **2037** | B/.95,747.76 | 0.90% |
| **2038** | B/.96,590.06 | 0.88% |
| **2039** | B/.97,418.97 | 0.86% |
| **2040** | B/.98,235.06 | 0.84% |

**Tabla 4. 3 PIB – Escenario bajo.**

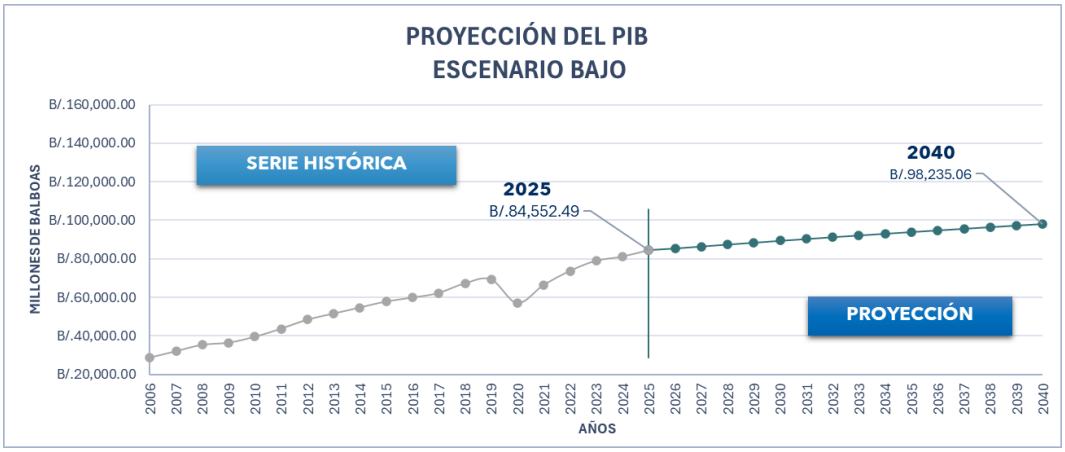



**Gráfico 4. 2 Proyección del PIB – Escenario Bajo.**

## PROYECCIÓN PIB - ESCENARIO ALTO

Modelo Matemático

$$PIB = a + b \times x$$

Tasa de Crecimiento anual promedio
**3.86%**

Incremento
**valor final vs inicial**
**75.75%**

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 3), en el escenario alto, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo con el paso del tiempo mediante la utilización de un modelo lineal.

En la Tabla 4. 4 se puede observar el crecimiento anual del PIB para este escenario. Destaca el crecimiento del año 2021 y esto se debe a que en este año inicia la recuperación económica postpandemia, viniendo de un decrecimiento abrupto del PIB.

| AÑO | PIB MILLONES DE BALBOAS* | TASA DE INCREMENTO ANUAL |
|---|---|---|
| **2025** | B/.84,552.49 | 4.10% |
| **2026** | B/.90,434.26 | 6.96% |
| **2027** | B/.96,280.86 | 6.47% |
| **2028** | B/.101,141.37 | 5.05% |
| **2029** | B/.105,632.64 | 4.44% |
| **2030** | B/.109,912.85 | 4.05% |
| **2031** | B/.114,053.10 | 3.77% |
| **2032** | B/.118,092.62 | 3.54% |
| **2033** | B/.122,055.81 | 3.36% |
| **2034** | B/.125,958.97 | 3.20% |
| **2035** | B/.129,813.69 | 3.06% |
| **2036** | B/.133,628.48 | 2.94% |
| **2037** | B/.137,409.84 | 2.83% |
| **2038** | B/.141,162.86 | 2.73% |
| **2039** | B/.144,891.58 | 2.64% |
| **2040** | B/.148,599.30 | 2.56% |

**Tabla 4. 4 PIB – Escenario alto.**

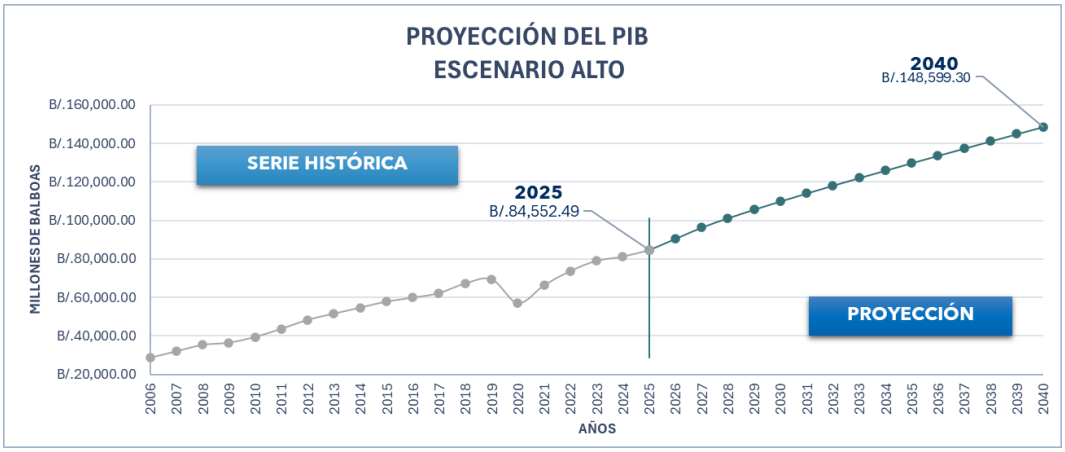



**Gráfico 4. 3 Proyección del PIB – Escenario Alto**

## Producto Interno Bruto Comercial

# PIBCOM

Para proyectar el Producto Interno Bruto comercial (PIBCOM), se utilizó la información disponible en la página del INEC correspondiente a los sectores de servicios y comercio. Esta información se presenta de manera trimestral a precios constantes de comprador con base en 2018 (en millones de dólares), véase Tabla 4. 5. A partir de estos datos trimestrales, se procedió a convertirlos a datos mensuales, incorporando además el comportamiento mensual del IMAE, cuya información también fue obtenida del INEC.

| PIBCOM HISTÓRICO | | |
|---|---|---|
| **AÑO** | **MILLONES DE BALBOAS*** | **TASA DE INCREMENTO ANUAL** |
| **2008** | B/.8,458.40 | |
| **2009** | B/.8,229.62 | -2.70% |
| **2010** | B/.9,487.23 | 15.28% |
| **2011** | B/.10,738.35 | 13.19% |
| **2012** | B/.11,658.69 | 8.57% |
| **2013** | B/.12,112.75 | 3.89% |
| **2014** | B/.12,112.57 | 0.00% |
| **2015** | B/.12,684.59 | 4.72% |
| **2016** | B/.12,820.00 | 1.07% |
| **2017** | B/.12,023.14 | -6.22% |
| **2018** | B/.12,336.75 | 2.61% |
| **2019** | B/.12,516.28 | 1.46% |
| **2020** | B/.10,444.67 | -16.55% |
| **2021** | B/.12,429.09 | 19.00% |
| **2022** | B/.14,567.33 | 17.20% |
| **2023** | B/.15,779.11 | 8.32% |
| **2024** | B/.16,669.62 | 5.64% |
| **2025** | B/.17,245.56 | 3.46% |

**Tabla 4. 5 Registros históricos del PIBCOM.**

**Nota: Año de referencia 2018.*

## PROYECCIÓN PIB COMERCIAL - ESCENARIO MODERADO

| AÑO | PIBCOM MILLONES DE BALBOAS* | TASA DE INCREMENTO ANUAL |
|---|---|---|
| **2025** | B/.17,245.56 | 3.46% |
| **2026** | B/.17,902.51 | 3.81% |
| **2027** | B/.18,372.53 | 2.63% |
| **2028** | B/.18,842.54 | 2.56% |
| **2029** | B/.19,312.56 | 2.49% |
| **2030** | B/.19,782.58 | 2.43% |
| **2031** | B/.20,252.59 | 2.38% |
| **2032** | B/.20,722.61 | 2.32% |
| **2033** | B/.21,192.62 | 2.27% |
| **2034** | B/.21,662.64 | 2.22% |
| **2035** | B/.22,132.66 | 2.17% |
| **2036** | B/.22,602.67 | 2.12% |
| **2037** | B/.23,072.69 | 2.08% |
| **2038** | B/.23,542.70 | 2.04% |
| **2039** | B/.24,012.72 | 2.00% |
| **2040** | B/.24,482.74 | 1.96% |

**Tabla 4. 6 PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Moderado.**

**Nota: Año de referencia 2018.*

Modelo Matemático

$$PIBCOM = a + b \times x$$

Tasa de Crecimiento anual promedio
**2.43%**

Incremento
**valor final vs inicial**
**41.97%**

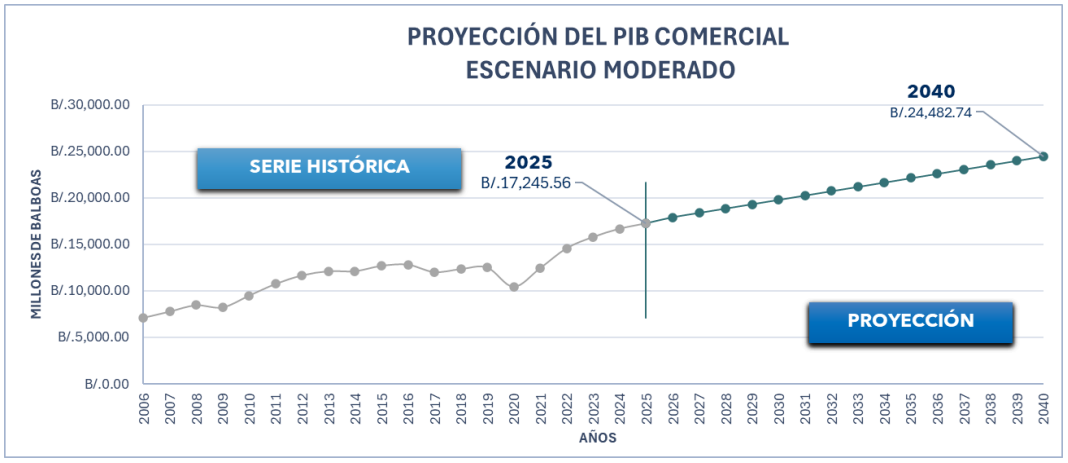



**Gráfico 4. 4 Proyección del PIB Comercial – Escenario Moderado.**

## PROYECCIÓN PIB COMERCIAL- ESCENARIO BAJO

| AÑO | PIBCOM MILLONES DE BALBOAS* | TASA DE INCREMENTO ANUAL |
|---|---|---|
| **2025** | B/.17,245.56 | 3.46% |
| **2026** | B/.17,550.11 | 1.77% |
| **2027** | B/.17,734.24 | 1.05% |
| **2028** | B/.17,913.85 | 1.01% |
| **2029** | B/.18,089.21 | 0.98% |
| **2030** | B/.18,260.57 | 0.95% |
| **2031** | B/.18,428.16 | 0.92% |
| **2032** | B/.18,592.16 | 0.89% |
| **2033** | B/.18,752.78 | 0.86% |
| **2034** | B/.18,910.17 | 0.84% |
| **2035** | B/.19,064.51 | 0.82% |
| **2036** | B/.19,215.93 | 0.79% |
| **2037** | B/.19,364.57 | 0.77% |
| **2038** | B/.19,510.55 | 0.75% |
| **2039** | B/.19,653.99 | 0.74% |
| **2040** | B/.19,795.00 | 0.72% |

**Tabla 4. 7 PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Bajo.**

**Nota: Año de referencia 2018.*

Modelo Matemático

$$PIBCOM = a + b \times x$$

Tasa de Crecimiento anual promedio
**1.08%**

Incremento
**valor final vs inicial**
**14.78%**

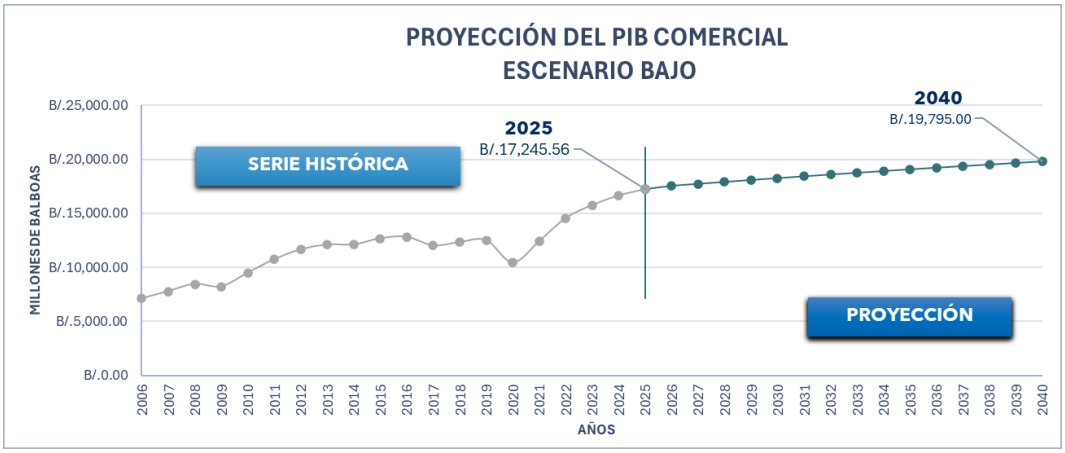



**Gráfico 4. 5 Proyección del PIB Comercial – Escenario Bajo.**

## PROYECCIÓN PIB COMERCIAL - ESCENARIO ALTO

| AÑO | PIBCOM MILLONES DE BALBOAS* | TASA DE INCREMENTO ANUAL |
|---|---|---|
| **2025** | B/.17,245.56 | 3.46% |
| **2026** | B/.19,463.45 | 12.86% |
| **2027** | B/.20,252.32 | 4.05% |
| **2028** | B/.20,987.92 | 3.63% |
| **2029** | B/.21,693.04 | 3.36% |
| **2030** | B/.22,377.98 | 3.16% |
| **2031** | B/.23,048.46 | 3.00% |
| **2032** | B/.23,708.02 | 2.86% |
| **2033** | B/.24,359.03 | 2.75% |
| **2034** | B/.25,003.19 | 2.64% |
| **2035** | B/.25,641.72 | 2.55% |
| **2036** | B/.26,275.58 | 2.47% |
| **2037** | B/.26,905.50 | 2.40% |
| **2038** | B/.27,532.07 | 2.33% |
| **2039** | B/.28,155.77 | 2.27% |
| **2040** | B/.28,776.99 | 2.21% |

**Tabla 4. 8 PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario alto**

**Nota: Año de referencia 2018.*

Modelo Matemático

$$PIBCOM = a + b \times x$$

Tasa de Crecimiento anual promedio
**3.50%**

Incremento
**valor final vs inicial**
**66.87%**

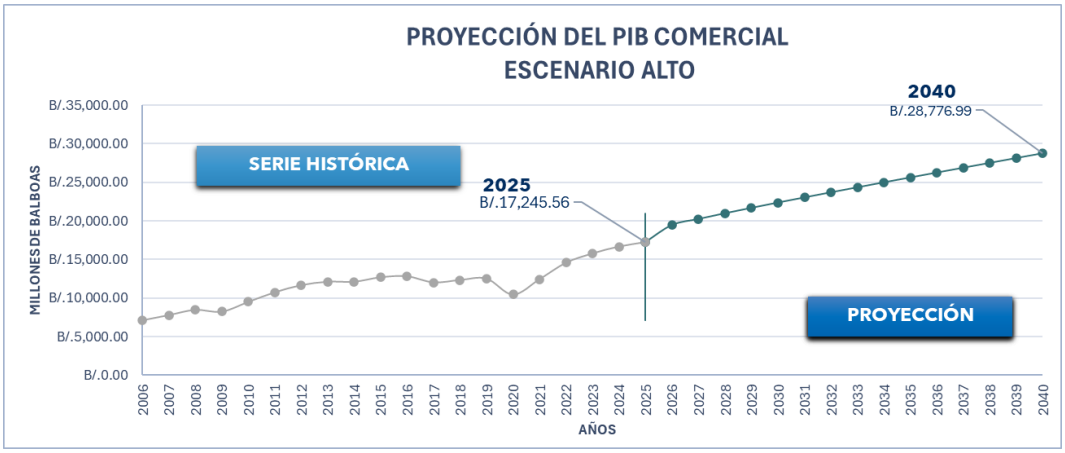



**Gráfico 4. 6 Proyección del PIB Comercial– Escenario alto.**

## Producto Interno Bruto Industrial

# PIBIND

Para proyectar el Producto Interno Bruto industrial (PIBIND), se utilizó la información disponible en la página del INEC correspondiente al sector industrial. Esta información se presenta de manera trimestral a precios constantes de comprador con base en 2018 (en millones de dólares), véase Tabla 4. 9. A partir de estos datos trimestrales, se procedió a convertirlos a datos mensuales, incorporando además el comportamiento mensual del IMAE, cuya información también fue obtenida del INEC.

| PIBIND HISTÓRICO | | |
|---|---|---|
| **AÑO** | **MILLONES DE BALBOAS*** | **TASA DE INCREMENTO ANUAL** |
| **2008** | B/.2,752.37 | |
| **2009** | B/.2,743.24 | -0.33% |
| **2010** | B/.2,762.97 | 0.72% |
| **2011** | B/.2,852.59 | 3.24% |
| **2012** | B/.2,956.48 | 3.64% |
| **2013** | B/.3,023.02 | 2.25% |
| **2014** | B/.3,479.91 | 15.11% |
| **2015** | B/.3,433.30 | -1.34% |
| **2016** | B/.3,419.44 | -0.40% |
| **2017** | B/.3,790.35 | 10.85% |
| **2018** | B/.3,868.15 | 2.05% |
| **2019** | B/.3,825.65 | -1.10% |
| **2020** | B/.3,055.82 | -20.12% |
| **2021** | B/.3,393.22 | 11.04% |
| **2022** | B/.3,632.93 | 7.06% |
| **2023** | B/.3,734.88 | 2.81% |
| **2024** | B/.3,810.60 | 2.03% |
| **2025** | B/.3,823.85 | 0.35% |

**Tabla 4. 9 Registros históricos del PIBIND**

**Nota: Año de referencia 2018.*

## PROYECCIÓN PIB INDUSTRIAL - ESCENARIO MODERADO

| AÑO | PIBIND MILLONES DE BALBOAS* | TASA DE INCREMENTO ANUAL |
|---|---|---|
| **2025** | B/.3,823.85 | 0.35% |
| **2026** | B/.3,879.12 | 1.45% |
| **2027** | B/.3,948.69 | 1.79% |
| **2028** | B/.4,018.25 | 1.76% |
| **2029** | B/.4,087.82 | 1.73% |
| **2030** | B/.4,157.39 | 1.70% |
| **2031** | B/.4,226.95 | 1.67% |
| **2032** | B/.4,296.52 | 1.65% |
| **2033** | B/.4,366.09 | 1.62% |
| **2034** | B/.4,435.65 | 1.59% |
| **2035** | B/.4,505.22 | 1.57% |
| **2036** | B/.4,574.79 | 1.54% |
| **2037** | B/.4,644.35 | 1.52% |
| **2038** | B/.4,713.92 | 1.50% |
| **2039** | B/.4,783.49 | 1.48% |
| **2040** | B/.4,853.05 | 1.45% |

**Tabla 4. 10 PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Moderado**

**Nota: Año de referencia 2018.*

Modelo Matemático

$$PIBIND = a \times e^{x}$$

Tasa de Crecimiento anual promedio
**1.52%**

Incremento
**valor final vs inicial**
**26.92%**

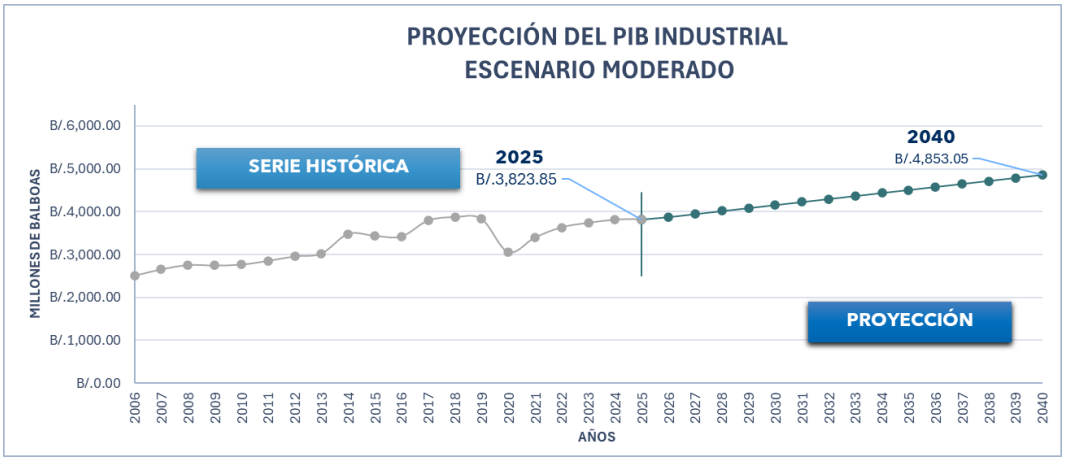



**Gráfico 4. 7 Proyección del PIBIND – Escenario Moderado.**

## PROYECCIÓN PIB INDUSTRIAL - ESCENARIO BAJO

| AÑO | PIBIND MILLONES DE BALBOAS* | TASA DE INCREMENTO ANUAL |
|---|---|---|
| **2025** | B/.3,823.85 | 0.35% |
| **2026** | B/.3,848.18 | 0.64% |
| **2027** | B/.3,869.13 | 0.54% |
| **2028** | B/.3,889.43 | 0.52% |
| **2029** | B/.3,909.11 | 0.51% |
| **2030** | B/.3,928.21 | 0.49% |
| **2031** | B/.3,946.78 | 0.47% |
| **2032** | B/.3,964.83 | 0.46% |
| **2033** | B/.3,982.41 | 0.44% |
| **2034** | B/.3,999.54 | 0.43% |
| **2035** | B/.4,016.24 | 0.42% |
| **2036** | B/.4,032.53 | 0.41% |
| **2037** | B/.4,048.45 | 0.39% |
| **2038** | B/.4,063.99 | 0.38% |
| **2039** | B/.4,079.19 | 0.37% |
| **2040** | B/.4,094.06 | 0.36% |

**Tabla 4. 11 PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Bajo.**

**Nota: Año de referencia 2018.*

Modelo Matemático

$$PIBIND = a \times e^{x}$$

Tasa de Crecimiento anual promedio
**0.45%**

Incremento
**valor final vs inicial**
**7.07%**

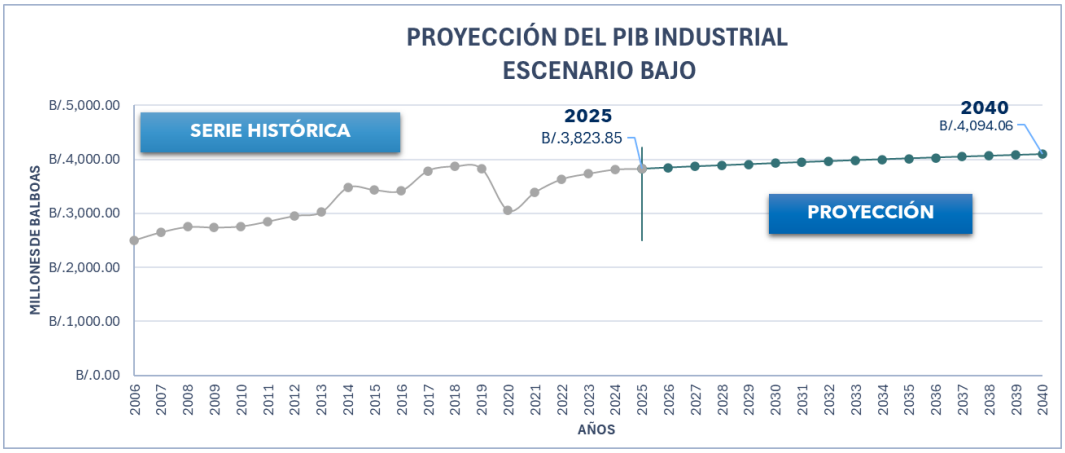



**Gráfico 4. 8 Proyección del PIBIND – Escenario Bajo.**

## PROYECCIÓN PIB INDUSTRIAL - ESCENARIO ALTO

| AÑO | PIBIND MILLONES DE BALBOAS* | TASA DE INCREMENTO ANUAL |
|---|---|---|
| **2025** | B/.3,823.85 | 0.35% |
| **2026** | B/.4,082.71 | 6.77% |
| **2027** | B/.4,303.09 | 5.40% |
| **2028** | B/.4,476.42 | 4.03% |
| **2029** | B/.4,632.04 | 3.48% |
| **2030** | B/.4,777.53 | 3.14% |
| **2031** | B/.4,916.30 | 2.90% |
| **2032** | B/.5,050.22 | 2.72% |
| **2033** | B/.5,180.48 | 2.58% |
| **2034** | B/.5,307.85 | 2.46% |
| **2035** | B/.5,432.89 | 2.36% |
| **2036** | B/.5,556.02 | 2.27% |
| **2037** | B/.5,677.54 | 2.19% |
| **2038** | B/.5,797.70 | 2.12% |
| **2039** | B/.5,916.69 | 2.05% |
| **2040** | B/.6,034.67 | 1.99% |

**Tabla 4. 12 PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Alto.**

**Nota: Año de referencia 2018.*

Modelo Matemático

$$PIBIND = a \times e^{x}$$

Tasa de Crecimiento anual promedio

$$2.92\%$$

Incremento **valor final vs inicial**

$$57.82\%$$

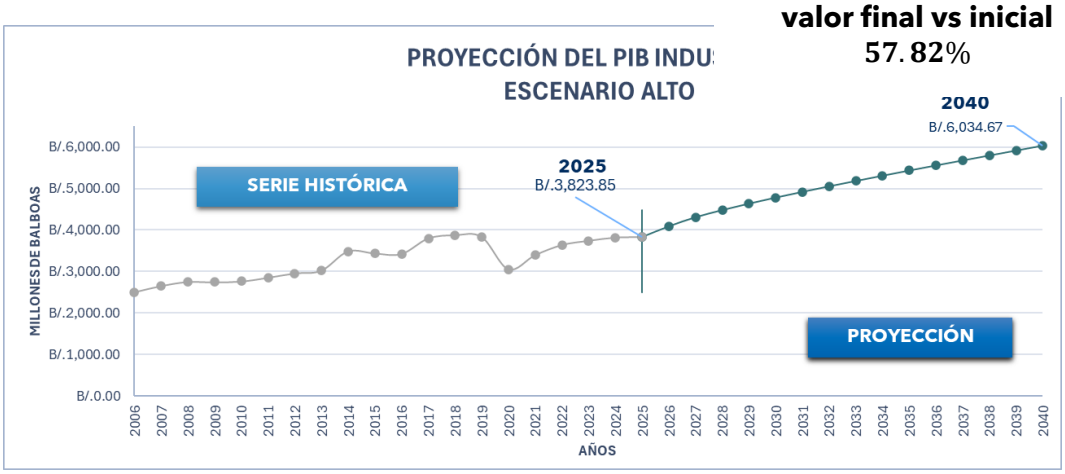



**Gráfico 4. 9 Proyección del PIBIND – Escenario Alto.**

## Índice Mensual de Actividad Económica

# IMAE

Para la proyección del IMAE, se utilizó la información disponible en la página del INEC, donde se publica mensualmente este dato.

**Nota: Año de referencia 2018.*

| IMAE HISTÓRICO | | |
|---|---|---|
| **AÑO** | **IMAE*** | **TASA DE INCREMENTO ANUAL** |
| **2006** | B/.94.93 | |
| **2007** | B/.104.18 | 9.75% |
| **2008** | B/.114.72 | 10.11% |
| **2009** | B/.116.50 | 1.55% |
| **2010** | B/.123.63 | 6.12% |
| **2011** | B/.134.30 | 8.63% |
| **2012** | B/.147.27 | 9.66% |
| **2013** | B/.159.61 | 8.37% |
| **2014** | B/.167.34 | 4.84% |
| **2015** | B/.174.34 | 4.19% |
| **2016** | B/.181.95 | 4.36% |
| **2017** | B/.191.40 | 5.20% |
| **2018** | B/.194.68 | 1.71% |
| **2019** | B/.201.14 | 3.32% |
| **2020** | B/.143.66 | -28.58% |
| **2021** | B/.170.47 | 18.67% |
| **2022** | B/.189.60 | 11.23% |
| **2023** | B/.202.23 | 6.66% |
| **2024** | B/.209.42 | 3.55% |
| **2025** | B/.218.48 | 4.33% |

**Tabla 4. 13 Registros históricos del IMAE.**

## PROYECCIÓN IMAE - ESCENARIO MODERADO

| AÑO | IMAE* | TASA DE INCREMENTO ANUAL |
|---|---|---|
| **2025** | B/.218.48 | 4.33% |
| **2026** | B/.226.93 | 3.87% |
| **2027** | B/.233.03 | 2.69% |
| **2028** | B/.239.13 | 2.62% |
| **2029** | B/.245.23 | 2.55% |
| **2030** | B/.251.33 | 2.49% |
| **2031** | B/.257.43 | 2.43% |
| **2032** | B/.263.53 | 2.37% |
| **2033** | B/.269.63 | 2.31% |
| **2034** | B/.275.73 | 2.26% |
| **2035** | B/.281.83 | 2.21% |
| **2036** | B/.287.93 | 2.16% |
| **2037** | B/.294.03 | 2.12% |
| **2038** | B/.300.13 | 2.07% |
| **2039** | B/.306.23 | 2.03% |
| **2040** | B/.312.33 | 1.99% |

**Tabla 4. 14 IMAE- Escenario Moderado y Bajo.**

**Nota: Año de referencia 2018.*



Modelo Matemático

$$IMAE = a + b \times x$$



Tasa de Crecimiento anual promedio
**2.59%**



Incremento
**valor final vs inicial**
**42.96%**

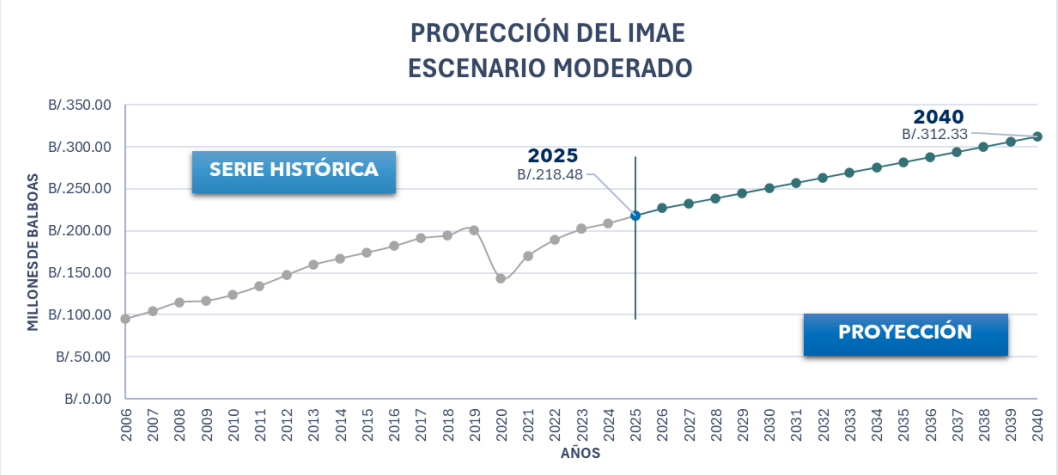
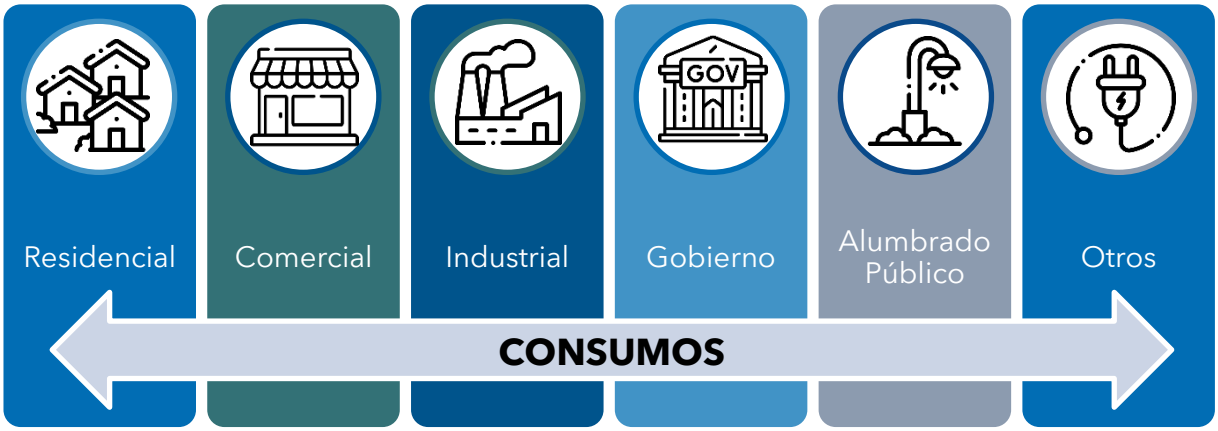



**Gráfico 4. 10 Proyección del IMAE – Escenario Moderado, Bajo y Alto.**

# PRONÓSTICOS DE DEMANDA - DISTRIBUIDORAS

La demanda de energía eléctrica para las distribuidoras se estimó realizando proyecciones de los sectores económicos:




Además, para el cálculo de la demanda de energía eléctrica, se consideran las siguientes variables:

| | |
|---|---|
| **TMEDR** | Tarifa Media Real De La Distribuidora |
| **PERT** | Pérdidas Técnicas |
| **PERNT** | Pérdidas No Técnicas |

En los apartados a continuación se presentarán los modelos considerados para la demanda de las tres distribuidoras del país:

**EDECHI** — **EDEMET** — **ENSA**

Se debe resaltar que los datos de consumo de todas las distribuidoras se presentan en Meh y las pérdidas de energía en % del total de energía.

# EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)

## CONSUMO RESIDENCIAL

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CRES** = a + b x

**$R^2$**

- 0.992

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 2.88%

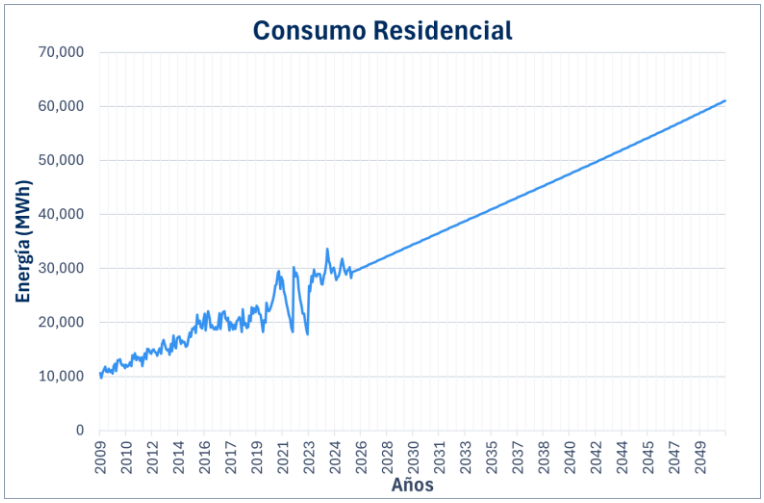



**Gráfico 4. 11 Proyección EDECHI – Consumo Residencial.**

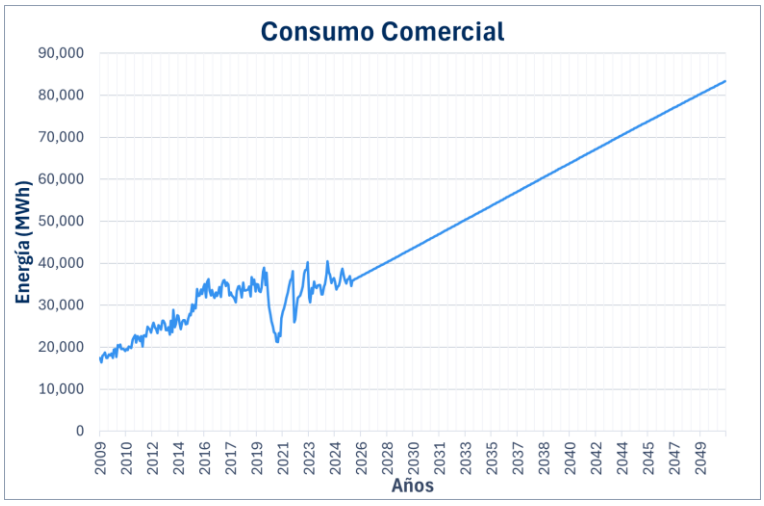



**Gráfico 4. 12 Proyección EDECHI – Consumo Comercial.**

## CONSUMO COMERCIAL

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CCOM** = a + b x

**$R^2$**

- 0.963

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 3.35%

**CONSUMO INDUSTRIAL**

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CIND** = a + b x

**$R^2$**

- 0.80

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 3.00%

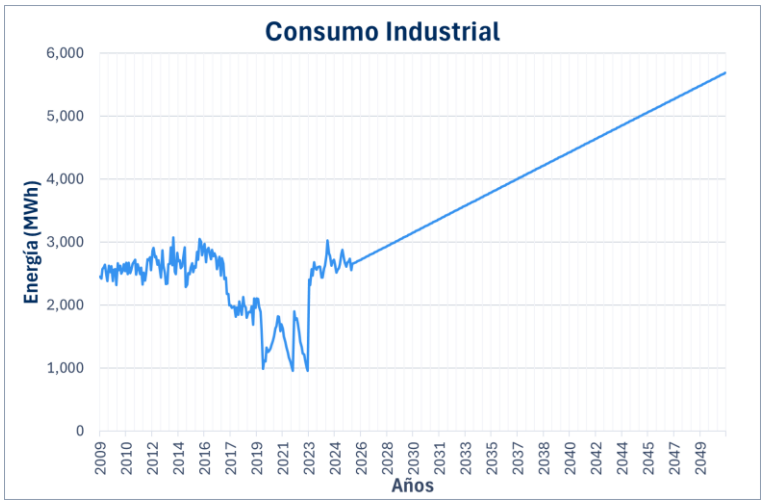



**Gráfico 4. 13 Proyección EDECHI: Consumo Industrial**

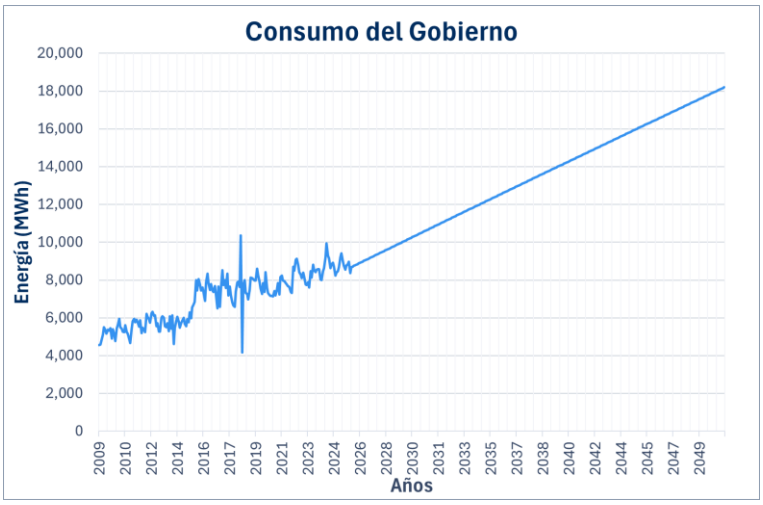



**Gráfico 4. 14 Proyección EDECHI: Consumo de Gobierno.**

**CONSUMO DE GOBIERNO**

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CGOB**= a + b x

**$R^2$**

- 0.978

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 2.91%

**CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO**

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CALP** = a + b x

**$R^2$**

- 0.976

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 2.86%

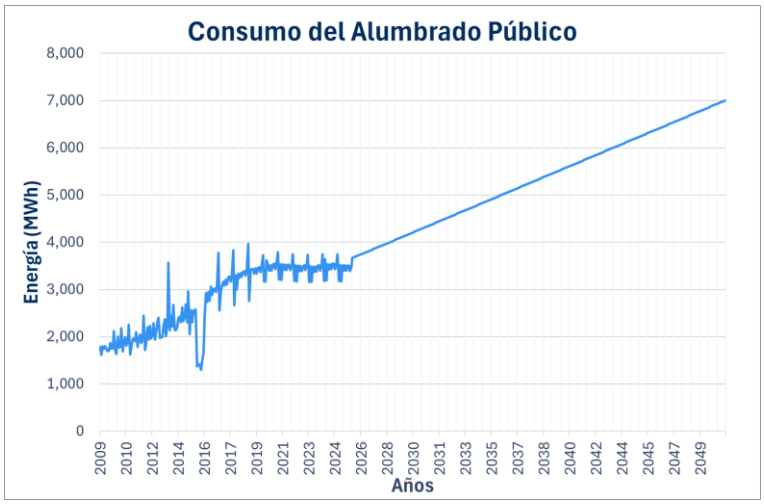



**Gráfico 4. 15 Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado Público**

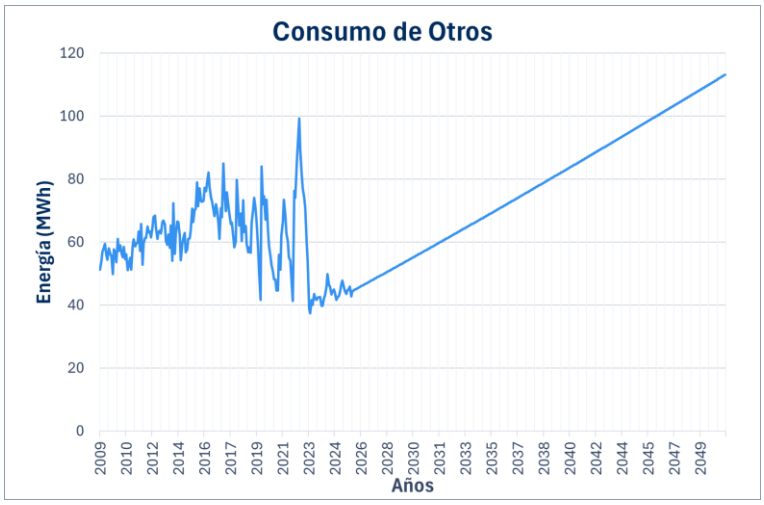



**Gráfico 4. 16 Proyección EDECHI: Consumo Otros**

**CONSUMO OTROS**

**MODELO MATEMÁTICO**

- **COTR** = a + b x

**$R^2$**

- 0.53

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 3.72%

## PÉRDIDAS TECNICAS

**MODELO MATEMÁTICO**

- PER=a + b × TEMP

**$R^2$**

- 0.88

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 0.82%

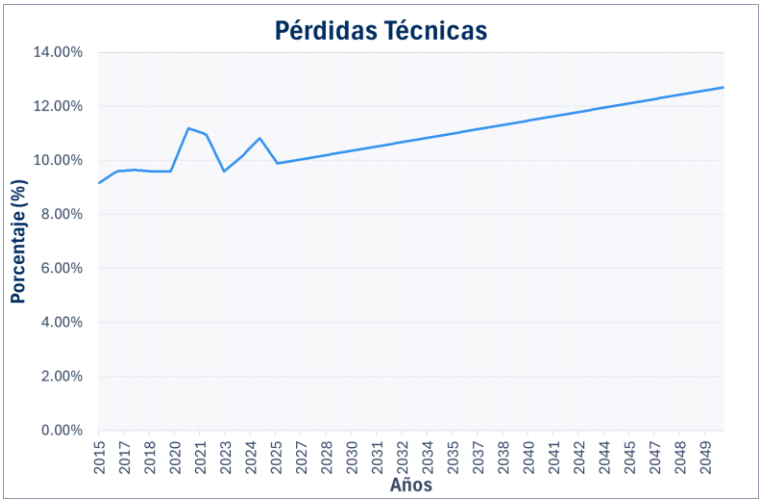



Gráfico 4. 17 Proyección EDECHI: Pérdidas Técnicas.

## PÉRDIDAS NO TECNICAS

**MODELO MATEMÁTICO**

- PER=a + b × TEMP

**$R^2$**

- 0.81

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 2.10%

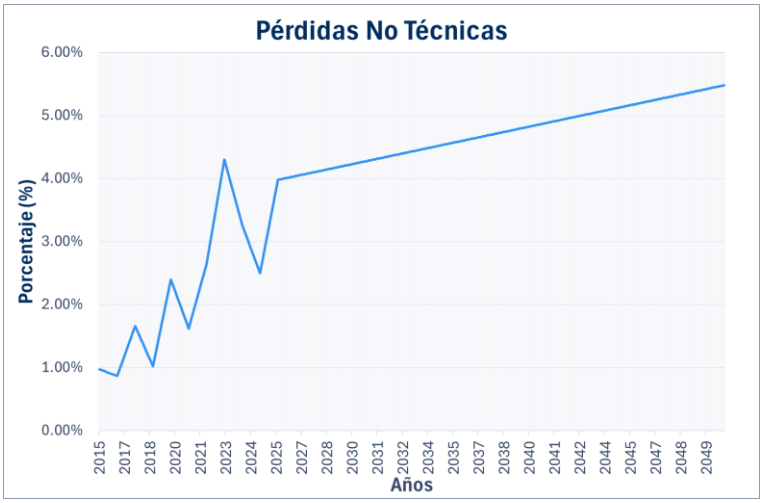



Gráfico 4. 18 Proyección EDECHI: Pérdidas no Técnicas.

# EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO - OESTE, S.A. (EDEMET)

## CONSUMO RESIDENCIAL

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CRES** = a + b ×

**$R^2$**

- 0.963

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 2.58%

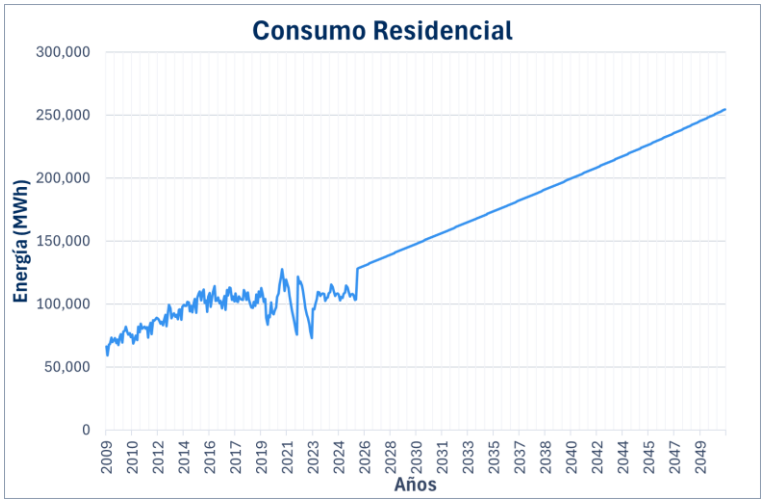



**Gráfico 4. 19 Proyección EDEMET: Consumo Residencial**

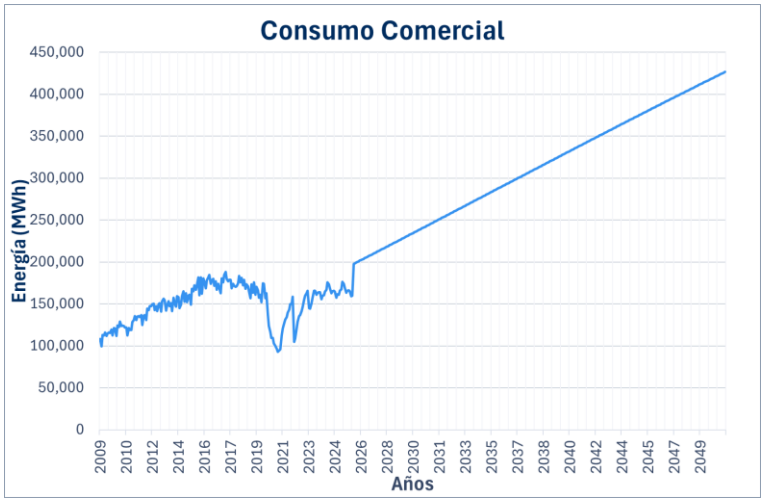



**Gráfico 4. 20 Proyección EDEMET: Consumo Comercial.**

## CONSUMO COMERCIAL

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CCOM** = a + b x

**$R^2$**

- 0.934

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 2.84%

## CONSUMO INDUSTRIAL

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CIND** = a + b x

**$R^2$**

- 0.680

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- -2.07%

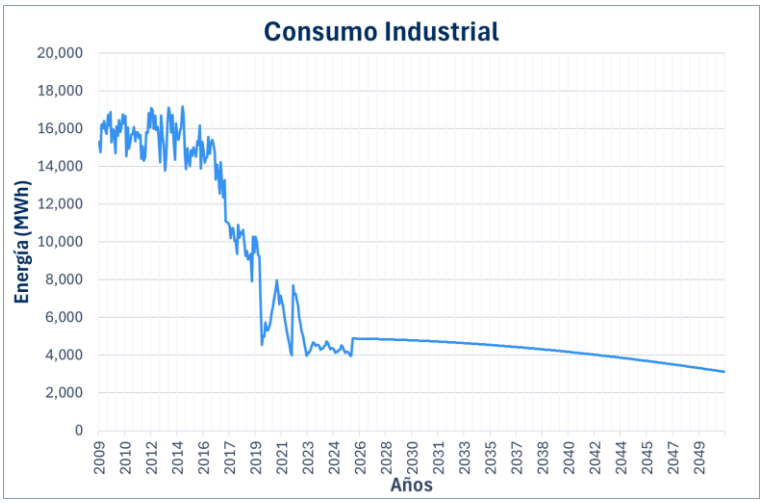



**Gráfico 4. 21 Proyección EDEMET: Consumo Industrial**

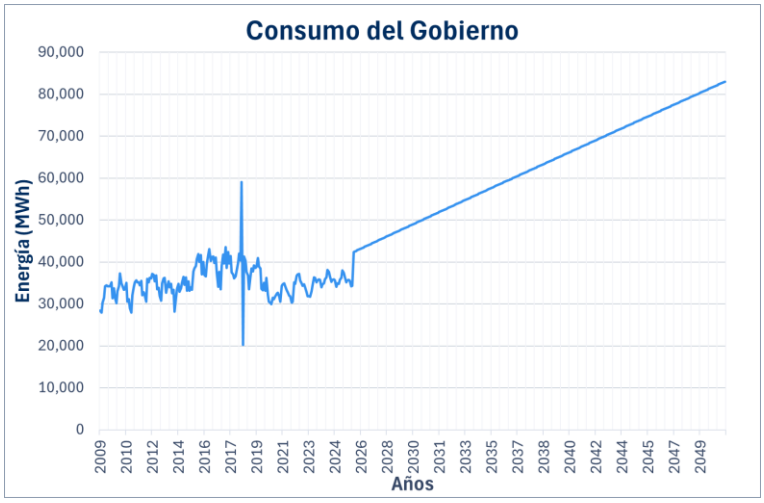



**Gráfico 4. 22 Proyección EDEMET: Consumo De Gobierno.**

## CONSUMO DE GOBIERNO

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CGOB** = a + b x

**$R^2$**

- 0.916

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 2.50%

## CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CALP** = a + b x

**$R^2$**

- 0.982

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 2.25%

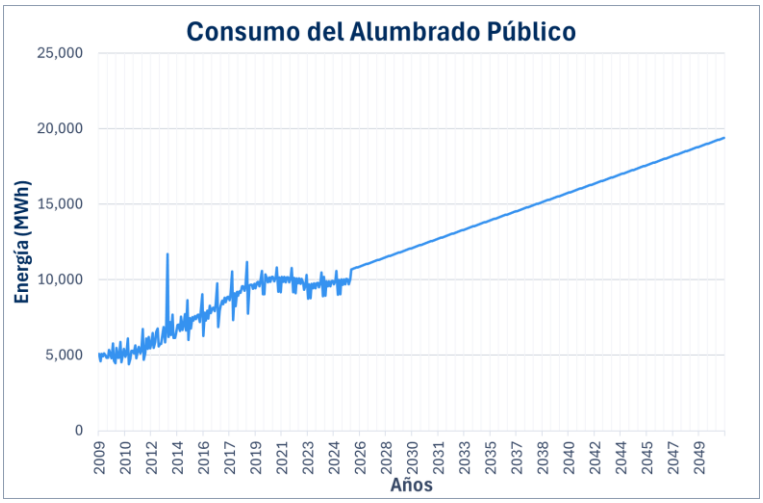



**Gráfico 4. 23 Proyección EDEMET: Consumo Alumbrado Público.**

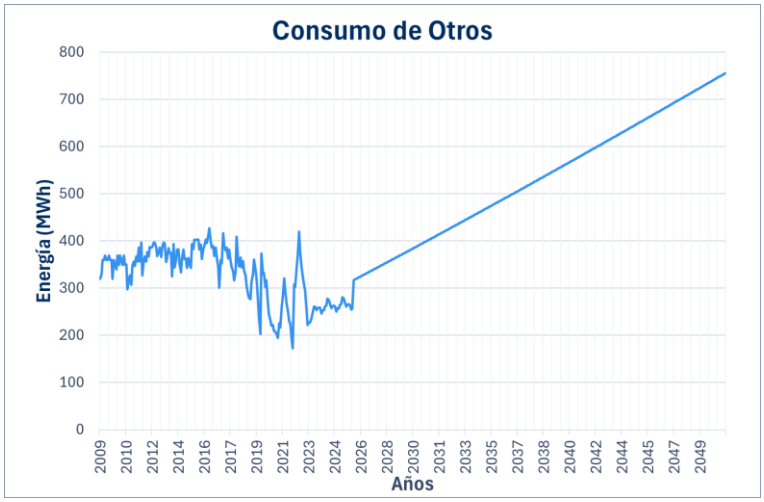



**Gráfico 4. 24 Proyección EDEMET: Consumo Otros.**

## CONSUMO OTROS

**MODELO MATEMÁTICO**

- **COTR** = a + b x

**$R^2$**

- 0.732

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 3.22%

**PÉRDIDAS TECNICAS**

**MODELO MATEMÁTICO**

- PER=a + b × TEMP

**$R^2$**

- 0.947

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 0.95%

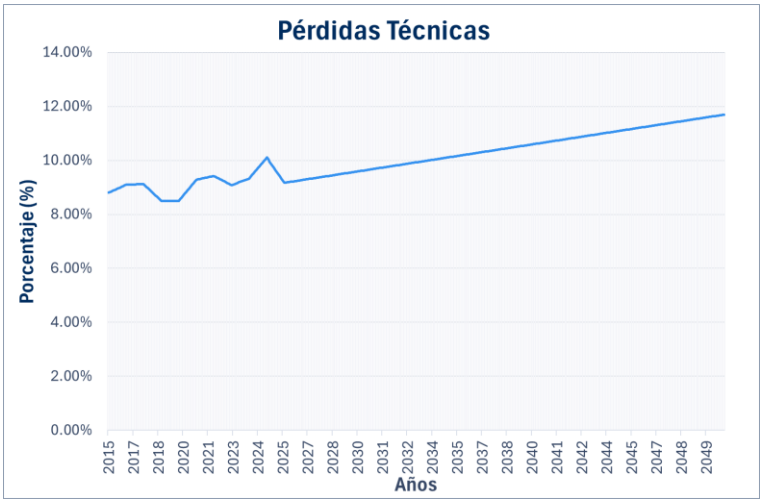



**Gráfico 4. 25 Proyección EDEMET: Pérdidas Técnicas.**

**PÉRDIDAS NO TECNICAS**

**MODELO MATEMÁTICO**

- PER=a + b × TEMP

**$R^2$**

- 0.818

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 0.85%

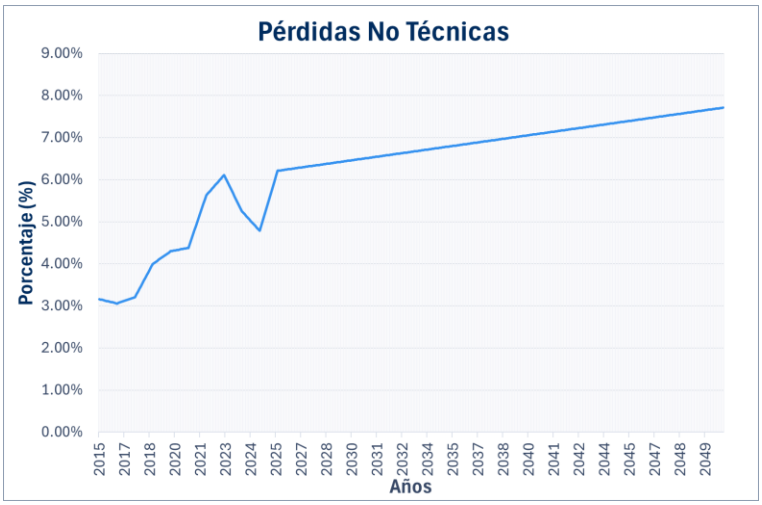



**Gráfico 4. 26 Proyección EDEMET: Pérdidas no Técnicas.**

## CONSUMO RESIDENCIAL

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CRES** = a + b x

**$R^2$**

- 0.99

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 3.55%

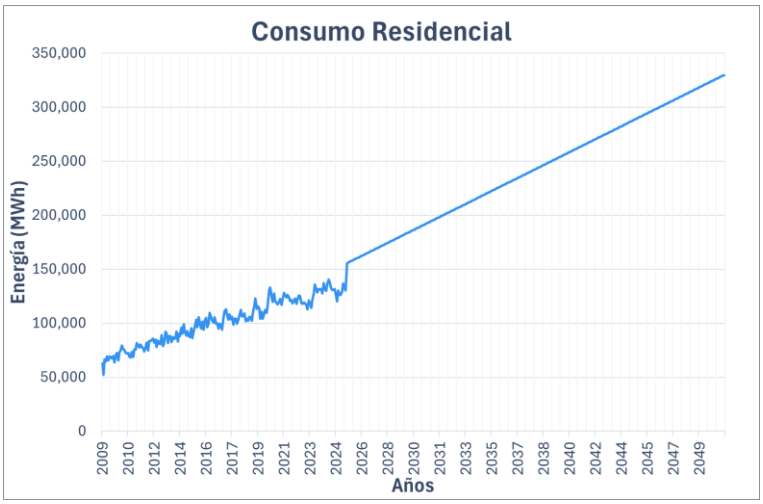



Gráfico 4. 27 Proyección ENSA: Consumo Residencial.

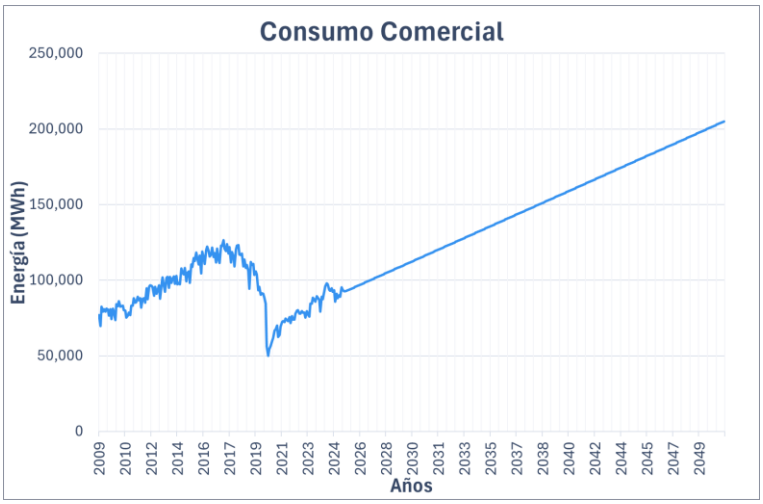



Gráfico 4. 28 Proyección ENSA: Consumo Comercial

## CONSUMO COMERCIAL

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CCOM** = a + b x

**$R^2$**

- 0.810

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 3.30%

## CONSUMO INDUSTRIAL

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CIND** = a + b x

**$R^2$**

- 0.432

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 3.02%

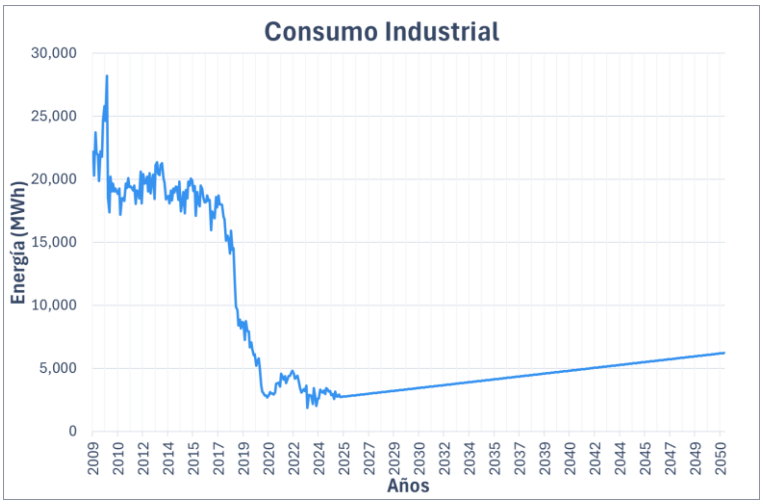



**Gráfico 4. 29 Proyección ENSA: Consumo Industrial.**

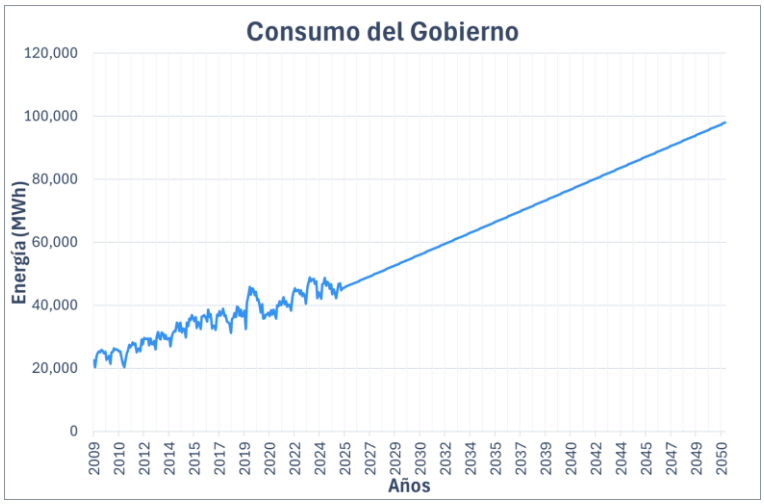



**Gráfico 4. 30 Proyección ENSA: Consumo de Gobierno.**

## CONSUMO DE GOBIERNO

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CGOB** = a + b x

**$R^2$**

- 0.985

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 2.82%

**CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO**

**MODELO MATEMÁTICO**

- **CALP** = a + b x

**$R^2$**

- 0.985

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- 2.72%

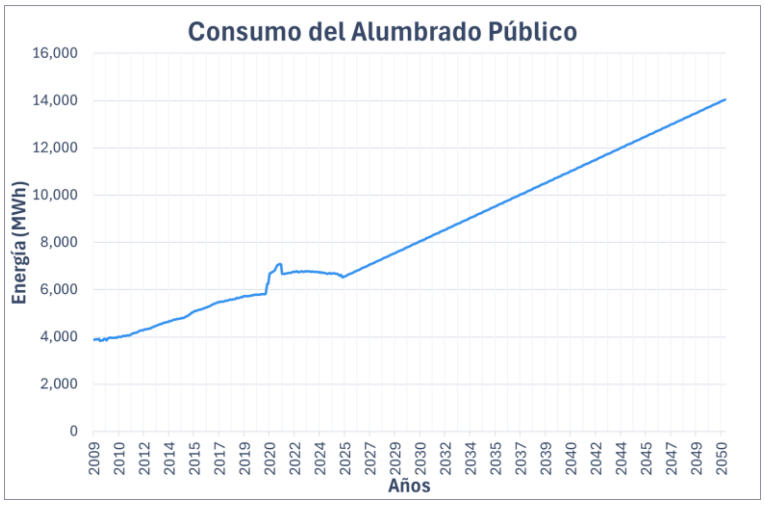



**Gráfico 4. 31 Proyección ENSA: Consumo Alumbrado Público.**

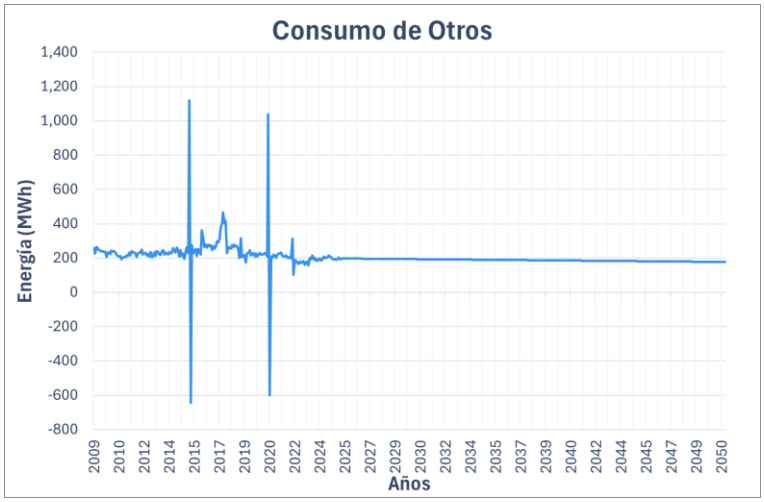



**Gráfico 4. 32 Proyección ENSA: Consumo Otros.**

**CONSUMO OTROS**

**MODELO MATEMÁTICO**

- **COTR** = a + b x

**$R^2$**

- 0.068

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- -0.17%

## PÉRDIDAS TECNICAS

**MODELO MATEMÁTICO**

- PER=a + b × TEMP

**$R^2$**

- 0.94

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- -1.99%

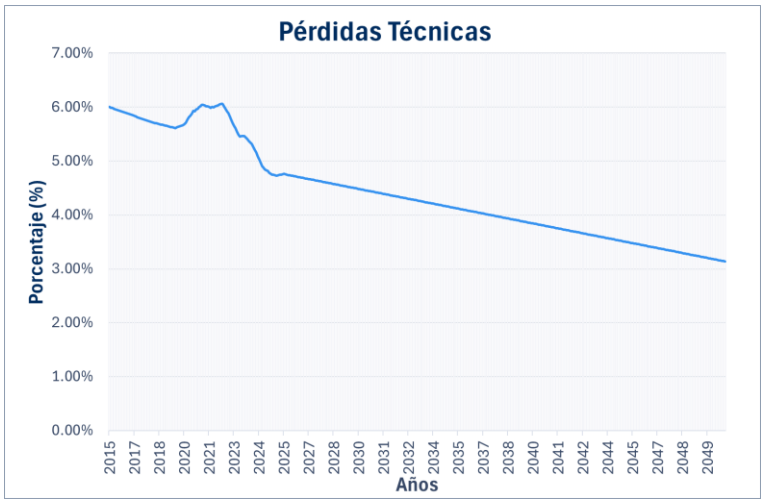



**Gráfico 4. 33 Proyección ENSA: Pérdidas Técnicas.**

## PÉRDIDAS NO TECNICAS

**MODELO MATEMÁTICO**

- PER=a + b × TEMP

**$R^2$**

- 0.731

**TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO**

- -0.40%

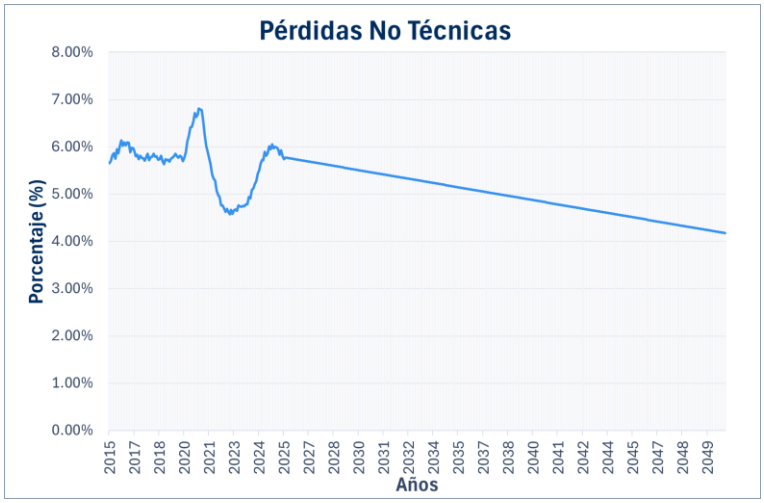



**Gráfico 4. 34 Proyección ENSA: Pérdidas No Técnicas.**

# GRANDES CLIENTES – CONEXIÓN EN ALTA TENSIÓN

Para la proyección de la demanda se analiza de forma individualizada el consumo (MWh) de los Grandes Clientes que se conectan directamente a la Red de Alta Tensión, con niveles de voltaje de 115 kV o superiores. Debido a su ubicación física en el sistema de transmisión y su perfil de carga, los clientes considerados en este apartado son:

- ARGOS PANAMÁ S.A.
- CEMENTO BAYANO S.A. (CEMEX)
- MANZANILLO INTERNATIONAL TERMINAL S.A.

*Nota: Otros agentes con categoría comercial de "Grande Cliente" que se conectan en niveles de media tensión se encuentran integrados dentro de la demanda proyectada de su empresa distribuidora correspondiente.*




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO V

## RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO 5

# RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos de la demanda eléctrica total de las distribuidoras, grandes clientes y la demanda total del país. Además, podremos observar lo resultados para la potencia máxima obtenida. Toda esta información se detallará por escenario (moderado, bajo y alto).

## DEMANDA DE ENERGÍA

A continuación, se presentarán los resultados obtenidos de las proyecciones de demanda para cada escenario, incluyendo tanto las proyecciones de energía como de potencia, junto con su tasa de crecimiento (ver Gráfico 5. 1). Para el pronóstico del consumo en Panamá, se utilizó una metodología estadística que permite estimar la demanda futura, sin contemplar las pérdidas de transmisión.

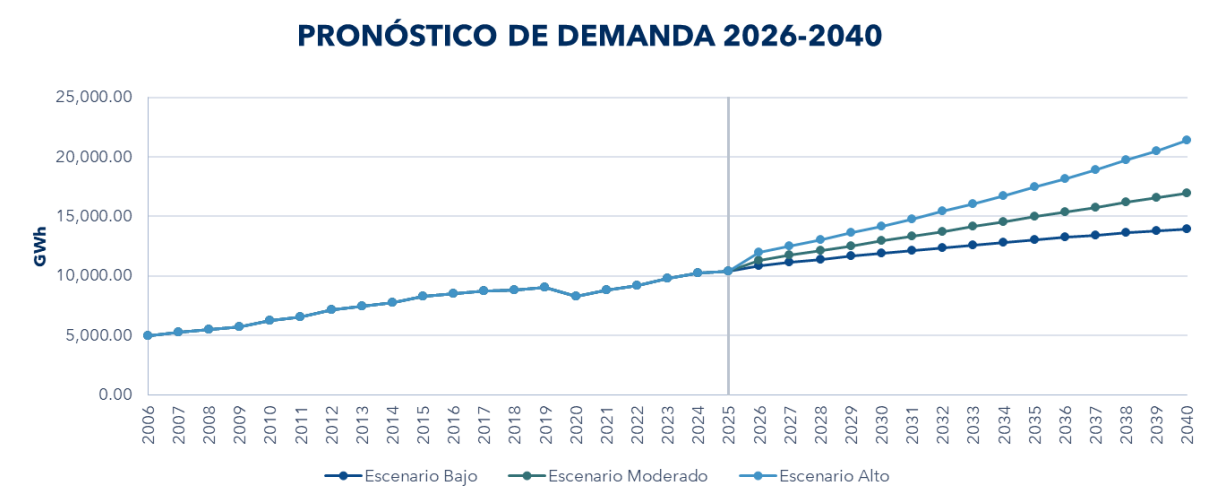



**Gráfico 5. 1 Proyección de la demanda total de Panamá – Tres escenarios.**

**Tabla 5. 1 Proyección de la demanda y potencia eléctrica.**

| PRONÓSTICOS DE LA GENERACIÓN Y POTENCIA<br>PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTECONECTADO NACIONAL<br>2026 - 2040 | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| AÑO | Pesimista - Bajo | | | | | Moderado - Medio | | | | | Optimista - Alto | | | | |
| | GENERACIÓN | | POTENCIA | | Load Factor | GENERACIÓN | | POTENCIA | | Load Factor | GENERACIÓN | | POTENCIA | | Load Factor |
| | GWh | Δ%GWh | MW | Δ%MW | FC | GWh | Δ%GWh | MW | Δ%MW | FC | GWh | Δ%GWh | MW | Δ%MW | FC |
| **2026** | 10,863.78 | | 1,769.91 | | 0.7007 | 11,316.43 | | 1,843.65 | | 0.7007 | 11,981.94 | | 1,912.71 | | 0.7151 |
| **2027** | 11,131.10 | 2.46% | 1,837.25 | 3.81% | 0.6916 | 11,714.48 | 3.52% | 1,933.54 | 4.88% | 0.6916 | 12,512.36 | 4.43% | 2,017.06 | 5.46% | 0.7081 |
| **2028** | 11,397.39 | 2.39% | 1,903.82 | 3.62% | 0.6834 | 12,119.73 | 3.46% | 2,024.48 | 4.70% | 0.6834 | 13,048.53 | 4.29% | 2,124.35 | 5.32% | 0.7012 |
| **2029** | 11,655.74 | 2.27% | 1,969.60 | 3.46% | 0.6756 | 12,524.97 | 3.34% | 2,116.48 | 4.54% | 0.6756 | 13,605.05 | 4.26% | 2,237.08 | 5.31% | 0.6942 |
| **2030** | 11,906.14 | 2.15% | 2,034.57 | 3.30% | 0.6680 | 12,930.21 | 3.24% | 2,209.57 | 4.40% | 0.6680 | 14,184.32 | 4.26% | 2,355.81 | 5.31% | 0.6873 |
| **2031** | 12,148.60 | 2.04% | 2,098.73 | 3.15% | 0.6608 | 13,335.46 | 3.13% | 2,303.76 | 4.26% | 0.6608 | 14,787.37 | 4.25% | 2,480.89 | 5.31% | 0.6804 |
| **2032** | 12,383.12 | 1.93% | 2,162.05 | 3.02% | 0.6538 | 13,740.70 | 3.04% | 2,399.08 | 4.14% | 0.6538 | 15,414.80 | 4.24% | 2,612.62 | 5.31% | 0.6735 |
| **2033** | 12,609.69 | 1.83% | 2,224.52 | 2.89% | 0.6471 | 14,145.94 | 2.95% | 2,495.54 | 4.02% | 0.6471 | 16,067.08 | 4.23% | 2,751.27 | 5.31% | 0.6667 |
| **2034** | 12,828.33 | 1.73% | 2,286.13 | 2.77% | 0.6406 | 14,551.19 | 2.86% | 2,593.16 | 3.91% | 0.6406 | 16,744.69 | 4.22% | 2,897.13 | 5.30% | 0.6598 |
| **2035** | 13,039.01 | 1.64% | 2,346.86 | 2.66% | 0.6342 | 14,956.43 | 2.78% | 2,691.97 | 3.81% | 0.6342 | 17,448.08 | 4.20% | 3,050.52 | 5.29% | 0.6529 |
| **2036** | 13,241.76 | 1.55% | 2,406.69 | 2.55% | 0.6281 | 15,361.67 | 2.71% | 2,791.99 | 3.72% | 0.6281 | 18,177.76 | 4.18% | 3,211.75 | 5.29% | 0.6461 |
| **2037** | 13,436.56 | 1.47% | 2,465.62 | 2.45% | 0.6221 | 15,766.91 | 2.64% | 2,893.24 | 3.63% | 0.6221 | 18,934.27 | 4.16% | 3,381.17 | 5.27% | 0.6393 |
| **2038** | 13,623.43 | 1.39% | 2,523.61 | 2.35% | 0.6163 | 16,172.16 | 2.57% | 2,995.74 | 3.54% | 0.6163 | 19,718.20 | 4.14% | 3,559.15 | 5.26% | 0.6324 |
| **2039** | 13,802.34 | 1.31% | 2,580.65 | 2.26% | 0.6105 | 16,577.40 | 2.51% | 3,099.51 | 3.46% | 0.6105 | 20,530.19 | 4.12% | 3,746.06 | 5.25% | 0.6256 |
| **2040** | 13,973.32 | 1.24% | 2,636.74 | 2.17% | 0.6050 | 16,982.64 | 2.44% | 3,204.59 | 3.39% | 0.6050 | 21,370.89 | 4.09% | 3,942.34 | 5.24% | 0.6188 |

Como se observa en la Tabla 5. 1, para el año 2040 la demanda alcanzará un valor de 13,973.32 GWh, 16,982.64 GWh y 21,370.89 GWh en los escenarios bajo, medio y alto, respectivamente. A partir de los resultados alcanzados, se puede apreciar que las tasas de crecimiento en el corto plazo (2026-2029) son de 2.37% para el escenario bajo, 3.44% para el escenario medio y 4.33% para el escenario alto.

**Tabla 5. 2 Tasa Anual Acumulativa.**

| TASA DE CRECIMIENTO Δ%GWh | | | |
|---|---|---|---|
| ANÁLISIS | ESCENARIO BAJO | ESCENARIO MEDIO | ESCENARIO ALTO |
| Plazo Completo (2026-2040) | 1.81% | 2.94% | 4.22% |
| Corto Plazo (2026-2029) | 2.37% | 3.44% | 4.33% |
| Largo Plazo (2030-2040) | 1.66% | 2.81% | 4.19% |

## POTENCIA MÁXIMA

A continuación, se presentan los resultados de la potencia máxima anual de ETESA (ver Gráfico 5. 2), estimada a partir del factor de carga anual y el consumo de energía, calculada con base en las proyecciones de demanda. Cabe señalar que este valor no considera las pérdidas por transmisión.

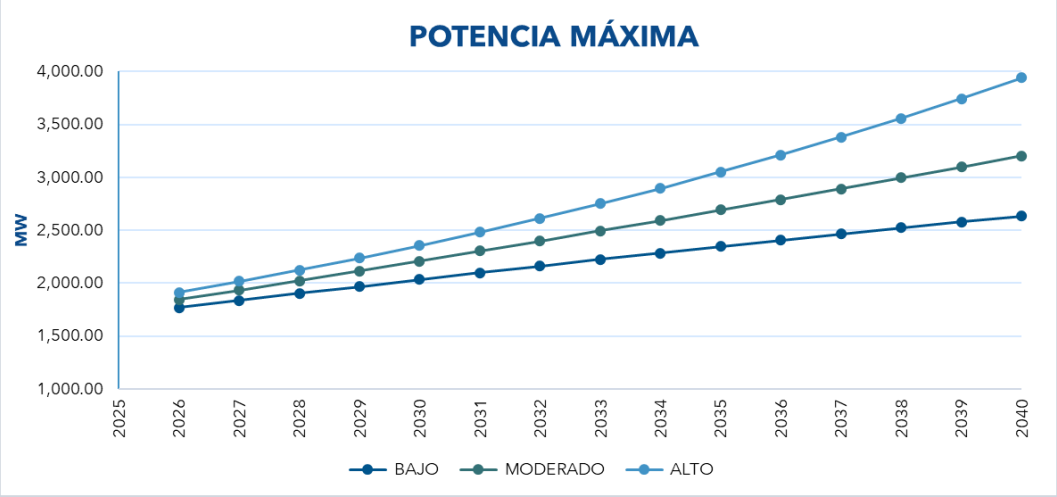



**Gráfico 5. 2 Proyección de la potencia máxima anual.**

# PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA CON PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

Como se mencionó en las secciones anteriores, los resultados obtenidos para la demanda anual de energía eléctrica no incluyen las pérdidas por transmisión. Por ello, se realizaron los cálculos correspondientes para incorporar dichas pérdidas en los resultados finales, considerando además el consumo de Minera Panamá y de la Autoridad del Canal de Panamá. Véase Tabla 5. 3.

**Tabla 5. 3 Proyección de la demanda y potencia, incluyendo pérdidas, ACP y minera Panamá**

| PRONÓSTICOS DE LA GENERACIÓN Y POTENCIA<br>PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTECONECTADO NACIONAL<br>2025-2039<br>Incluye: Minera Panamá + ACP + Pérdidas* | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| AÑO | Pesimista - Bajo | | | | | Moderado - Medio | | | | | Optimista - Alto | | | | |
| | GENERACIÓN | | POTENCIA | | Load Factor | GENERACIÓN | | POTENCIA | | Load Factor | GENERACIÓN | | POTENCIA | | Load Factor |
| | GWh | Δ%GWh | MW | Δ%MW | FC | GWh | Δ%GWh | MW | Δ%MW | FC | GWh | Δ%GWh | MW | Δ%MW | FC |
| **2026** | 11,776.89 | | 1,882.87 | | 0.7140 | 12,229.55 | | 1,956.62 | | 0.7135 | 12,895.05 | | 2,025.67 | | 0.7267 |
| **2027** | 12,077.08 | 2.55% | 1,950.22 | 3.58% | 0.7069 | 12,660.46 | 3.52% | 2,046.51 | 4.59% | 0.7062 | 13,458.34 | 4.37% | 2,130.03 | 5.15% | 0.7213 |
| **2028** | 12,370.29 | 2.43% | 2,016.79 | 3.41% | 0.7002 | 13,092.63 | 3.41% | 2,137.45 | 4.44% | 0.6992 | 14,021.44 | 4.18% | 2,237.32 | 5.04% | 0.7154 |
| **2029** | 12,655.57 | 2.31% | 2,082.56 | 3.26% | 0.6937 | 13,524.80 | 3.30% | 2,229.45 | 4.30% | 0.6925 | 14,604.88 | 4.16% | 2,350.05 | 5.04% | 0.7094 |
| **2030** | 12,932.90 | 2.19% | 2,147.54 | 3.12% | 0.6875 | 13,956.97 | 3.20% | 2,322.54 | 4.18% | 0.6860 | 15,211.08 | 4.15% | 2,468.78 | 5.05% | 0.7034 |
| **2031** | 13,202.28 | 2.08% | 2,211.69 | 2.99% | 0.6814 | 14,389.14 | 3.10% | 2,416.73 | 4.06% | 0.6797 | 15,841.05 | 4.14% | 2,593.86 | 5.07% | 0.6972 |
| **2032** | 13,463.73 | 1.98% | 2,275.01 | 2.86% | 0.6756 | 14,821.31 | 3.00% | 2,512.04 | 3.94% | 0.6735 | 16,495.40 | 4.13% | 2,725.58 | 5.08% | 0.6909 |
| **2033** | 13,717.23 | 1.88% | 2,337.49 | 2.75% | 0.6699 | 15,253.48 | 2.92% | 2,608.50 | 3.84% | 0.6675 | 17,174.62 | 4.12% | 2,864.23 | 5.09% | 0.6845 |
| **2034** | 13,962.79 | 1.79% | 2,399.10 | 2.64% | 0.6644 | 15,685.65 | 2.83% | 2,706.13 | 3.74% | 0.6617 | 17,879.15 | 4.10% | 3,010.10 | 5.09% | 0.6781 |
| **2035** | 14,200.40 | 1.70% | 2,459.83 | 2.53% | 0.6590 | 16,117.82 | 2.76% | 2,804.94 | 3.65% | 0.6560 | 18,609.46 | 4.08% | 3,163.49 | 5.10% | 0.6715 |
| **2036** | 14,430.08 | 1.62% | 2,519.66 | 2.43% | 0.6538 | 16,549.99 | 2.68% | 2,904.95 | 3.57% | 0.6504 | 19,366.07 | 4.07% | 3,324.72 | 5.10% | 0.6649 |
| **2037** | 14,651.81 | 1.54% | 2,578.58 | 2.34% | 0.6486 | 16,982.16 | 2.61% | 3,006.20 | 3.49% | 0.6449 | 20,149.51 | 4.05% | 3,494.14 | 5.10% | 0.6583 |
| **2038** | 14,865.59 | 1.46% | 2,636.57 | 2.25% | 0.6436 | 17,414.32 | 2.54% | 3,108.70 | 3.41% | 0.6395 | 20,960.37 | 4.02% | 3,672.11 | 5.09% | 0.6516 |
| **2039** | 15,071.44 | 1.38% | 2,693.62 | 2.16% | 0.6387 | 17,846.49 | 2.48% | 3,212.48 | 3.34% | 0.6342 | 21,799.28 | 4.00% | 3,859.03 | 5.09% | 0.6449 |
| **2040** | 15,269.34 | 1.31% | 2,749.70 | 2.08% | 0.6339 | 18,278.66 | 2.42% | 3,317.55 | 3.27% | 0.6290 | 22,666.91 | 3.98% | 4,055.30 | 5.09% | 0.6381 |

**Nota: El consumo de Minera Panamá considerado en esta proyección es de aproximadamente 20 MW, ya que, en la actualidad, la mina se encuentra fuera de operación y solo está utilizando energía para sus sistemas auxiliares. Este valor de referencia se basa en las mediciones de flujo entre las Subestaciones Botija y Llano Sánchez.*




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO VI

## CURVAS TÍPICAS




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO 6

# CURVAS TÍPICAS

Las curvas típicas de carga ilustran la evolución de la demanda de potencia en el tiempo. Los gráficos presentados a continuación se basan en mediciones reales del sistema y corresponden, salvo indicación específica, al día de máxima demanda de 2025, registrado el 24 de abril.

## EDEMET

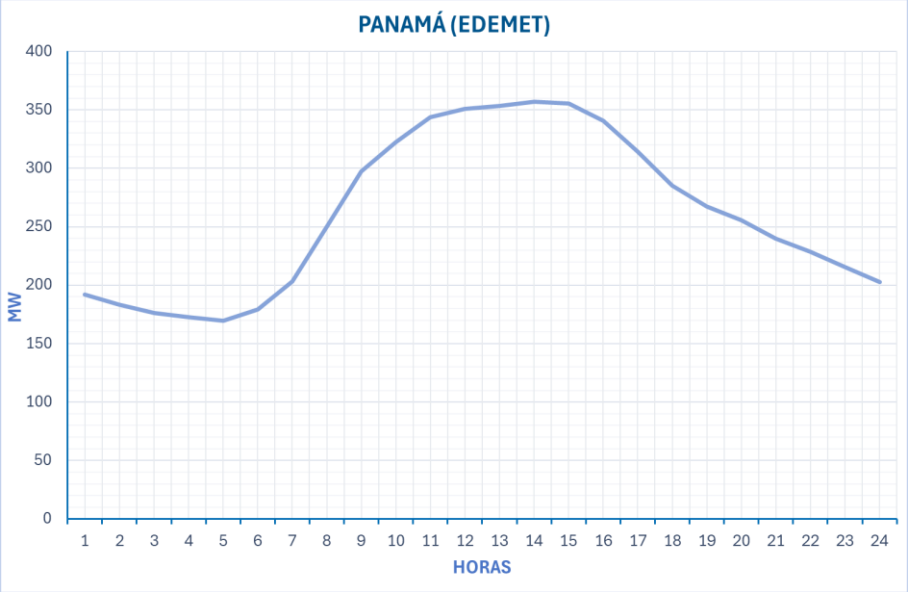



**Gráfico 6. 1Curva Típica de Carga – Panamá (EDEMET)**

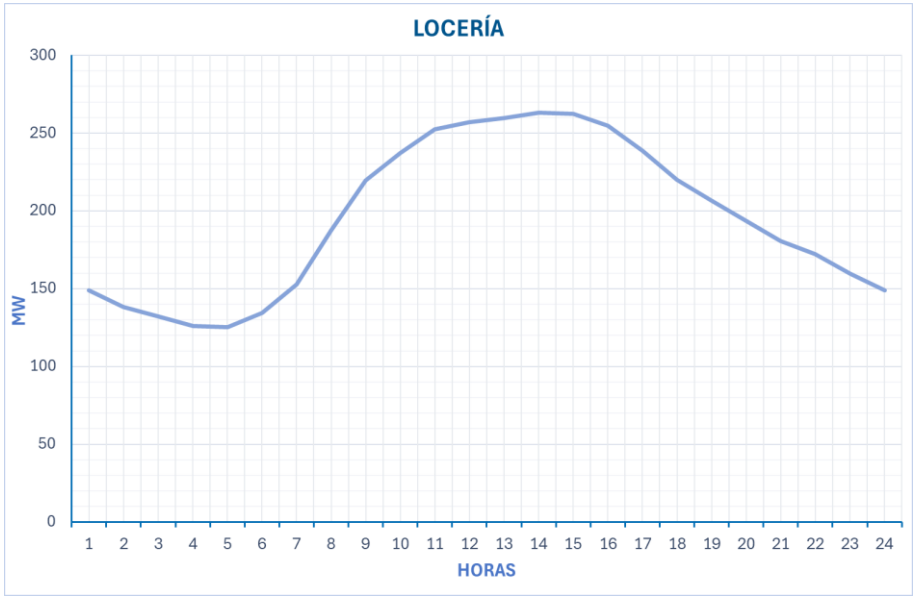



**Gráfico 6. 2 Curva Típica de Carga - Locería**

*Nota: Incluye las mediciones de las líneas 115-6, 115-22 y 115-38.*

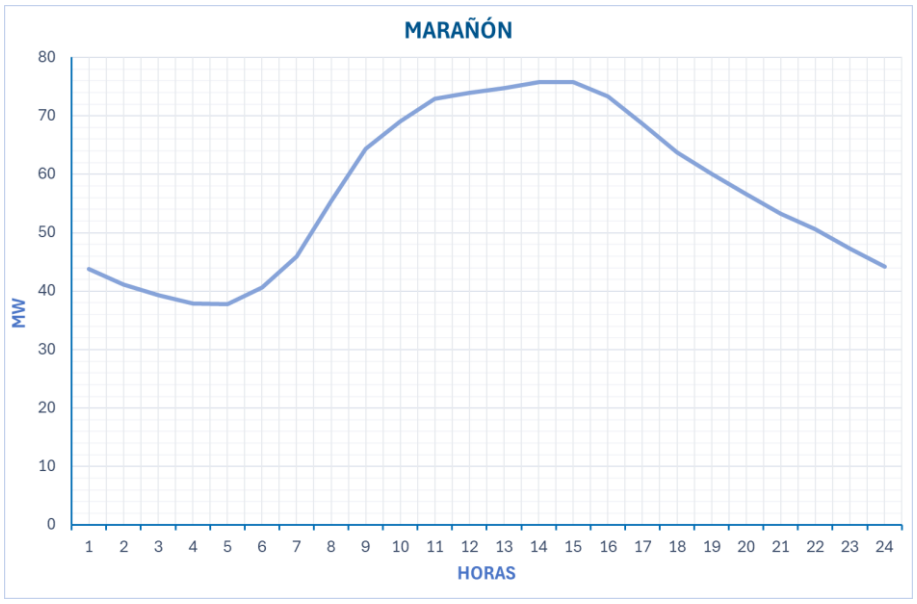



**Gráfico 6. 3 Curva Típica de Carga - Marañón**

*Nota: Incluye la medición de la línea 115-8.*

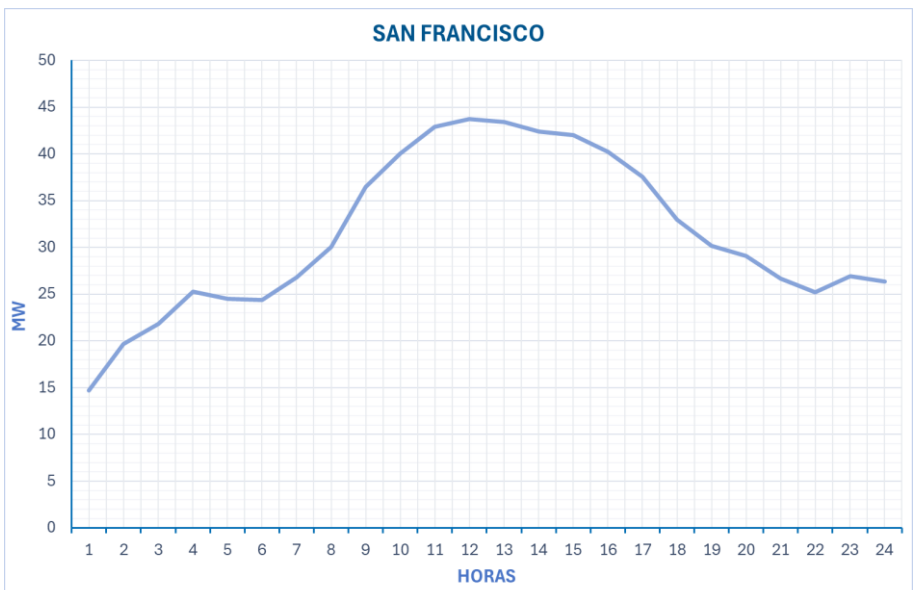



**Gráfico 6. 4 Curva Típica de Carga – San Francisco**

*Nota: Incluye la medición de la línea 115-11.*

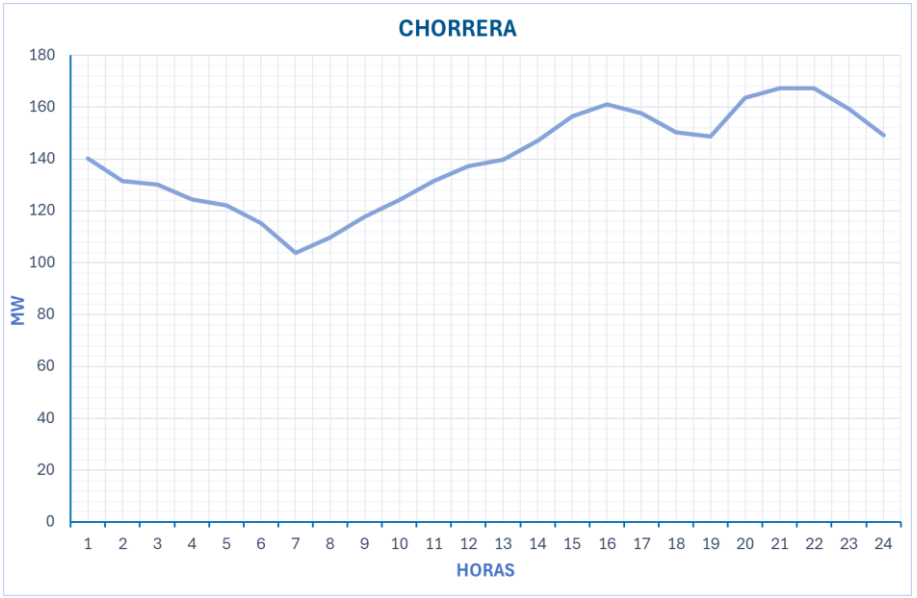



**Gráfico 6. 5 Curva Típica de Carga – Chorrera**

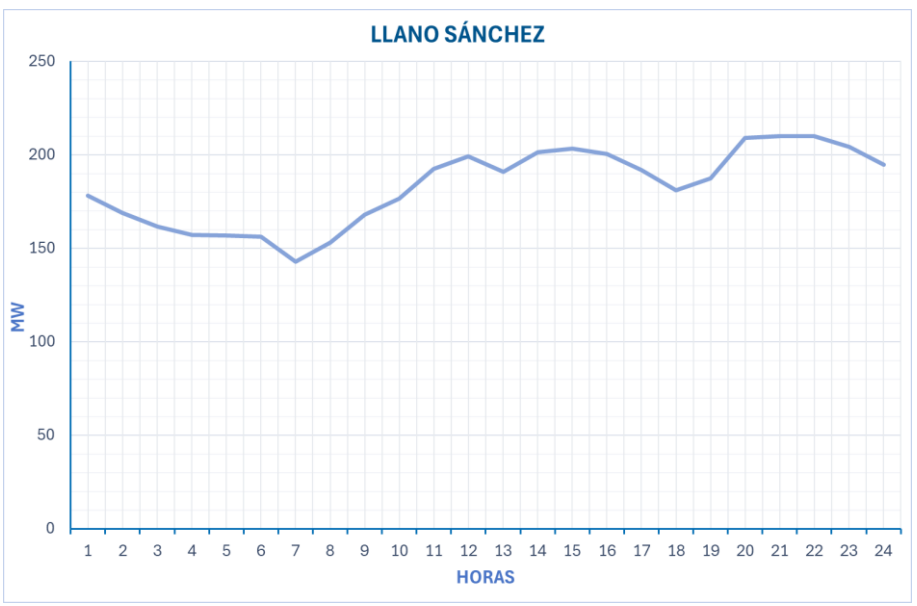



**Gráfico 6. 6 Curva Típica de Carga – Llano Sánchez**

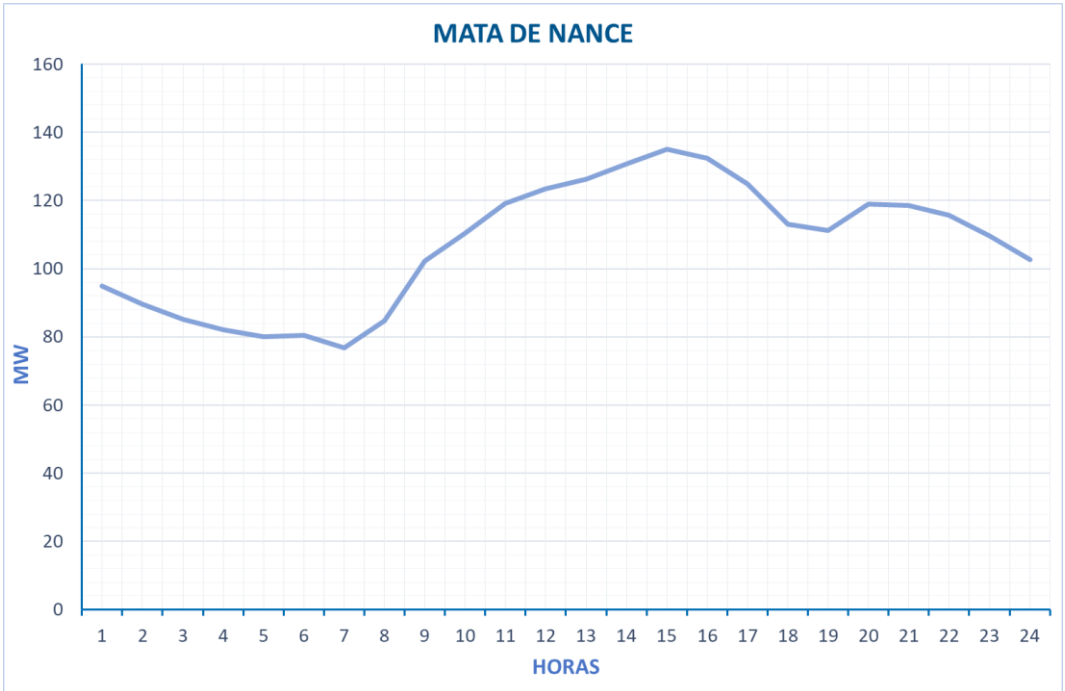



Gráfico 6. 7 Curva Típica de Carga – Mata de Nance

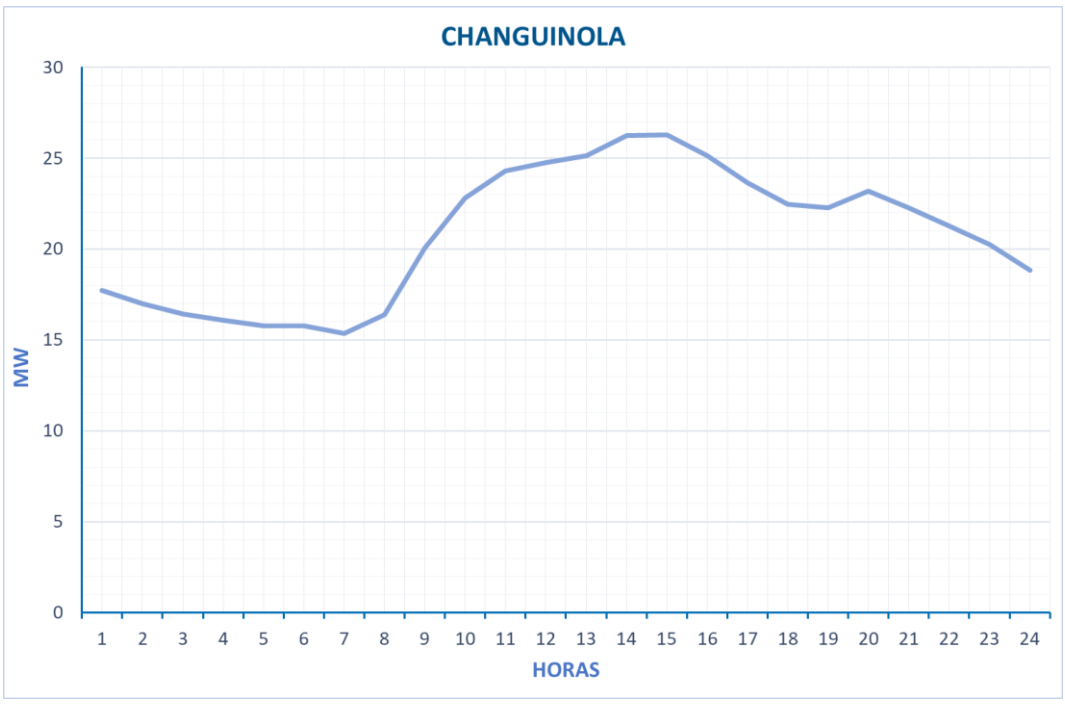



Gráfico 6. 8 Curva Típica de Carga - Changuinola

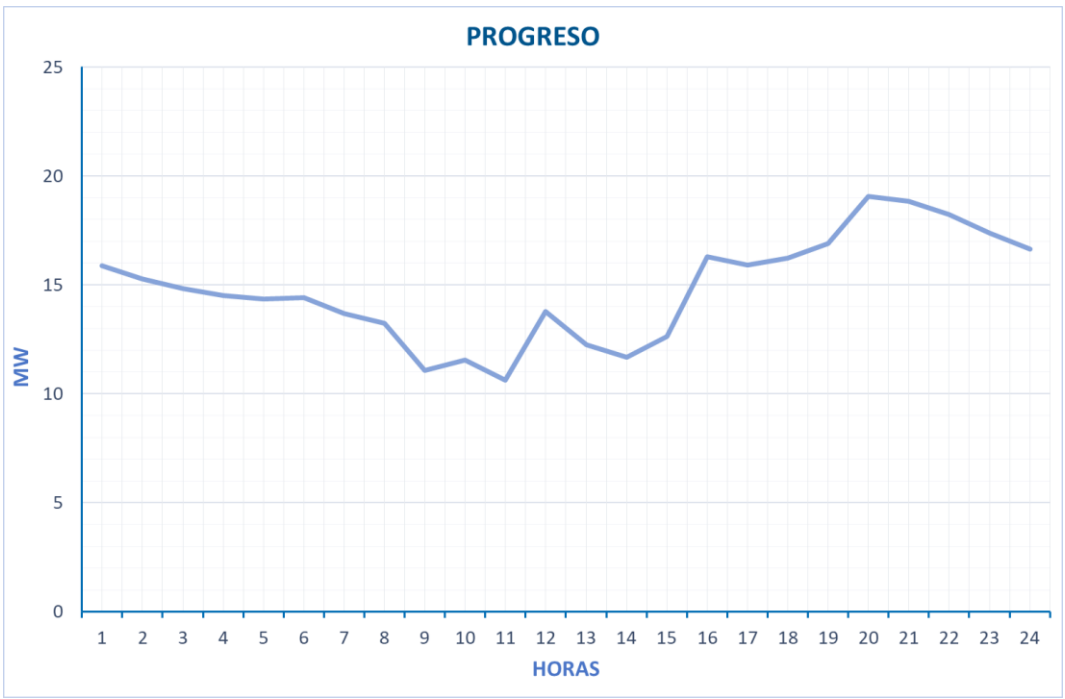



Gráfico 6. 9 Curva Típica de Carga - Progreso

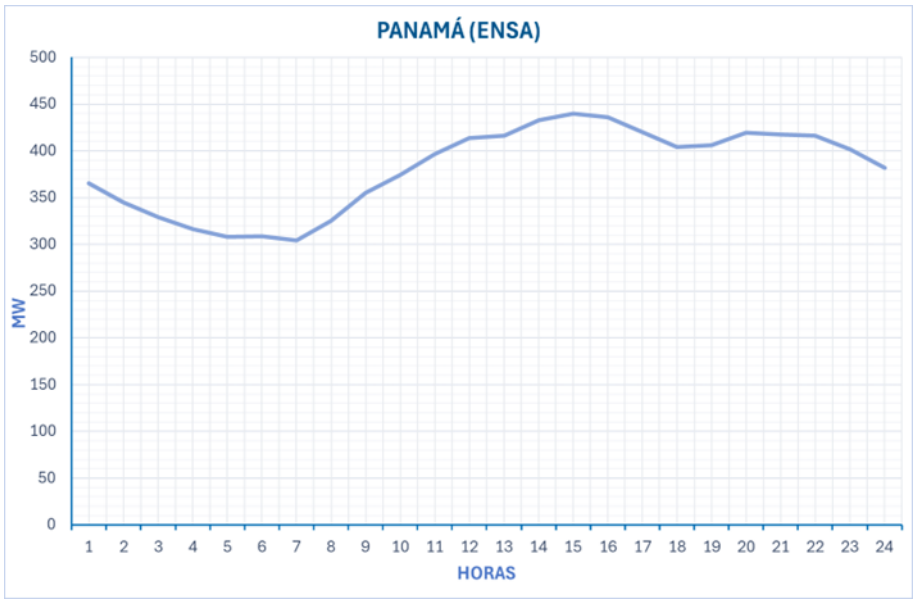



**Gráfico 6. 10 Curva Típica de Carga – Panamá (ENSA)**

*Nota: (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Tocumen, S/E Santa María y S/E 24 de Diciembre).*




**Gráfico 6. 11 Curva Típica de Carga – 24 de Diciembre**

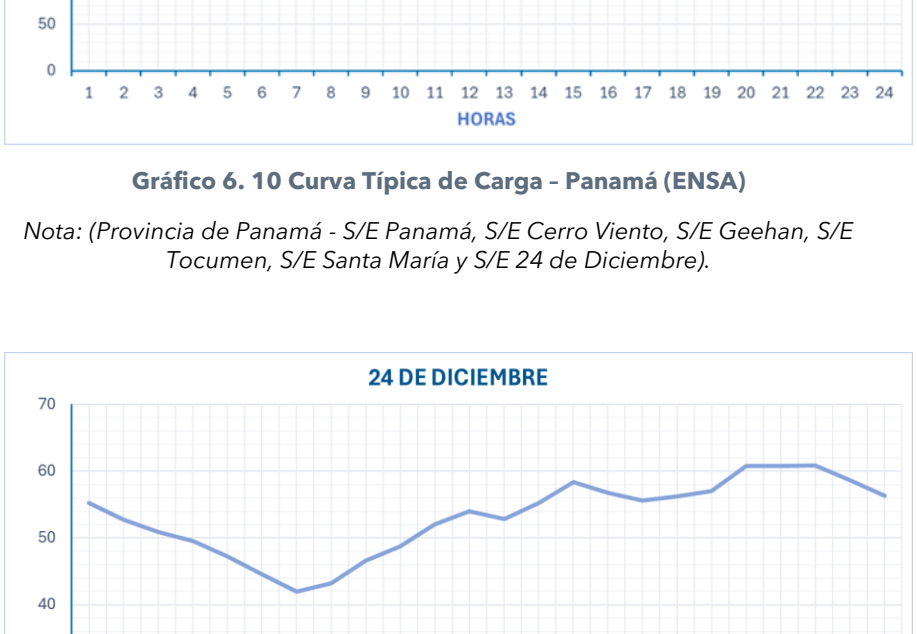



**Gráfico 6. 12 Curva Típica de Carga – Cerro Viento**

*Nota: Incluye Cerro Viento, Llano Bonito y Costa del Este. Se descuenta salida 115-11 a Naturgy.*

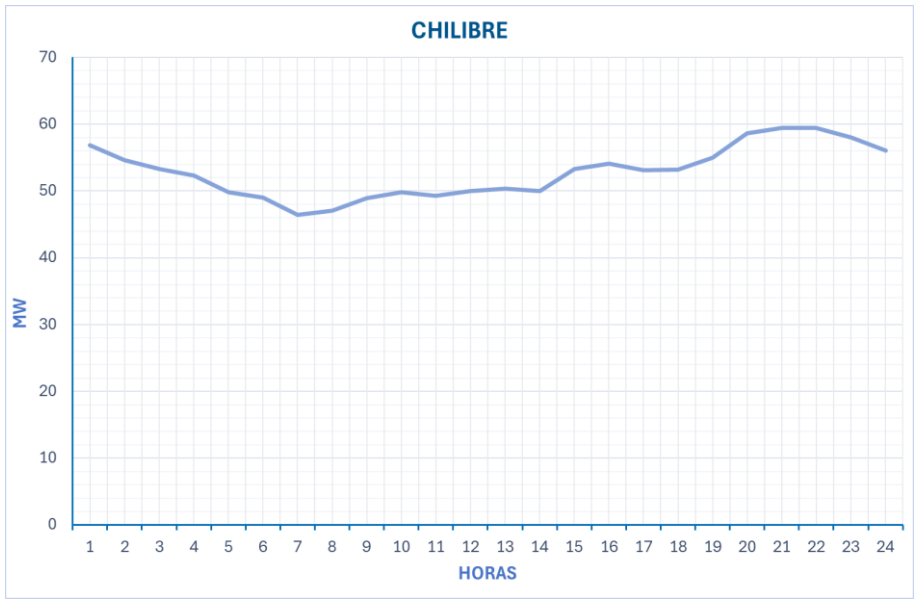



**Gráfico 6. 13 Curva Típica de Carga – Chilibre**

*Nota: Incluye Calzada Larga, CEMEX e IDAAN (Mediciones 115-3A y 115-3B).*

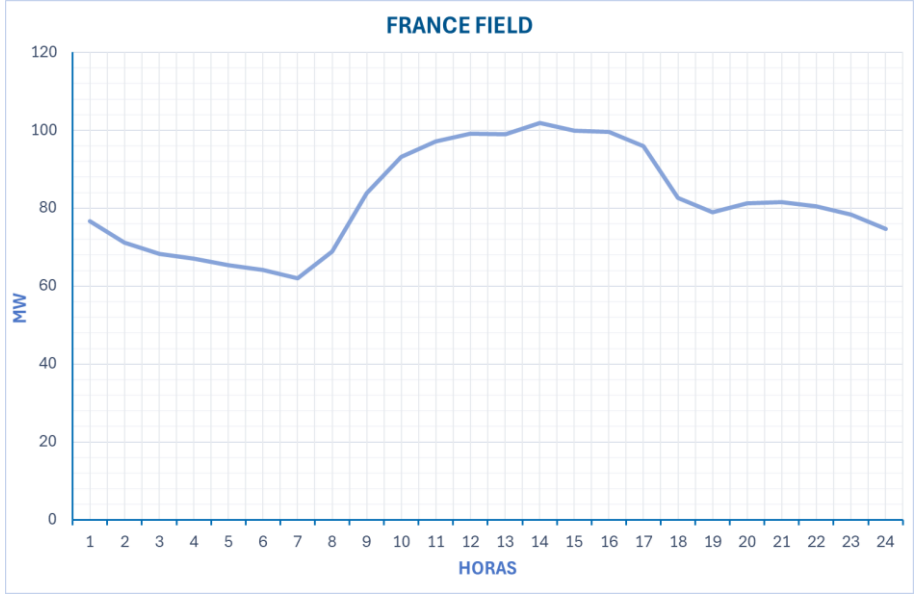



**Gráfico 6. 14 Curva Típica de Carga – France Field**

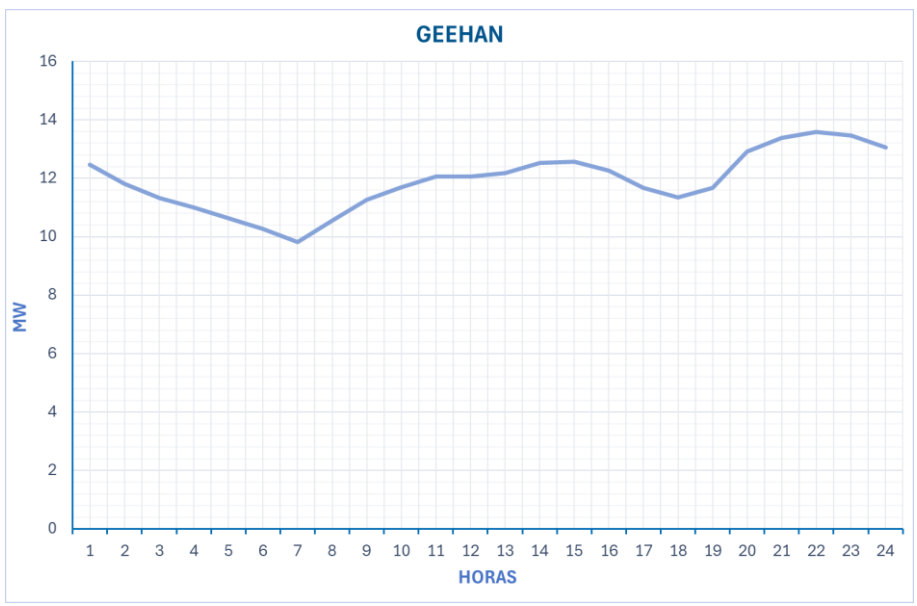



**Gráfico 6. 15 - Curva Típica de Carga – Geehan**

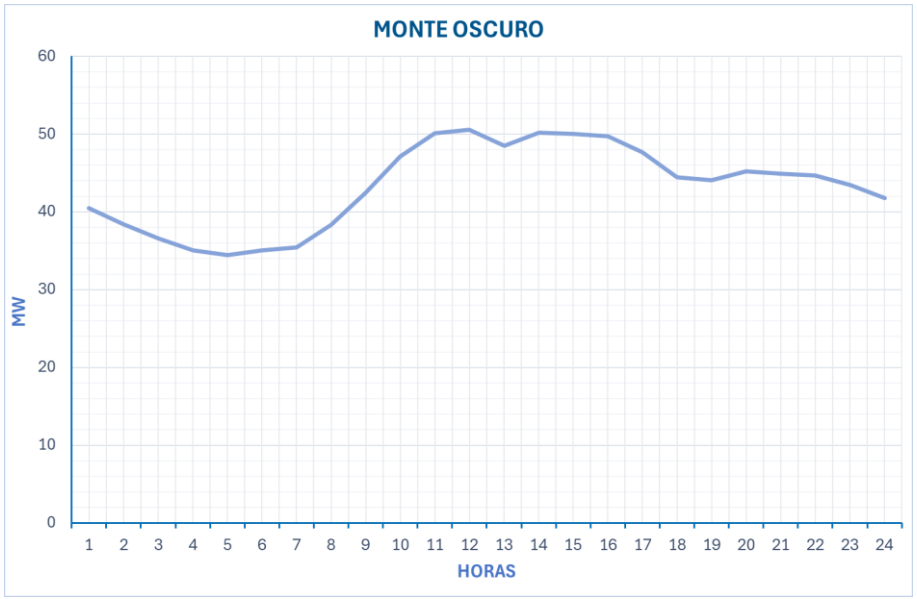



**Gráfico 6. 16 Curva Típica de Carga Línea – Monte Oscuro**

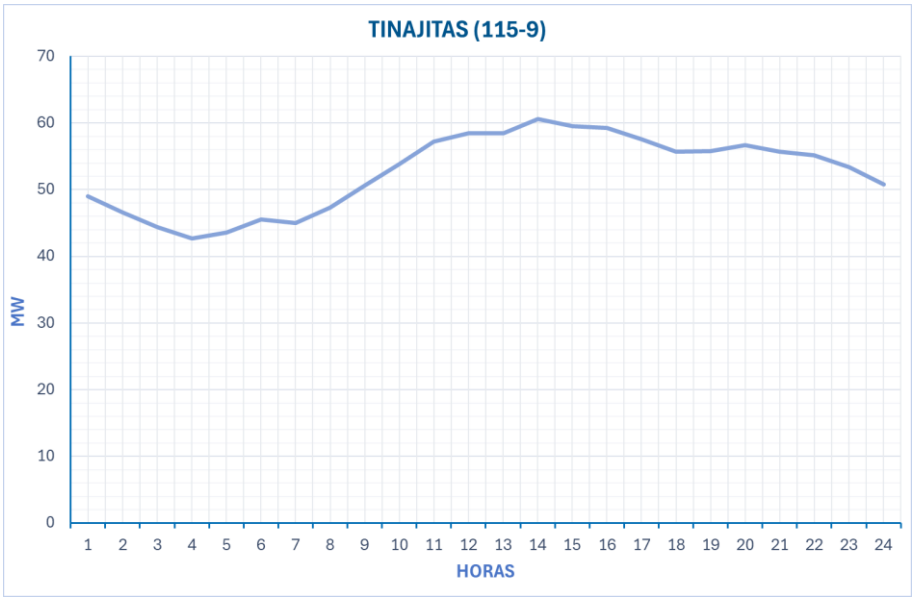



**Gráfico 6. 18 Curva Típica de Carga – Tinajitas**

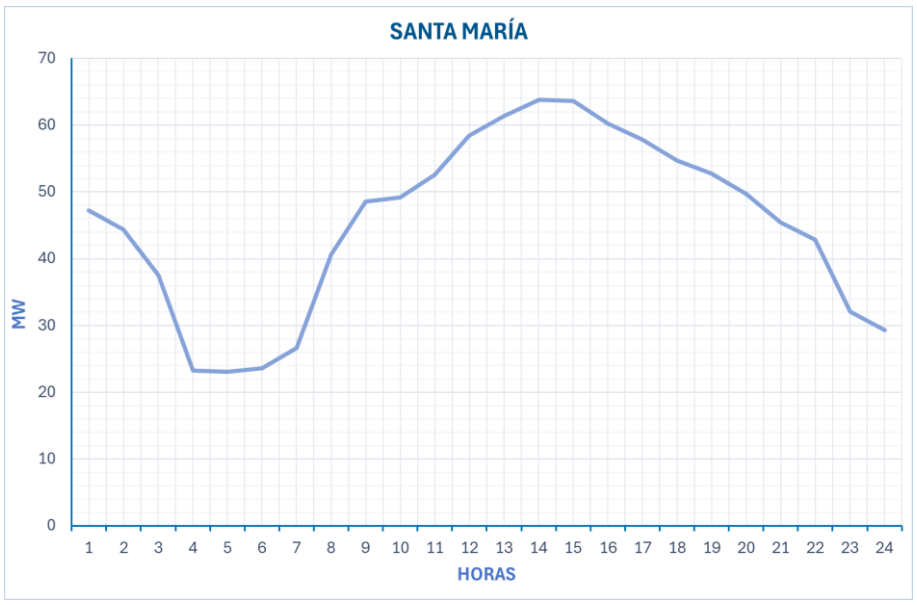



**Gráfico 6. 17 Curva Típica de Carga – Santa María**

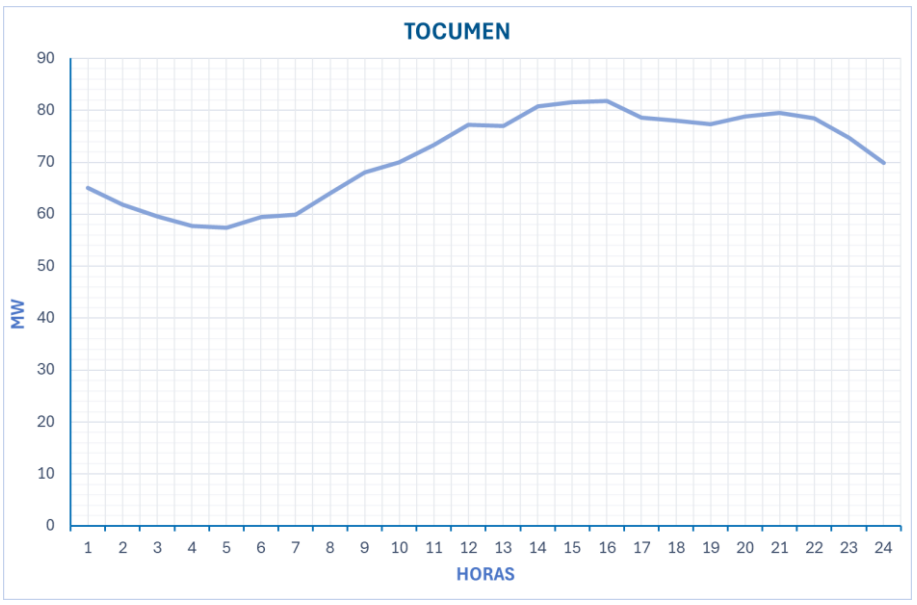



**Gráfico 6. 19 Curva Típica de Carga – Tocumen**

*Nota: Medición total en L115-32 y 115-33; incluye carga del Aeropuerto Internacional.*

# GRANDES CLIENTES




**Gráfico 6. 20 Curva Típica de Carga - ARGOS**

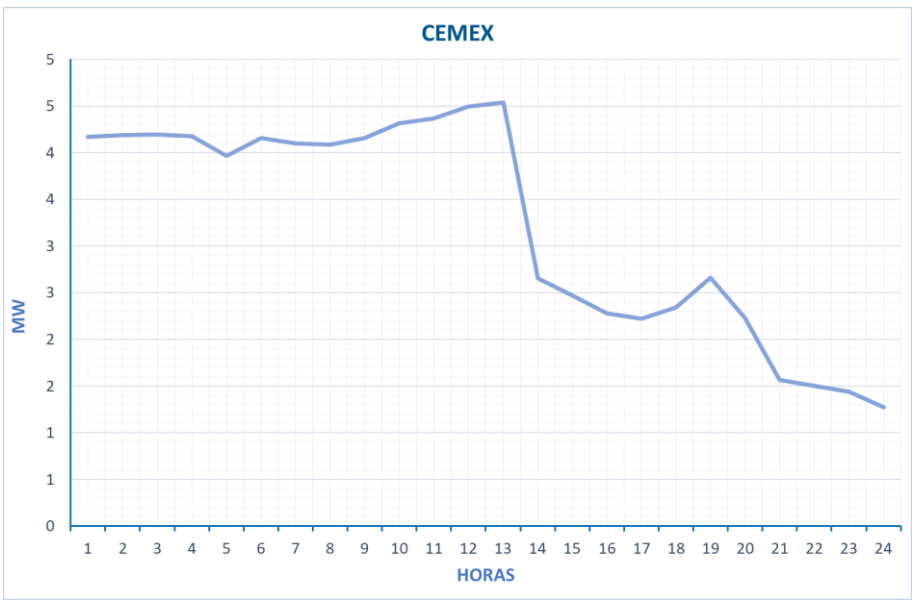



**Gráfico 6. 21 Curva Típica de Carga – CEMEX**




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO VII

## DESAGREGACIÓN POR BARRA




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO 7

# DESAGREGACIÓN POR BARRA

En la siguiente sección se detalla la desagregación de la demanda máxima de generación por participante y barra para el periodo 2026-2040. Este desglose se basa en las proyecciones de demanda y los planes de expansión suministrados por los agentes distribuidores. Los datos se presentan de forma porcentual en la Tabla 7. 1y la Tabla 7. 2

| ENSA | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Tocumen | 3.83% | 3.79% | 3.84% | 3.83% | 3.82% | 3.81% | 3.79% | 3.77% | 3.55% | 3.54% | 3.53% | 3.52% | 3.51% | 3.51% | 3.50% |
| Cerro Viento | 2.79% | 2.84% | 2.87% | 2.32% | 2.33% | 2.34% | 2.35% | 2.35% | 2.36% | 2.38% | 2.39% | 2.40% | 2.40% | 2.42% | 2.42% |
| Llano Bonito | 1.43% | 1.52% | 1.52% | 1.53% | 1.53% | 1.53% | 1.63% | 1.72% | 1.81% | 1.86% | 1.86% | 1.86% | 1.86% | 1.86% | 1.86% |
| Santa María | 4.55% | 4.55% | 4.53% | 4.56% | 4.60% | 4.61% | 4.61% | 4.62% | 4.62% | 4.63% | 4.64% | 4.65% | 4.66% | 4.67% | 4.68% |
| Monte Oscuro | 2.89% | 2.91% | 2.91% | 2.95% | 2.99% | 3.02% | 3.06% | 3.09% | 3.08% | 3.07% | 3.06% | 3.05% | 3.04% | 3.04% | 3.03% |
| Tinajitas | 4.47% | 4.56% | 4.21% | 4.10% | 4.19% | 4.26% | 4.33% | 4.35% | 3.14% | 3.16% | 3.18% | 3.19% | 3.21% | 3.23% | 3.24% |
| Geehan | 1.64% | 1.71% | 1.75% | 1.88% | 1.46% | 1.49% | 1.09% | 1.22% | 1.23% | 1.23% | 1.23% | 1.24% | 1.23% | 1.24% | 1.24% |
| Chilibre (Incluye el IDAAN) | 2.42% | 2.38% | 2.31% | 2.29% | 2.27% | 2.25% | 2.23% | 2.20% | 2.18% | 2.16% | 2.15% | 2.13% | 2.12% | 2.10% | 2.09% |
| Calzada Larga | 0.52% | 0.53% | 0.65% | 0.66% | 0.67% | 0.68% | 0.69% | 0.70% | 0.70% | 0.71% | 0.71% | 0.72% | 0.72% | 0.73% | 0.73% |
| France Field | 4.48% | 4.45% | 4.37% | 4.37% | 4.37% | 4.36% | 4.36% | 4.33% | 4.32% | 4.30% | 4.29% | 4.28% | 4.26% | 3.48% | 3.47% |
| Bahía Las Minas | 1.31% | 1.34% | 1.34% | 1.35% | 1.36% | 1.37% | 1.39% | 1.39% | 1.39% | 1.40% | 1.41% | 1.41% | 1.42% | 1.29% | 1.29% |
| Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH) | 1.29% | 1.31% | 1.31% | 1.34% | 1.36% | 1.38% | 1.39% | 1.39% | 1.39% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| Nueva S/E Monte Esperanza 115 kV | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 1.40% | 1.40% | 1.41% | 1.41% | 1.42% | 1.43% |
| 24 de Diciembre | 3.92% | 3.97% | 3.93% | 3.96% | 3.26% | 3.28% | 3.30% | 3.31% | 3.33% | 3.33% | 3.31% | 3.29% | 3.27% | 3.26% | 3.24% |
| Costa del Este | 2.40% | 2.47% | 2.44% | 2.46% | 2.48% | 2.50% | 2.50% | 2.48% | 2.46% | 2.45% | 2.44% | 2.42% | 2.41% | 2.40% | 2.39% |
| Nueva S/E Gonzalillo 230/13.8 kV | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 1.46% | 1.46% | 1.47% | 1.48% | 1.49% | 1.50% | 1.51% |
| Nueva S/E Cativá 115/13.8 kV | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.81% | 0.80% |
| Nueva S/E Brisas del Golf 115/13.8 kV | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.66% | 0.69% | 0.71% | 0.73% | 0.75% | 0.74% | 0.76% | 0.78% | 0.79% | 0.81% | 0.83% | 0.84% |
| Nueva S/E Cabra 230/13.8 kV | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 1.12% | 1.13% | 1.13% | 1.13% | 1.14% | 1.14% | 1.14% | 1.15% | 1.15% | 1.16% | 1.16% |
| Nueva S/E Chepo 34.5/13.8 kV | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.35% | 0.36% | 0.37% | 0.39% | 0.40% | 0.42% | 0.43% | 0.43% | 0.43% |
| **TOTAL ENSA** | **37.95%** | **38.31%** | **37.98%** | **38.24%** | **38.49%** | **38.70%** | **38.90%** | **39.16%** | **39.28%** | **39.36%** | **39.38%** | **39.41%** | **39.42%** | **39.35%** | **39.35%** |

| EDEMET | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Llano Sánchez 115 KV - Pocri | 2.03% | 2.00% | 1.95% | 1.94% | 1.93% | 1.92% | 1.91% | 1.90% | 1.90% | 1.89% | 1.89% | 1.89% | 1.89% | 1.89% | 1.88% |
| Llano Sánchez 115 KV - Arena | 3.57% | 3.52% | 3.43% | 3.42% | 3.40% | 3.38% | 3.37% | 3.35% | 3.34% | 3.34% | 3.33% | 3.33% | 3.32% | 3.32% | 3.32% |
| Llano Sánchez 115 KV - Santiago | 3.35% | 3.30% | 3.22% | 3.20% | 3.19% | 3.17% | 3.16% | 3.14% | 3.13% | 3.13% | 3.12% | 3.12% | 3.12% | 3.12% | 3.11% |
| Llano Sánchez 34.5 KV - Divisa | 1.01% | 0.99% | 0.97% | 0.96% | 0.96% | 0.95% | 0.95% | 0.95% | 0.94% | 0.94% | 0.94% | 0.94% | 0.94% | 0.94% | 0.94% |
| El Higo 34,5kV (Circuito 34-7A) | 0.72% | 0.71% | 0.70% | 0.69% | 0.69% | 0.69% | 0.68% | 0.68% | 0.68% | 0.68% | 0.68% | 0.67% | 0.67% | 0.67% | 0.67% |
| El Higo 34,5kV (Circuito 34-7B) | 0.70% | 0.69% | 0.67% | 0.67% | 0.66% | 0.66% | 0.66% | 0.66% | 0.65% | 0.65% | 0.65% | 0.65% | 0.65% | 0.65% | 0.65% |
| El Higo 34,5kV (Circuito 34-7D) | 0.33% | 0.33% | 0.32% | 0.32% | 0.32% | 0.32% | 0.32% | 0.31% | 0.31% | 0.31% | 0.31% | 0.31% | 0.31% | 0.31% | 0.31% |
| El Coco | 1.41% | 1.38% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| Nueva Subestación El Coco 2 230/34.5kV | 0.00% | 0.00% | 1.35% | 1.34% | 1.34% | 1.33% | 1.33% | 1.32% | 1.32% | 1.31% | 1.31% | 1.31% | 1.31% | 1.31% | 1.31% |
| Chorrera 34.5 kV (Circuito 34-1) | 4.96% | 4.88% | 4.77% | 4.74% | 4.72% | 4.69% | 4.67% | 4.65% | 4.63% | 4.62% | 4.61% | 4.61% | 4.60% | 4.60% | 4.60% |
| Chorrera 34.5 kV (Circuitos 34-2, 34-3 y 34-13) | 2.98% | 2.94% | 2.87% | 2.85% | 2.84% | 2.82% | 2.81% | 2.79% | 2.79% | 2.78% | 2.77% | 2.77% | 2.77% | 2.77% | 2.77% |
| Chorrera 34.5 kV , (Circuito 34-8) | 1.17% | 1.16% | 1.13% | 1.12% | 1.12% | 1.11% | 1.11% | 1.10% | 1.10% | 1.09% | 1.09% | 1.09% | 1.09% | 1.09% | 1.09% |
| Chorrera 34.5 kV (Circuito 34-31) | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% |
| San Francisco | 5.95% | 5.86% | 5.73% | 5.70% | 5.66% | 5.64% | 5.62% | 5.59% | 5.57% | 5.56% | 5.55% | 5.55% | 5.54% | 5.54% | 5.53% |
| Locería | 3.62% | 3.56% | 3.48% | 3.46% | 3.44% | 3.42% | 3.41% | 3.39% | 3.38% | 3.37% | 3.37% | 3.36% | 3.36% | 3.36% | 3.36% |
| Marañón | 4.43% | 4.36% | 4.26% | 4.24% | 4.21% | 4.19% | 4.18% | 4.16% | 4.15% | 4.14% | 4.13% | 4.13% | 4.12% | 4.12% | 4.12% |
| Centro Bancario | 4.83% | 4.75% | 4.64% | 4.62% | 4.59% | 4.57% | 4.56% | 4.53% | 4.52% | 4.51% | 4.50% | 4.50% | 4.49% | 4.49% | 4.49% |
| Justo Arosemena | 0.95% | 0.94% | 0.92% | 0.91% | 0.91% | 0.90% | 0.90% | 0.90% | 0.89% | 0.89% | 0.89% | 0.89% | 0.89% | 0.89% | 0.89% |
| Burunga 34,5kV (Circuitos 34-129 y 34-130) - ARRAIJÁN | 1.18% | 1.16% | 1.13% | 1.13% | 1.12% | 1.11% | 1.11% | 1.11% | 1.10% | 1.10% | 1.10% | 1.10% | 1.10% | 1.10% | 1.09% |
| Burunga 34,5kV (Circuito 34-1C) | 0.87% | 0.86% | 0.84% | 0.83% | 0.83% | 0.83% | 0.82% | 0.82% | 0.82% | 0.82% | 0.81% | 0.81% | 0.81% | 0.81% | 0.81% |
| Burunga 34,5kV (Circuito 34-8A) | 0.02% | 0.02% | 0.02% | 0.02% | 0.02% | 0.02% | 0.02% | 0.02% | 0.02% | 0.02% | 0.02% | 0.02% | 0.02% | 0.02% | 0.02% |
| Burunga 34,5kV (Circuito 34-8B) | 0.48% | 0.47% | 0.46% | 0.46% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.44% | 0.44% | 0.44% | 0.44% | 0.44% | 0.44% |
| Burunga 34,5kV (Circuito 34-128, IDAAN-Aguas de Panamá) | 0.13% | 0.13% | 0.13% | 0.13% | 0.13% | 0.13% | 0.13% | 0.13% | 0.13% | 0.12% | 0.12% | 0.12% | 0.12% | 0.12% | 0.12% |
| Burunga 34,5kV (Carga Futura, IDAAN Oeste) (Circuito 34-228 y 34-229, Planta José Rodríguez) | 0.05% | 0.60% | 0.58% | 0.58% | 0.58% | 0.57% | 0.57% | 0.57% | 0.57% | 0.57% | 0.57% | 0.57% | 0.56% | 0.56% | 0.56% |
| Burunga 34,5kV (L3 Metro) (Circuito 34-231, Estación Patio y Trenes) | 0.05% | 0.04% | 0.81% | 0.80% | 0.80% | 0.80% | 0.79% | 0.79% | 0.79% | 0.78% | 0.78% | 0.78% | 0.78% | 0.78% | 0.78% |
| El Torno115kV (Alimentada desde Chorrera 115kV) | 1.63% | 1.61% | 1.57% | 1.56% | 1.56% | 1.55% | 1.54% | 1.54% | 1.53% | 1.53% | 1.53% | 1.52% | 1.52% | 1.52% | 1.52% |
| Nueva S/E La Floresta 115/12kV | 0.00% | 0.00% | 0.88% | 0.89% | 0.90% | 0.91% | 0.92% | 0.94% | 0.95% | 0.96% | 0.98% | 0.99% | 1.01% | 1.02% | 1.04% |
| Nueva S/E Santiago 2 230/115/34.5kV | 0.00% | 0.00% | 1.08% | 1.08% | 1.07% | 1.07% | 1.06% | 1.06% | 1.05% | 1.05% | 1.05% | 1.05% | 1.05% | 1.05% | 1.05% |
| Nueva S/E Panamá Pacífico 115/12kV | 0.00% | 0.76% | 0.74% | 0.74% | 0.73% | 0.73% | 0.73% | 0.72% | 0.72% | 0.72% | 0.72% | 0.72% | 0.72% | 0.72% | 0.71% |
| **TOTAL EDEMET** | **46.48%** | **47.08%** | **48.70%** | **48.46%** | **48.21%** | **48.00%** | **47.82%** | **47.61%** | **47.49%** | **47.39%** | **47.34%** | **47.29%** | **47.25%** | **47.27%** | **47.24%** |

**Tabla 7. 1 Desagregación por Barra (Parte 1).**

| EDEMET (SERVICIO B) | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Miraflores (Con Panamá Pacífico 115kV y La Floresta 115) | 2.84% | 2.02% | 1.07% | 1.07% | 1.06% | 1.06% | 1.05% | 1.05% | 1.05% | 1.04% | 1.04% | 1.04% | 1.04% | 1.04% | 1.04% |
| Balboa (Carga de EDEMET) | 0.96% | 0.96% | 0.96% | 0.97% | 0.98% | 0.99% | 1.01% | 1.02% | 1.03% | 1.05% | 1.06% | 1.08% | 1.09% | 1.11% | 1.13% |
| Summit | 0.08% | 0.08% | 0.08% | 0.08% | 0.08% | 0.08% | 0.09% | 0.09% | 0.09% | 0.09% | 0.09% | 0.09% | 0.09% | 0.09% | 0.10% |
| Gamboa | 0.05% | 0.05% | 0.05% | 0.05% | 0.05% | 0.05% | 0.05% | 0.05% | 0.05% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% | 0.06% |
| **TOTAL SERVICIO B** | **3.93%** | **3.11%** | **2.16%** | **2.17%** | **2.18%** | **2.19%** | **2.20%** | **2.21%** | **2.22%** | **2.23%** | **2.25%** | **2.27%** | **2.28%** | **2.30%** | **2.32%** |

| EDECHI | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Caldera 115 KV (Circuito 115-19) | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| Progreso 34.5 KV (Circuito 34-41) | 0.77% | 0.76% | 0.73% | 0.73% | 0.73% | 0.73% | 0.73% | 0.72% | 0.72% | 0.72% | 0.73% | 0.73% | 0.73% | 0.73% | 0.73% |
| Progreso 34.5 KV (Circuito 34-42) | 0.52% | 0.52% | 0.50% | 0.50% | 0.50% | 0.50% | 0.50% | 0.50% | 0.49% | 0.49% | 0.50% | 0.50% | 0.50% | 0.50% | 0.50% |
| Progreso 115 kV (Circuito 115-25, Charco Azul) | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% |
| Mata de Nance 34.5 KV - Chiriqui (Circuito 34-9, con Nueva Subestación Veladero 230/34.5 kV) | 0.86% | 0.84% | 0.37% | 0.37% | 0.37% | 0.37% | 0.37% | 0.36% | 0.36% | 0.36% | 0.36% | 0.36% | 0.36% | 0.37% | 0.37% |
| Mata de Nance 34.5 KV - Valbuena (Circuito 34-10) | 2.00% | 1.97% | 1.91% | 1.91% | 1.91% | 1.91% | 1.90% | 1.89% | 1.89% | 1.89% | 1.89% | 1.89% | 1.89% | 1.90% | 1.90% |
| Mata de Nance 34.5 KV - David (Circuito 34-11) | 1.57% | 1.55% | 1.50% | 1.50% | 1.50% | 1.50% | 1.49% | 1.49% | 1.48% | 1.49% | 1.49% | 1.49% | 1.49% | 1.49% | 1.50% |
| Mata de Nance 34.5 KV - Tijera (Circuito 34-15) | 1.03% | 1.02% | 0.99% | 0.98% | 0.98% | 0.98% | 0.98% | 0.98% | 0.97% | 0.97% | 0.98% | 0.98% | 0.98% | 0.98% | 0.98% |
| San Cristobal | 1.18% | 1.17% | 1.13% | 1.13% | 1.13% | 1.13% | 1.12% | 1.12% | 1.12% | 1.12% | 1.12% | 1.12% | 1.12% | 1.12% | 1.13% |
| Cañazas (PTP) | 1.27% | 1.26% | 1.22% | 1.22% | 1.21% | 1.21% | 1.21% | 1.20% | 1.20% | 1.20% | 1.21% | 1.21% | 1.21% | 1.21% | 1.21% |
| Changuinola + Isla Colon | 1.30% | 1.28% | 1.24% | 1.24% | 1.24% | 1.24% | 1.23% | 1.23% | 1.23% | 1.23% | 1.23% | 1.23% | 1.23% | 1.23% | 1.24% |
| Boquerón 3 (Circuito 34-52) | 1.14% | 1.12% | 1.09% | 1.09% | 1.08% | 1.08% | 1.08% | 1.07% | 1.07% | 1.07% | 1.08% | 1.08% | 1.08% | 1.08% | 1.08% |
| Nueva S/E Veladero 230/34.5kV | 0.00% | 0.00% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.45% | 0.45% |
| **TOTAL EDECHI** | **11.64%** | **11.50%** | **11.16%** | **11.13%** | **11.12%** | **11.11%** | **11.07%** | **11.02%** | **11.02%** | **11.02%** | **11.03%** | **11.04%** | **11.04%** | **11.08%** | **11.09%** |

| Grandes Clientes | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Argos | 0.22% | 0.21% | 0.21% | 0.20% | 0.20% | 0.20% | 0.19% | 0.19% | 0.19% | 0.18% | 0.18% | 0.18% | 0.18% | 0.17% | 0.17% |
| Cemex | 0.15% | 0.15% | 0.14% | 0.14% | 0.14% | 0.13% | 0.13% | 0.13% | 0.13% | 0.13% | 0.12% | 0.12% | 0.12% | 0.12% | 0.12% |
| Manzanillo International Terminal | 0.46% | 0.45% | 0.43% | 0.43% | 0.42% | 0.41% | 0.41% | 0.40% | 0.39% | 0.39% | 0.38% | 0.38% | 0.37% | 0.37% | 0.36% |
| Minera Panama | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| ACP | 1.13% | 1.10% | 1.07% | 1.05% | 1.03% | 1.02% | 1.00% | 0.98% | 0.97% | 0.95% | 0.94% | 0.92% | 0.91% | 0.90% | 0.88% |

**Tabla 7. 2 Desagregación por Barra (Parte 2)**




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO VIII

## ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS Y COSTOS DE TRANSMISIÓN




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO 8

# ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS Y COSTOS DE TRANSMISIÓN

## INTRODUCCIÓN

En todo proceso de planificación de un sistema eléctrico, es fundamental que, al proponer o evaluar alternativas, se consideren ciertos criterios predefinidos relacionados con el tipo de instalación (tecnología, materiales, métodos constructivos, etc.), siempre adaptados a las características específicas del sistema bajo análisis.

Por esta razón, surge la necesidad de definir, para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, criterios constructivos basados en un análisis técnico-económico previo, considerando variables como el mercado, la ubicación física de la obra, la densidad de carga, la calidad del servicio, los niveles de contaminación y otros aspectos ambientales.

El objetivo de los estudios de planificación a mediano y largo plazo es determinar la alternativa de expansión más adecuada. Para ello, es crucial contar con cálculos de costos precisos que permitan valorar correctamente las diferencias entre las alternativas. Además, dado que estos costos deben integrarse a un esquema tarifario, es necesario determinar el costo real de las instalaciones, aproximándose lo más posible a su valor en el mercado.

Este enfoque también exige un análisis detallado de los elementos de costo involucrados en las obras propuestas, considerando todos los ítems y los gastos asociados hasta su puesta en operación comercial.

En consecuencia, el informe a continuación presenta de manera detallada los criterios tecnológicos más recientes aplicados en las líneas de transmisión y subestaciones, con el fin de garantizar que se cumplan los estándares de calidad y suministro. Además, se exponen las metodologías utilizadas para el cálculo de los costos de los componentes de transmisión, elementos clave para una planificación efectiva y eficiente del sistema.

# CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES

Esta sección tiene como finalidad señalar aquellos criterios a utilizar en las instalaciones que se propongan para la expansión del sistema de transmisión, tomando en consideración las características del sistema actualmente en operación.

## LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

### Generalidades

El Sistema de Transmisión Eléctrica de Panamá, propiedad de ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.), está compuesto por líneas de transmisión que operan a dos niveles de voltaje: 230 kV y 115 kV.

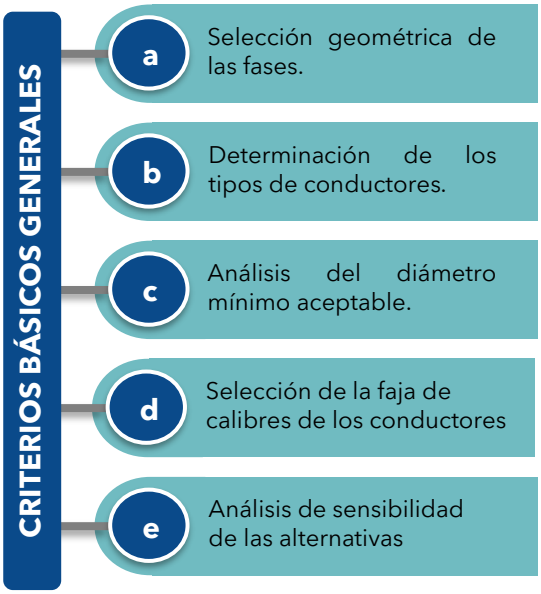
Actualmente, la longitud total de las líneas de transmisión de 230 kV es de 2,838.09 km, de las cuales 2,744.44 km corresponden a líneas de doble circuito (es decir, con dos circuitos de transmisión en paralelo) y 93.85 km son líneas de circuito sencillo (con un solo circuito de transmisión).

Por otro lado, la longitud total de las líneas de transmisión de 115 kV es de 312.32 km, distribuidas en 272.33 km de líneas de doble circuito y 39.99 km de líneas de circuito sencillo.

### Tipos De Conductores

El crecimiento de la demanda eléctrica, la ubicación de los recursos hídricos, el clima tropical húmedo, la geografía estrecha de Panamá y su posición costera son factores clave en el diseño de las líneas de transmisión. Es necesario considerar:

- La capacidad de transporte para las nuevas centrales de generación.
- Los efectos térmicos sobre los conductores.
- La compatibilidad de nuevas tecnologías con el sistema existente.
- La corrosión salina de los conductores.
- La longitud de las líneas y las características de la carga.



A partir de diversos estudios realizados, ETESA ha implementado para las líneas de transmisión de 230 KV y 115KV el conductor ACAR - Conductor de Aluminio Reforzado con Aleación de Aluminio – 1200kcmil (24/13), el conductor ACAR 750 kcmil (18/19) y el conductor ACSR/AW - Conductor de Aluminio Reforzado con Acero Revestido de Aluminio - 636 kcmil (26/7), GROSBEAK/AW, respectivamente. En los últimos años se ha incluido la utilización de consultores de alta temperatura de operación, como el 605 kcmil ACSS y el 713 kcmil ACCC.

En el Anexo IV del Tomo I de este capítulo se detallan los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor que garantizan la optimización de los conductores.

## Estructuras

Varias familias de estructuras han sido consideradas para cubrir los requerimientos de las líneas de transmisión de ETESA, incluyendo estructuras de diversos tipos constructivos para uno y dos circuitos.
Las estructuras de acero galvanizados, auto soportantes, con silueta del tipo tronco-piramidal y de base cuadrada son las de mayor aplicación en Panamá.
La nueva tendencia en el diseño de las líneas, respecto a las estructuras a utilizar, estipula considerar ciertos aspectos como lo son:



## CONSIDERACIONES DEL TERRENO

- Distancias de seguridad verticales para las condiciones de potencia máxima y de emergencia.
- Distancias laterales de seguridad y el límite de la franja de servidumbre.
- Separación entre líneas en el tramo de paralelismo.
- Características de aplicación geométrica de las estructuras: ángulo en la línea, vanos adyacentes, alturas.
- Distancias eléctricas en la estructura: ángulos de balance de la cadena, ángulo de salida de la grapa del conductor.
- Límites de ángulo de inclinación del conductor e hilos de guarda en la salida de la grapa.
- Mejor ubicación de cada estructura con confirmación a través de inspección de campo.
- Cargas mecánicas de las cadenas de aisladores

## Aislamientos de las Líneas

De acuerdo con las características electromecánicas de los aisladores, ETESA ha implementado en sus líneas de transmisión aisladores de porcelana o vidrio ANSI 52-5 para las líneas de 230 kV y ANSI 52-3 para las de 115 kV, con la única diferencia en la cantidad de aisladores utilizados. Para las líneas de 500 kV, se está evaluando el uso de aisladores de vidrio templado ANSI 52-5, ANSI 52-8 y ANSI 52-11.

Además, recientemente se ha comenzado a utilizar tecnología de polímero en zonas urbanas con limitaciones de servidumbre, debido a la flexibilidad estructural de los aisladores de polímero, su adaptabilidad al tamaño requerido y su mejor desempeño frente a la contaminación.

**CONSIDERACIONES**



**a**

**CRITERIO DE SOBRE VOLTAJE 60 HZ:**
Distancia conductor-estructura en condición de viento extremo, determinar el tipo y cantidad de aisladores.



**b**

**IMPULSO DE MANIOBRA:**
estudios de simulación a condiciones de viento moderado por interrupción de fallas, energización y des-energización de líneas.



**c**

**DESCARGAS ATMOSFÉRICAS:**
Estudio minucioso del comportamiento de los rayos sobre las líneas de transmisión a condiciones de viento mínimo.

## Herrajes y Accesorios

Existe una gran variedad de herrajes y accesorios que pueden ser usados en las líneas de transmisión. Su selección dependerá principalmente de los siguientes factores:




**EN ETESA**

Se normalizó la utilización de los herrajes largos denominados *"herrajes para el mantenimiento de línea en caliente"*.

## Hilo de Guarda

La función principal de los hilos de guarda en una línea de transmisión es proteger los conductores de las descargas atmosféricas (rayos). Como función secundaria, los hilos de guarda actúan como retorno para las corrientes de secuencia cero, especialmente durante las fallas fase-tierra. Este efecto tiene un impacto directo en el dimensionamiento de las mallas de tierra de las subestaciones, ya que la corriente de retorno a través de los hilos de guarda, en el primer vano cercano a la subestación, ayuda a aliviar la malla de tierra, lo que resulta en menores tensiones de paso y toque.




**EN ETESA**



Acero revestido de aluminio, un material ampliamente empleado en las líneas de transmisión actuales, bajo la marca Alumoweld (registrada por Copperweld).

## Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire

La tendencia actual en la selección de hilos de guarda va más allá de cumplir con sus funciones tradicionales de protección, abriendo nuevas posibilidades que aseguren la confiabilidad y seguridad del sistema. Entre estos nuevos focos, se incluyen aplicaciones como comunicación, transmisión de datos, teleprotección, telecomandos, entre otros.

En este contexto, ETESA ha incorporado recientemente el uso del hilo de guarda OPGW (Optical Power Ground Wire) en sus proyectos. Este hilo tiene un doble propósito: además de proporcionar las características físicas y eléctricas de un hilo de guarda convencional, también ofrece capacidades de transmisión de datos y comunicación mediante fibra óptica.

## Generalidades

Como parte integral del sistema de transmisión, las subestaciones funcionan como un punto de conexión y/o transformación para las líneas de transmisión, los alimentadores de subtransmisión, las plantas de generación y los transformadores de elevación y reducción.

### OBJETIVO

- CONFIABILIDAD
- SEGURIDAD
- FLEXIBILIDAD
- CONTINUIDAD

*AL MENOR COSTO DE INVERSIÓN*

### SUBESTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

| TRANSFORMADORAS Y SECCIONADORAS | | | | SECCIONADORAS PURAS | |
|---|---|---|---|---|---|
| **230/115/34.5** | **115/34.5** | **230/115/13.8** | **VOLTAJE (kV)** | **115** | **230** |
| Chorrera<br>Llano Sánchez<br>Mata de Nance<br>Progreso<br>Changuinola<br>Boquerón 3<br>San Bartolo | Caldera | Panamá<br>Panamá II | | Cáceres<br>Santa Rita | Guasquitas<br>Veladero<br>Cañazas<br>El Higo<br>Sabanitas<br>Panamá 3 |
| | **115/4.16** | | | | |
| | Charco azul | | | | |
| ☑ Cerca del centro de carga<br>☑ Terreno plano, alto y de fácil acceso | | | **UBICACIÓN** | ☑ No necesita estar cerca del centro de carga<br>☑ Terreno plano, alto y de fácil acceso | |

La selección de la configuración del sistema determina el arreglo eléctrico y físico del equipo electromecánico y de la subestación tomando en cuenta, factores como la confiabilidad, la economía, seguridad y simplicidad del sistema.

## CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA

- Menor costo debido a su simplicidad.
- Requiere des energizar la subestación para realizar mantenimiento.
- Brindan muy poca confiabilidad

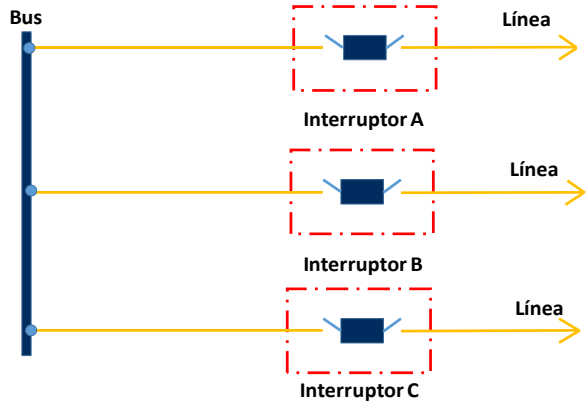



Figura 8. 1 Configuración Barra sencilla.

**EN ETESA**

Subestación de Charco Azul y el patio de 34.5 KV de la Subestación Llano Sánchez.

## CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO

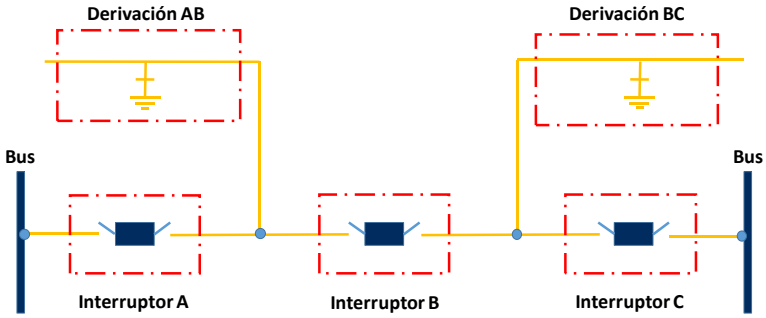



Figura 8. 2 Configuración Interruptor y medio.

- Configuración más comúnmente utilizada.
- Brinda flexibilidad, confiabilidad y posibilidad de transferir carga.
- Mayor costo debido a la necesidad de más equipo.

**EN ETESA**

Todos los patios de 230, 115 y 34.5 KV de las distintas subestaciones, a excepción del patio de 34.5 KV la S/E Llano Sánchez y la S/E Charco Azul.

## CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA.

- Bajo costo inicial y flexibilidad de mantenimiento.
- Permite usar equipos de protección en la barra principal.
- Desenergización de la subestación entera debido a fallas producidas en la barra. o

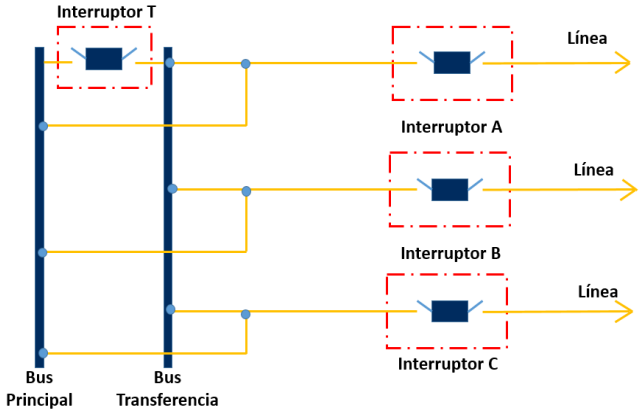



**Figura 8. 3 Configuración Barra principal y de transferencia.**

**EN ETESA**

La única subestación que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación Cáceres.

## Tipos de Interruptores

### TECNOLOGÍA GAS SF6

- Menor posibilidad de contaminación ambiental.
- Menor costo de obras civiles.
- Facilidad de transporte.
- Menor tiempo de instalación.
- Más económicos.
- Requiere mantenimientos menores.

**PROPIEDADES CLAVE**

A

Posee una constante de tiempo térmico baja, alta estabilidad química y mayor capacidad en la extinción de los arcos eléctricos.

El gas tiene una excelente fuerza dieléctrica.

B

**EN ETESA**

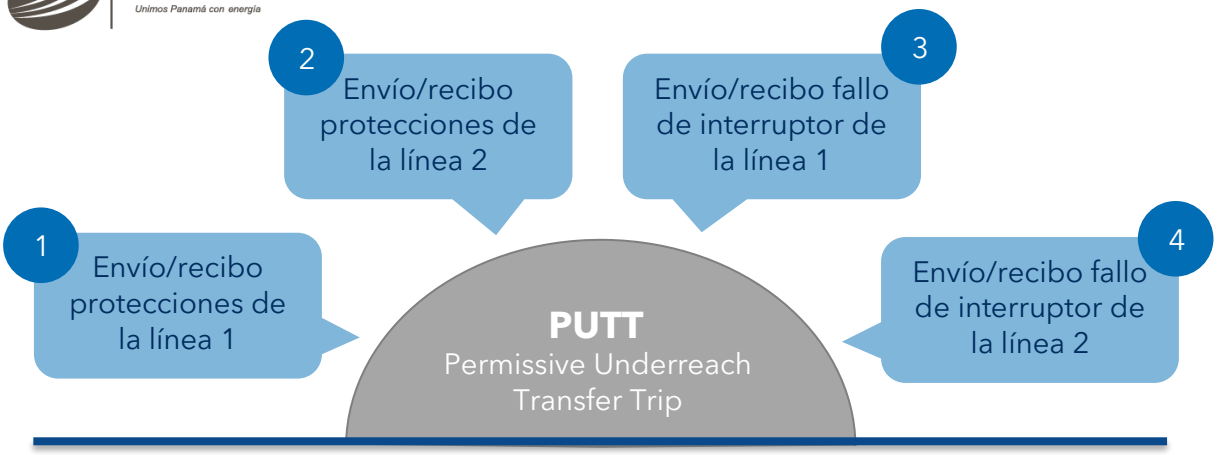
Mecanismo de operación por resorte: principio de almacenamiento de energía, extremadamente fiable, permite que siempre esté disponible la energía suficiente para cerrar el interruptor y con ello tensar el resorte de disparo.

## Protecciones




Cada línea cuenta con dos niveles de protección, una primaria y otra secundaria, completamente independientes. Esto se debe a consideraciones de confiabilidad, ya que, si en algún momento una de las protecciones queda fuera de servicio, la otra continuará operando. Son independientes porque están alimentadas por núcleos distintos del mismo CT (Transformador de Corriente) y PT (Transformador de Voltaje), cuentan con circuitos separados para disparo, inicio de recierre, envío y recepción de tono, alarmas y secuencia de eventos.

El recerrador debe programarse para realizar recierres monofásicos. Este debe bloquearse cada vez que se produzca un disparo tripolar, ya que, según las normas de seguridad de operación, ETESA no permite el recierre tripolar.




- ☑ Requiere de un canal de comunicación para enviar y recibir el permisivo de disparo.
- ☑ Como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes se usa el esquema de fallo de interruptor remoto.

**EN ETESA**

Relevadores con microprocesadores: Cuentan con opción de programar las funciones lógicas, un menor requerimiento de mantenimiento, facilidad de contar con registros de fallas y de eventos, acceso vía remoto, entre otras

En el Anexo IV del Tomo I, se presenta un resumen de los aspectos más relevantes y requerimientos técnicos mínimos de las protecciones utilizadas por ETESA en los diseños de líneas de transmisión y subestaciones.

## Compensaciones

**DEMANDA MÁXIMA**

BANCO DE CAPACITORES

Verificar si los voltajes de las barras están dentro del Reglamento

Verificar que las unidades generadoras se encuentren proporcionando el reactivo necesario de acuerdo con su curva de capacidad.

**VS**

**DEMANDA MÍNIMA**

BANCO DE REACTORES

Verificar si los voltajes de las barras están dentro del Reglamento

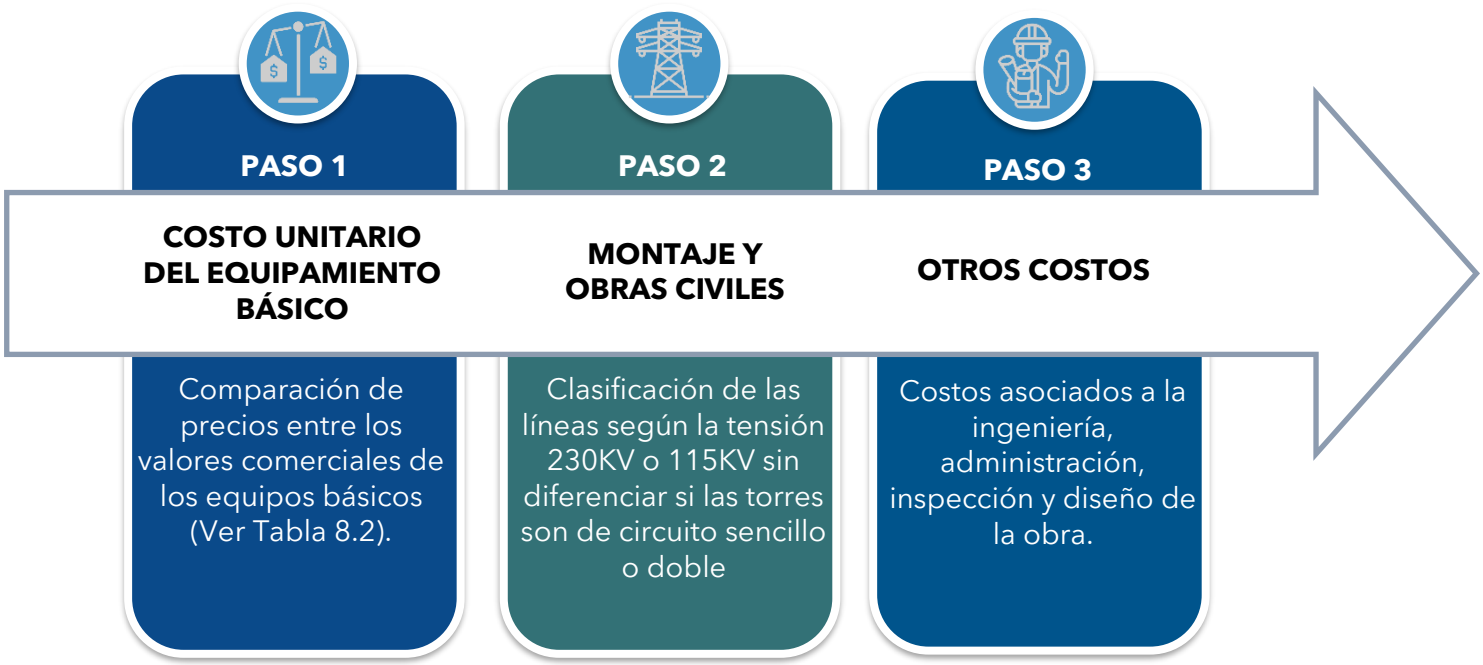
Verificar que generadoras del sistema estén absorbiendo el reactivo de acuerdo con lo especificado.

# COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN

## LÍNEAS

Para estimar los costos de los componentes de las líneas de transmisión, se tomarán como referencia los últimos precios presentados en las licitaciones adjudicadas por ETESA.

Debido a la relación entre el tamaño y peso del conductor, los tipos de estructuras, las características del diseño de la línea (circuito sencillo o doble) y el nivel de tensión definido, podemos concluir que las estimaciones de costos dependerán directamente del tipo de conductor seleccionado, la tensión y el diseño establecido.




Estos costos unitarios de las líneas fueron actualizados al año 2020, tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y zinc, de acuerdo con sus costos internacionales. El costo del acero y zinc se actualizó según el Steel Review, publicación de MEPS, sección World Carbon Steel Price Index, Structural Section and Beams; el aluminio, según el London Metal Exchange y también de acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.

| ITEM | DESCRIPCIÓN | COSTO UNITARIO (Miles de B/.) |
|---|---|---|
| 1 | **Costo de Torres de Acero** | |
| | Torres de Cto. Sencillo | |
| | Línea 636 ACSR 115 kV | 73.99 |
| | Línea 750 ACAR 230 kV | 174.55 |
| | Torres de Doble Cto. | |
| | Línea 636 ACSR 115 kV | 135.74 |
| | Línea 636 ACSR 230 kV | 127.83 |
| | Línea 750 ACAR 230 kV | 127.83 |
| | Línea 1200 ACAR 230 kV | 164.42 |
| | Línea 1200 ACAR 230 kV 2 cond. por fase* | 219.17 |
| 2 | **Costo de Aisladores y Herrajes** | |
| | 115 kV | 16.28 |
| | 230 kV | 28.38 |
| | 230 kV 2 cond. por fase* | 14.28 |
| 3 | **Costo de Conductores** | |
| | Conductor 636 ACSR | 65.59 |
| | Conductor 750 ACAR | 68.40 |
| | Conductor 1200 ACAR | 82.95 |
| | 230 kV 2 cond. por fase | 47.96 |
| 4 | **Costo de Hilo de Guarda y Accesorios** | |
| | 7No.8 | 2.96 |
| | OPGW | 10.22 |
| 5 | **Costo de Sistema de Puesta a Tierra** | |
| | 115 kV | 4.55 |
| | 230 kV | 5.80 |
| | 230 kV 2 cond. por fase* | 5.91 |

**Tabla 8. 1 Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.).**

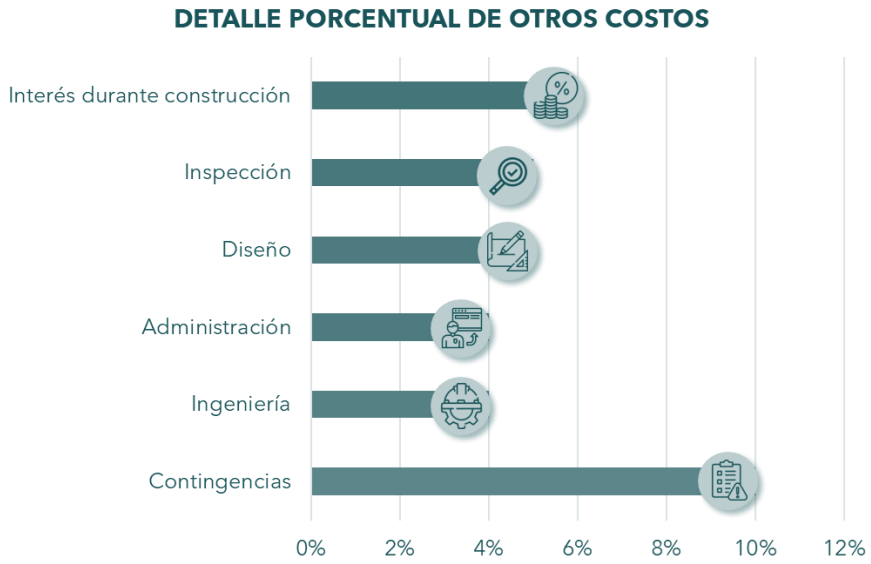
**Nota: Los costos de referencia para estos ítems aún no han sido actualizados.*

La referencia de costos para la Tabla 8. 1 proviene del cálculo del VNR 2025.

| DETALLE | Torres para Circuito Sencillo o Doble | | Circuito Sencillo con Torres previstas para Doble | |
|---|---|---|---|---|
| | 115 kV | 230 kV | 115 kV | 230 kV |
| | % | | | |
| **Montaje** | 0.22 | 0.28 | 0.28 | 0.28 |
| **Obras Civiles** | 0.25 | 0.26 | 0.32 | 0.26 |

**Tabla 8. 2 Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles.**

La referencia de costos para la Tabla 8. 2 proviene del cálculo del VNR 2025.




| COSTOS UNITARIOS DE LÍNEAS B/./km (Miles) | |
|---|---|
| **Líneas** | **Plan 2026** |
| **115 KV** | |
| Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR | 298.16 |
| Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto. | 387.17 |
| Doble Circuito Cond. 636 ACSR | 422.00 |
| **230 KV** | |
| Doble Circuito Cond. 636 ACSR | 494.23 |
| Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR | 291.05 |
| Doble Circuito Cond. 750 ACAR | 447.03 |
| Doble Circuito Cond. 1200 ACAR | 663.24 |
| Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.* | 523.82 |

**Tabla 8. 3 Costo Unitario de las líneas de transmisión**

**Nota: Los costos de referencia para estos ítems aún no han sido actualizados.*

La referencia de costos para la Tabla 8. 3 proviene del cálculo del VNR 2025.

Con el objetivo de evaluar los costos de los componentes de las subestaciones, se adoptó una metodología que consiste en la estimación del costo de los equipos o instalaciones considerados, como si necesitáramos construirlos en la actualidad, es decir, su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).




## Cálculo de Costos de Equipos Unitarios

Además del análisis de los costos reales de obras de suministro, montaje y obras civiles para subestaciones adjudicadas en las licitaciones realizadas en los últimos años, ETESA utilizó un proceso denominado "benchmarking", el cual involucra un estudio de mercado para identificar los precios de los componentes de las instalaciones más competitivos, sin degradar el estándar de calidad de los mismos (ver Tabla 8. 4).

Además del análisis de los costos reales de obras de suministro, montaje y obras civiles para subestaciones adjudicadas en las licitaciones realizadas en los últimos años, ETESA utilizó un proceso denominado "benchmarking", el cual involucra un estudio de mercado para identificar los precios de los componentes de las instalaciones más competitivos, sin degradar el estándar de calidad de los mismos (ver Tabla 8. 4).

| ITEM N° | DESCRIPCIÓN | Costo Unitario Suministro B/. |
|---|---|---|
| 1 | Autotransformador 100 MVA 230/115 kV | 2,728,596 |
| 2 | Autotransformador 100 MVA 230/115/34.5 kV | 2,728,596 |
| 3 | Autotransformador 120 MVA 230/22.2 kV | 1,205,466 |
| 4 | Autotransformador 150 MVA 230/115/34.5 kV | 1,950,765 |
| 5 | Autotransformador 175 MVA 230/115/13.8 kV | 1,650,564 |
| 6 | Autotransformador 175 MVA 230/115/34.5 kV | 1,650,564 |
| 7 | Autotransformador 350 MVA 230/115 kV | 2,253,149 |
| 8 | Autotransformador 350 MVA 230/115/13.8 kV | 3,229,532 |
| 9 | Autotransformador 50 MVA 230/115/34.5 kV | 1,261,293 |
| 10 | Autotransformador 62.5 MVA 115/34.5 kV | 2,373,249 |
| 11 | Autotransformador 70 MVA 230/115/34.5 kV | 1,975,512 |
| 12 | Banco de Capacitores 20 MVAR 115 kV | 326,528 |
| 13 | Banco de Capacitores 30 MVAR 230 kV | 420,909 |
| 14 | Cuchilla Manual Monopolar 34.5 kV | 12,776 |
| 15 | Cuchilla Manual Tetrapolar 115 kV | 20,912 |
| 16 | Cuchilla Motorizada Tetrapolar PT 115 kV | 22,772 |
| 17 | Cuchilla Manual Tetrapolar 230 kV | 22,475 |
| 18 | Cuchilla Motorizada Tetrapolar PT 230 kV | 27,503 |
| 19 | Cuchilla Manual Trifásico Tripolar 115 kV | 15,932 |
| 20 | Cuchilla Manual Trifásico Tripolar PT 115 kV | 15,932 |
| 21 | Cuchilla Manual Trifásico Tripolar 13.8 kV | 26,718 |
| 22 | Cuchilla Manual Trifásico Tripolar 230 kV | 20,175 |
| 23 | Cuchilla Manual Trifásico Tripolar PT 230 kV | 23,307 |
| 24 | Cuchilla Manual Trifásico Tripolar 34.5 kV | 14,294 |
| 25 | Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar 115 kV | 19,097 |
| 26 | Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar PT 115 kV | 22,430 |
| 27 | Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar 22.2 kV | 40,870 |
| 28 | Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar PT 22.2 kV | 61,433 |
| 29 | Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar 230 kV | 21,015 |
| 30 | Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar PT 230 kV | 23,000 |
| 31 | Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar 34.5 kV | 11,500 |
| 32 | Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar PT 34.5 kV | 13,614 |
| 33 | Cuchilla Motorizada GIS Trifásico Tripolar 192 kV | 70,328 |
| 34 | Cuchilla Motorizada GIS Trifásico Tripolar 230 kV | 26,033 |
| 35 | Cuchilla Motorizada GIS Trifásico Tripolar PT 230 kV | 39,049 |
| 36 | Interruptor de Gabinete Trifásico Tripolar 13.8 kV | 166,951 |
| 37 | Interruptor GIS Monopolar 230 kV | 260,326 |

**Tabla 8. 4 Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones**

La referencia de costos para la Tabla 8. 4 proviene del cálculo del VNR 2025.

| ITEM N° | DESCRIPCIÓN | Costo Unitario Suministro B/. |
|---|---|---|
| **38** | Interruptor Tanque Muerto Monopolar 230 kV | 284,979 |
| **39** | Interruptor Tanque Muerto Trifásico Tripolar 115 kV | 175,000 |
| **40** | Interruptor Tanque Muerto Trifásico Tripolar 230 kV | 294,345 |
| **41** | Interruptor Tanque Muerto Trifásico Tripolar 34.5 kV | 125,087 |
| **42** | Interruptor Tanque Vivo Monopolar 115 kV | 63,734 |
| **43** | Interruptor Tanque Vivo Monopolar 230 kV | 149,759 |
| **44** | Interruptor Tanque Vivo Trifásico Tripolar 115 kV | 113,679 |
| **45** | Interruptor Tanque Vivo Trifásico Tripolar 22.2 kV | 34,043 |
| **46** | Interruptor Tanque Vivo Trifásico Tripolar 230 kV | 126,391 |
| **47** | Interruptor Tanque Vivo Trifásico Tripolar 34.5 kV | 47,000 |
| **48** | Pararrayo 192 kV | 4,106 |
| **49** | Pararrayo 22.2 kV | 822 |
| **50** | Pararrayo 34.5 kV | 2,000 |
| **51** | Pararrayo 96 kV | 8,988 |
| **52** | Reactor 20 MVAR 115 kV | 77,339 |
| **53** | Reactor 20 MVAR 230 kV | 813,515 |
| **54** | Reactor 20 MVAR 34.5 kV | 985,814 |
| **55** | Reactor 30 MVAR 230 kV | 118,232 |
| **56** | Reactor 30 MVAR 22.2 kV | 2,989,698 |
| **57** | Reactor ONAN 20 MVAR 230 kV | 813,515 |
| **58** | STATCOM 60 MVAR 22.2 kV | 1,494,849 |
| **59** | Transformador de Corriente 115 kV | 7,855 |
| **60** | Transformador de Corriente 22.2 kV | 20,068 |
| **61** | Transformador de Corriente 230 kV | 11,071 |
| **62** | Transformador de Corriente 34.5 kV | 11,064 |
| **63** | Transformador de Potencia 24 MVA 4.16/115 kV | 1,063,056 |
| **64** | Transformador de Potencia 83.33 MVA 230/34.5 kV | 2,258,804 |
| **65** | Transformador de Tierra 19.9 MVA 34.5 kV | 871,898 |
| **66** | Transformador de Tierra 25.4 kVA 22.2 kV | 32,025 |
| **67** | Transformador de Tierra 5 MVA 34.5 kV | 202,378 |
| **68** | Transformador de Tierra 5976 kVA 34.5 kV | 262,884 |
| **69** | Transformador de Voltaje 115 kV | 15,999 |
| **70** | Transformador de Voltaje 22.2 kV | 14,148 |
| **71** | Transformador de Voltaje 230 kV | 21,088 |
| **72** | Transformador de Voltaje 34.5 kV | 14,589 |
| **73** | Transformador de Potencia 83.33 MVA 230/34.5 kV | 2,258,804 |
| **74** | Transformador GIS de Corriente 230 kV | 12,375 |
| **75** | Transformador GIS de Voltaje 230 kV | 40,495 |

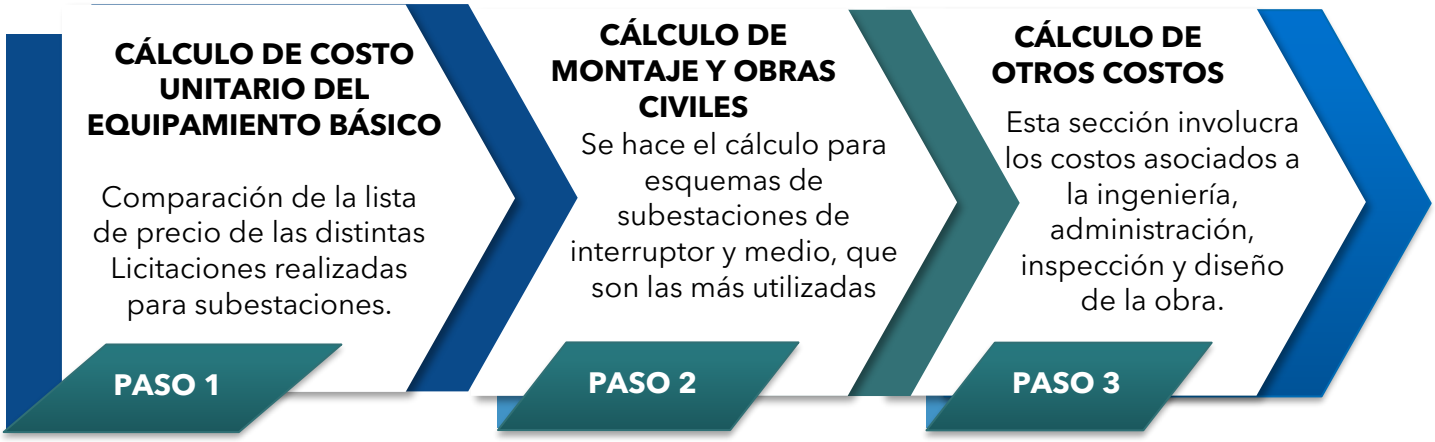
**Tabla 8. 5 Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones (Continuación)**

La referencia de costos para la Tabla 8. 5 proviene del cálculo del VNR 2025.

## Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote

Debido a que las subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras, y que estas últimas contienen equipos de alto costo en comparación con las primeras, es importante evidenciar que la relación del ítem por lotes aplicada de manera generalizada a todas las subestaciones produciría un VNR alejado de los valores estándares.

Por tal motivo, en esta sección se presenta una metodología para el cálculo de las relaciones porcentuales de los ítems mostrados en la Tabla 8. 6 para cada uno de estos grupos.




| DETALLE | % Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación |
|---|---|
| Sistema de puesta a tierra | 5.00 |
| Servicios auxiliares | 12.00 |
| Herrajes, Estructuras y Soportes | 50.00 |
| Equipo de Protección, Control y Monitoreo | 70.00 |
| Equipo de Comunicaciones | 15.00 |
| Cables, conductores, ductos, etc. | 25.00 |

**Tabla 8. 6 Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote**

La referencia de costos para la Tabla 8. 6 proviene del cálculo del VNR 2025.

## Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítems se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre las últimas licitaciones realizadas por ETESA bajo el mismo criterio utilizado durante la sección anterior, obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

| DETALLE | % sobre Subtotal Suministro |
|---|---|
| Montaje | 15.00 |
| Obras Civiles Generales | 25.00 |

**Tabla 8. 7 Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles**

La referencia de costos para la Tabla 8. 7 proviene del cálculo del VNR 2025.

## Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

| DETALLE | % sobre Total Costo Base |
|---|---|
| Contingencias | 5.00 |
| Diseño | 5.00 |
| Ingeniería | 4.00 |
| Administración | 4.00 |
| Inspección | 5.00 |
| IDC | 6.00 |
| EIA | 0.19 |

**Tabla 8. 8 Relación Porcentual de Otros Costos.**

La referencia de costos para la Tabla 8. 8 proviene del cálculo del VNR 2025.

## Cálculo de Costos de Terreno

Los costos para los terrenos de cada Subestación se obtuvieron de la información presentada en el Estudio de Actualización de Activos 2003.

En el Anexo IV del Tomo I se presenta el detalle de los costos de líneas de transmisión y subestaciones, así como los criterios básicos para la selección óptima de conductores y requerimientos de protecciones de líneas y subestaciones.

**PASO 1**

**SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIOS**

Se obtiene a partir de una suma-producto de todas las cantidades de los equipos por subestación ya definidas con los costos unitarios.

**PASO 2**

**SUBTOTAL DE COSTOS UNITARIOS SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN**

Se obtiene a partir de la resta del valor obtenido en el paso 1 y el monto de los equipos de transformación.

**PASO 3**

**SUBTOTAL DE SUMUNISTROS**

Se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la Tabla 8.5 al subtotal obtenido en el paso 2 y se suman los valores de los equipos por lote y el subtotal del paso 1.

**PASO 4**

**TOTAL COSTO BASE**

Se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la Tabla 8.6 al Subtotal obtenido en el paso 3. Luego se suman los valores obtenidos junto con el Subtotal del paso 3.

**PASO 5**

**COSTO TOTAL O VNR**

Se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la Tabla 8.7 al Subtotal obtenido en el paso 4. Luego se suman estos valores obtenidos junto con el Subtotal del paso 4.




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO IX

## CONCLUSIONES Y REFERENCIAS




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*

# CAPÍTULO 9

# CONCLUSIONES Y REFERENCIAS

## CONCLUSIONES

La proyección de la demanda eléctrica de Panamá muestra una disminución, principalmente debido a la reducción del consumo por parte de la Minera Panamá. Sin embargo, esta demanda está influenciada por diversos factores, como el crecimiento económico, la actividad industrial, las condiciones climáticas, los precios de la electricidad y la eficiencia energética. Es crucial monitorear de cerca la evolución de estos factores para ajustar las proyecciones de demanda, considerando además el impacto de tecnologías emergentes y políticas regulatorias que puedan afectar el consumo energético en el país.

Las revisiones de las variables económicas indican que, en el escenario de referencia, el PIB de Panamá registrará una tasa de crecimiento promedio del 1.60% para el periodo 2026-2040, con un crecimiento del 16.47% en 2021, 11.04% en 2022, 7.17% en 2023, 2.75% en 2024 y 4.10% en 2025. Se observa una caída del -17.82% en 2020 debido a la pandemia, seguida de una recuperación gradual con tasas de crecimiento moderadas en los años posteriores.

La proyección de la demanda eléctrica es crucial para la toma de decisiones en el sector energético, especialmente en la planificación de proyectos de generación y transmisión. Para realizar estas proyecciones, se consideraron diversas variables socioeconómicas, como el Producto Interno Bruto, la población y el Índice Mensual de Actividad Económica.

Según los análisis realizados, se espera que el crecimiento de la demanda eléctrica en el corto plazo (2026-2029) varíe entre un 3.46% y un 5.31%. En el largo plazo (2030-2040), la demanda podría aumentar entre un 2.17% y un 5.24%.

# REFERENCIAS


1. Banco Mundial. (s.f.). Inflación, precios al consumidor (% anual) - Panamá, América Latina y el Caribe. Recuperado de https://datos.bancomundial.org/indicador/FP.CPI.TOTL.ZG?end=2023&locations=PA&name_desc=false&start=2006&view=chart
2. Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC). (2023). Cuadro 5. Índice de precios al consumidor nacional urbano y poder adquisitivo del balboa: años 2013-2023. Recuperado de https://www.inec.gob.pa/avance/Default2.aspx?ID_CATEGORIA=2&ID_CIFRAS=10&ID_IDIOMA=1
3. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (s.f.). Población con ingresos inferiores a 2.15, 3.65 y 6.85 dólares PPA por día. Recuperado de https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?indicator_id=2207&area_id=131&lang=es
4. Ministerio de Trabajo y Desarrollo Laboral (MITRADEL). (2019). Decreto No. 424 de 31 de diciembre de 2019, Fija nuevas tasas de salario mínimo en todo el territorio nacional. Recuperado de https://www.mitradel.gob.pa/el-salario-minimo-en-panama/
5. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (s.f.). *Tasa de desocupación por sexo*. Recuperado de https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?indicator_id=127&area_id=634&lang=es
6. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). (2026). *Informe Económico y Social 2025*. Recuperado de https://www.mef.gob.pa/informe-economico-y-social/
7. Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC). (2024). *Cuadro 1. Nacimientos vivos y defunciones fetales en la República: Años 2000-2022*. https://www.inec.gob.pa/archivos/P07055475202401031239 02Cuadro%201.pdf
8. INEC. (2023). *Cuadro 9. Población en la República, por provincia y comarca indígena: Censos de 1911 a 2023*. https://www.inec.gob.pa/archivos/P00453527620231009162255CUADRO%209.pdf
9. INEC. (2024). *Cuadro 3. Índice de precios al consumidor nacional urbano y variación porcentual: Diciembre 2023 y enero-octubre 2024*. https://www.inec.gob.pa/archivos/A05334242024111511595 9Cuadro3.pdf
10. INEC. (2024). *Cuadro 5. Índice de precios al consumidor nacional urbano y poder adquisitivo del balboa: Años 2013-2023*. https://www.inec.gob.pa/archivos/A05334242024011515220 4Cuadro5.pdf
11. INEC. (2024). *PIB Trimestral*. Instituto Nacional de Estadística y Censo. https://www.inec.gob.pa/publicaciones/Default2.aspx?ID_CATEGORIA=4&ID_SUBCATEGORIA=73
12. INEC. (2024). Producto Interno Bruto Trimestral, series preliminares a precios corrientes y constantes con año de referencia 2018: Años 2018-22, primer, segundo y tercer trimestre de 2023. Instituto Nacional de Estadística y Censo. https://www.inec.gob.pa/publicaciones/Default3.aspx?ID_PUBLICACION=1210&ID_CATEGORIA=4&ID_SUBCATEGORIA=26
13. Centro Nacional de Despacho. (2024). *Sección de estadísticas*. Centro Nacional de Despacho. Recuperado de https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas

14. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). (s.f.). Página principal. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Recuperado de https://www.asep.gob.pa
15. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). (s.f.). *Estadísticas de electricidad*. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Recuperado de https://asep.gob.pa/direcciones/services/estadisticas-de-electricidad/
16. https://asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/estadisticas/2023/segundo_semestre/precios.pdf
17. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). (2023). *Precios de electricidad: Segundo semestre de 2023*. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Recuperado de https://asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/estadisticas/2023/segundo_semestre/precios.pdf




*Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco*