



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

2025–2039

TOMO I ESTUDIOS BÁSICOS

Gerencia de Planeamiento

JULIO 2025

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etsa.com.pa



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PESIN 2025

TOMO I
ESTUDIOS BÁSICOS

GERENTE GENERAL

Ing. Roy Morales

SUB-GERENTE GENERAL

Ing. Eric Salazar

DIRECTOR DE INGENIERÍA

Ing. Humberto Sterling

GERENTE DE PLANEAMIENTO

Ing. Jorge Fisher Miller

EQUIPO DE TRABAJO

Licda. Olga Lew

Ing. Euclides Quintero

Ing. Ernesto Rosales

Ing. Jean Trejos

Ing. Manuel Vásquez

Ing. Larissa Vega



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	22
METODOLOGÍA Y ALCANCE	22
METODOLOGÍA	22
ALCANCE DE LAS PROYECCIONES	24
CAPÍTULO 3	28
EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	28
INDICADORES SOCIOECONÓMICOS	28
INDICADORES ELÉCTRICOS.....	34
CAPÍTULO 4	48
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	48
VARIABLES GLOBALES	48
PRONÓSTICOS DE DEMANDA - DISTRIBUIDORAS.....	62
GRANDES CLIENTES.....	78
CAPÍTULO 5	82
RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	82
DEMANDA DE ENERGÍA	82
CAPÍTULO 6	90
CURVAS TÍPICAS	90
EDEMET	90
EDECHI	92
ENSA	93
GRANDES CLIENTES.....	94
CAPÍTULO 7	98
DESAGREGACIÓN POR BARRA	98
CAPÍTULO 8	104

ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS Y COSTOS DE TRANSMISIÓN	104
INTRODUCCIÓN.....	104
CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES	105
COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN	115
CAPÍTULO 9.....	127
CONCLUSIONES Y REFERENCIAS.....	127
CONCLUSIONES	127
REFERENCIAS	128

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 3. 1 Tasa de Crecimiento Poblacional.....	29
Gráfico 3. 2 Tasa de natalidad anual en Panamá.....	29
Gráfico 3. 3 Crecimiento del IPC	31
Gráfico 3. 4 Poder Adquisitivo en Panamá.....	32
Gráfico 3. 5 PIB real y tasa de aumento anual.....	33
Gráfico 3. 6 PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica	35
Gráfico 3. 7 Estructura de Consumo Promedio de Electricidad - AÑOS 2006 -2022	37
Gráfico 3. 8 Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG	40
Gráfico 3. 9 Tarifa Media Real y Factor de Carga	41
Gráfico 3. 10 Pérdidas Totales del sistema 2009 - 2023	43
Gráfico 3. 11 Evolución del precio de la electricidad, 1970-2022	44
Gráfico 4. 1 Proyección del PIB - Escenario Moderado.....	49
Gráfico 4. 2 Proyección del PIB - Escenario Bajo.	50
Gráfico 4. 3 Proyección del PIB - Escenario Alto	51
Gráfico 4. 4 Proyección del PIB Comercial - Escenario Moderado.....	53
Gráfico 4. 5 Proyección del PIB Comercial - Escenario Bajo.....	54
Gráfico 4. 6 Proyección del PIB Comercial- Escenario alto.....	55
Gráfico 4. 7 Proyección del PIBIND - Escenario Moderado.....	57
Gráfico 4. 8 Proyección del PIBIND - Escenario Bajo.....	58
Gráfico 4. 9 Proyección del PIBIND - Escenario Alto.	59
Gráfico 4. 10 Proyección del IMAE - Escenario Moderado, Bajo y Alto.	61
Gráfico 4. 11 Proyección EDECHI - Consumo Residencial.....	63
Gráfico 4. 12 Proyección EDECHI - Consumo Comercial.	63
Gráfico 4. 13 Proyección EDECHI: Consumo Industrial.....	64
Gráfico 4. 14 Proyección EDECHI: Consumo de Gobierno.	64
Gráfico 4. 15 Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado Público.....	65
Gráfico 4. 16 Proyección EDECHI: Consumo Otros.....	65
Gráfico 4. 17 Proyección EDECHI: Tarifa Media Real.	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. 26 Proyección EDEMET: Tarifa Media Real.	71
Gráfico 4. 27 Proyección EDEMET: Pérdidas Técnicas.....	72
Gráfico 4. 28 Proyección EDEMET: Pérdidas no Técnicas.	72
Gráfico 4. 29 Proyección ENSA: Consumo Residencial.....	73
Gráfico 4. 30 Proyección ENSA: Consumo Comercial.....	73
Gráfico 4. 31 Proyección ENSA: Consumo Industrial.	74
Gráfico 4. 32 Proyección ENSA: Consumo de Gobierno.	74
Gráfico 4. 33 Proyección ENSA: Consumo Alumbrado Público.....	75

Gráfico 4. 34 Proyección ENSA: Consumo Otros.....	75
Gráfico 4. 35 Proyección ENSA: Tarifa Media Real.	76
Gráfico 4. 36 Proyección ENSA: Pérdidas Técnicas.	77
Gráfico 4. 37 Proyección ENSA: Pérdidas No Técnicas.	77
Gráfico 5. 1 Proyección de la demanda total de Panamá - Tres escenarios.....	82
Gráfico 5. 2 Proyección de la potencia máxima anual.	84
Gráfico 6. 1 Curva Típica de Carga - Panamá EDEMET.....	90
Gráfico 6. 2 Curva Típica de Carga Línea - 115-38	91
Gráfico 6. 3 Curva Típica de Carga Línea - 115-8.....	91
Gráfico 6. 4 Curva Típica de Carga Línea - 115-11	91
Gráfico 6. 5 Curva Típica de Carga Línea - 115-6.....	91
Gráfico 6. 6 Curva Típica de Carga - Llano Sánchez.....	91
Gráfico 6. 7 Curva Típica de Carga - Chorrera	91
Gráfico 6. 8 Curva Típica de Carga Línea - 115-22	92
Gráfico 6. 9 Curva Típica de Carga - Mata de Nance	92
Gráfico 6. 10 Curva Típica de Carga - Changuinola	92
Gráfico 6. 11 Curva Típica de Carga - Progreso.....	92
Gráfico 6. 12 Curva Típica de Carga Línea - Gahan	93
Gráfico 6. 13 Curva Típica de Carga - 24 de diciembre.....	93
Gráfico 6. 14 Curva Típica de Carga - Cerro Viento	93
Gráfico 6. 15 Curva Típica de Carga - Santa María	93
Gráfico 6. 16 - Curva Típica de Carga - Chilibre.....	93
Gráfico 6. 17 Curva Típica de Carga Línea - 115-9	93
Gráfico 6. 18 Curva Típica de Carga - Panamá (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).....	94
Gráfico 6. 19 Curva Típica de Carga - Tocumen	94
Gráfico 6. 20 Curva Típica de Carga - Línea 115-10.....	94
Gráfico 6. 21 Curva Típica de Carga - ARGOS.....	94
Gráfico 6. 22 Curva Típica de Carga - CEMEX.....	94

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3. 1 Coeficiente de correlación.....	34
Tabla 3. 2 Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño - DMG.....	39
Tabla 4. 1 Registros históricos del PIB.	48
Tabla 4. 2 PIB - Escenario moderado.....	49
Tabla 4. 3 PIB - Escenario bajo.	50
Tabla 4. 4 PIB - Escenario alto.....	51
Tabla 4. 5 Registros históricos del PIBCOM.....	52
Tabla 4. 6 PIB Comercial en Millones de Balboa - Escenario Moderado.....	53
Tabla 4. 7 PIB Comercial en Millones de Balboa - Escenario Bajo.....	54

Tabla 4. 8 PIB Comercial en Millones de Balboa - Escenario alto	55
Tabla 4. 9 Registros históricos del PIBIND	56
Tabla 4. 10 PIB Industrial en Millones de Balboa - Escenario Moderado.....	57
Tabla 4. 11 PIB Industrial en Millones de Balboa - Escenario Bajo.	58
Tabla 4. 12 PIB Industrial en Millones de Balboa - Escenario Alto.....	59
Tabla 4. 13 Registros históricos del IMAE.	60
Tabla 4. 14 IMAE- Escenario Moderado y Bajo.	60
Tabla 5. 1 Proyección de la demanda y potencia eléctrica.....	83
Tabla 5. 2 Tasa Anual Acumulativa.....	84
Tabla 5. 3 Proyección de la demanda y potencia, incluyendo pérdidas, ACP y minera Panamá	86
Tabla 7. 1 Desagregación por Barra (Parte 1).....	99
Tabla 7. 2 Desagregación por Barra (Parte 2).....	100
Tabla 8. 1 Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.).	116
Tabla 8. 2 Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles.....	116
Tabla 8. 3 Costo Unitario de las líneas de transmisión	117
Tabla 8. 4 Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones	119
Tabla 8. 5 Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones (Continuación)	120
Tabla 8. 6 Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote	121
Tabla 8. 7 Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles.....	122
Tabla 8. 8 Relación Porcentual de Otros Costos.	122

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3. 1 Capacidad Instalada por tipo de Tecnología	38
Figura 3. 2 Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica.....	42
Figura 8. 1 Configuración Barra sencilla.....	111
Figura 8. 2 Configuración Interruptor y medio.....	111
Figura 8. 3 Configuración Barra principal y de transferencia.	112

ÍNDICE DE ANEXOS

Tomo I - Anexo - I Metodología y Manual del THUAR 2025-2039	
Tomo I - Anexo - II Variables Históricas y Proyección de Demanda	
Tomo I - Anexo - III Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo 2025-2039	
Tomo I - Anexo - IV Costos, Selección del Conductor y Requerimientos de Protección 2025-2039	
Tomo I - Anexo -V Definición de Política y Criterios para la Revisión del 2025-2039	



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



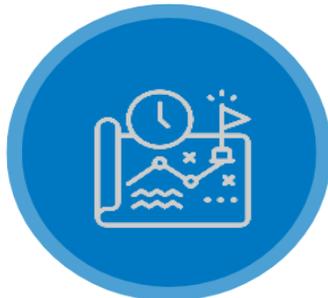
En el Reglamento de Transmisión se establece que ETESA deberá incluir en el Plan de Expansión una sección denominada “Estudios Básicos”, la cual deberá contemplar:

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

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.

¹De acuerdo con la resolución JD-2627, de enero del 2001, el ERSF 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

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 2025-2039, 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 2.75% durante los quince años de proyección. Por otro lado, la potencia máxima demandada al sistema podría experimentar un crecimiento del 4.01%, estos valores pueden variar dependiendo de la situación socioeconómica.

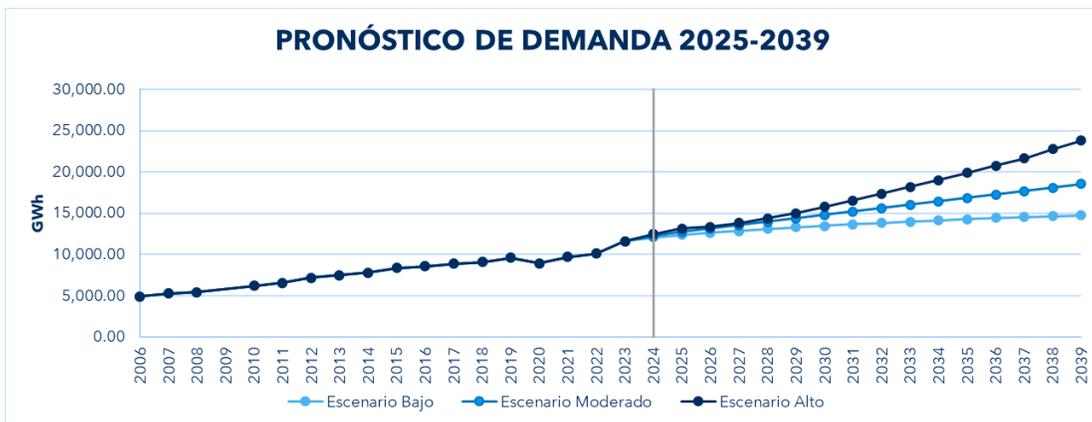


Gráfico 1. 1 Proyección de la Demanda de Panamá

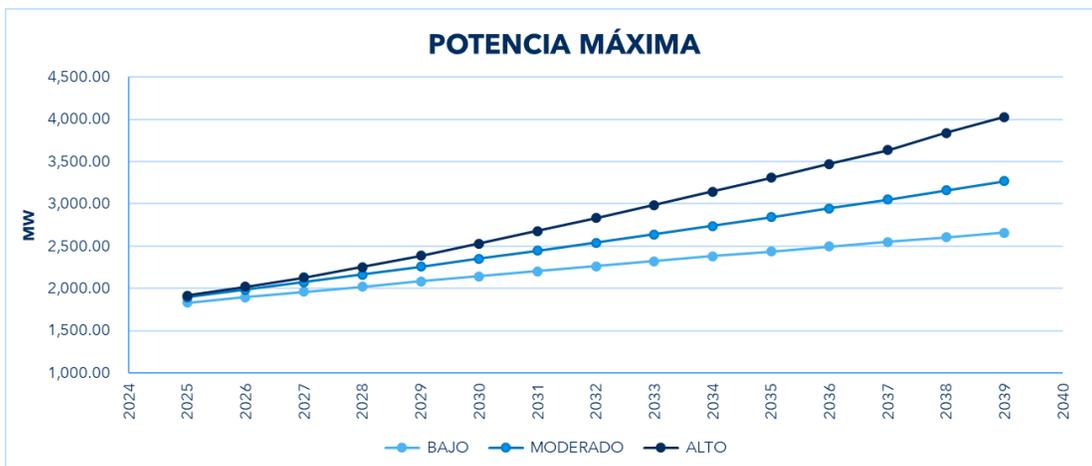


Gráfico 1. 2 Proyección de la Potencia Máxima.



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.

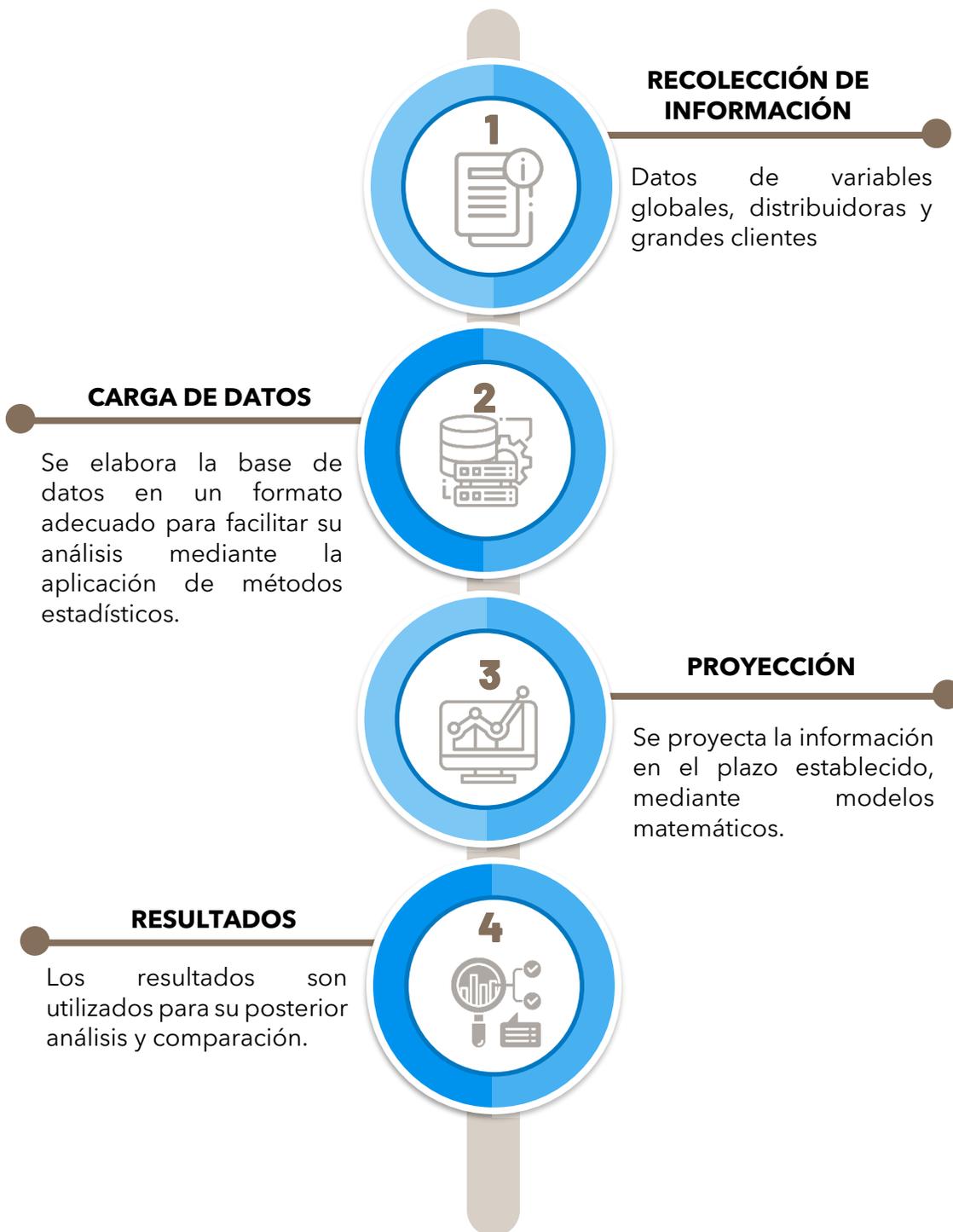
Para llevar a cabo estas proyecciones, se utilizan series históricas de variables socioeconómicas, como el Producto Interno Bruto, junto con las proyecciones de población elaboradas por el INEC y el volumen de ventas de energía eléctrica, tanto global como sectorial, recopiladas por la ASEP y/o las distribuidoras.

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.

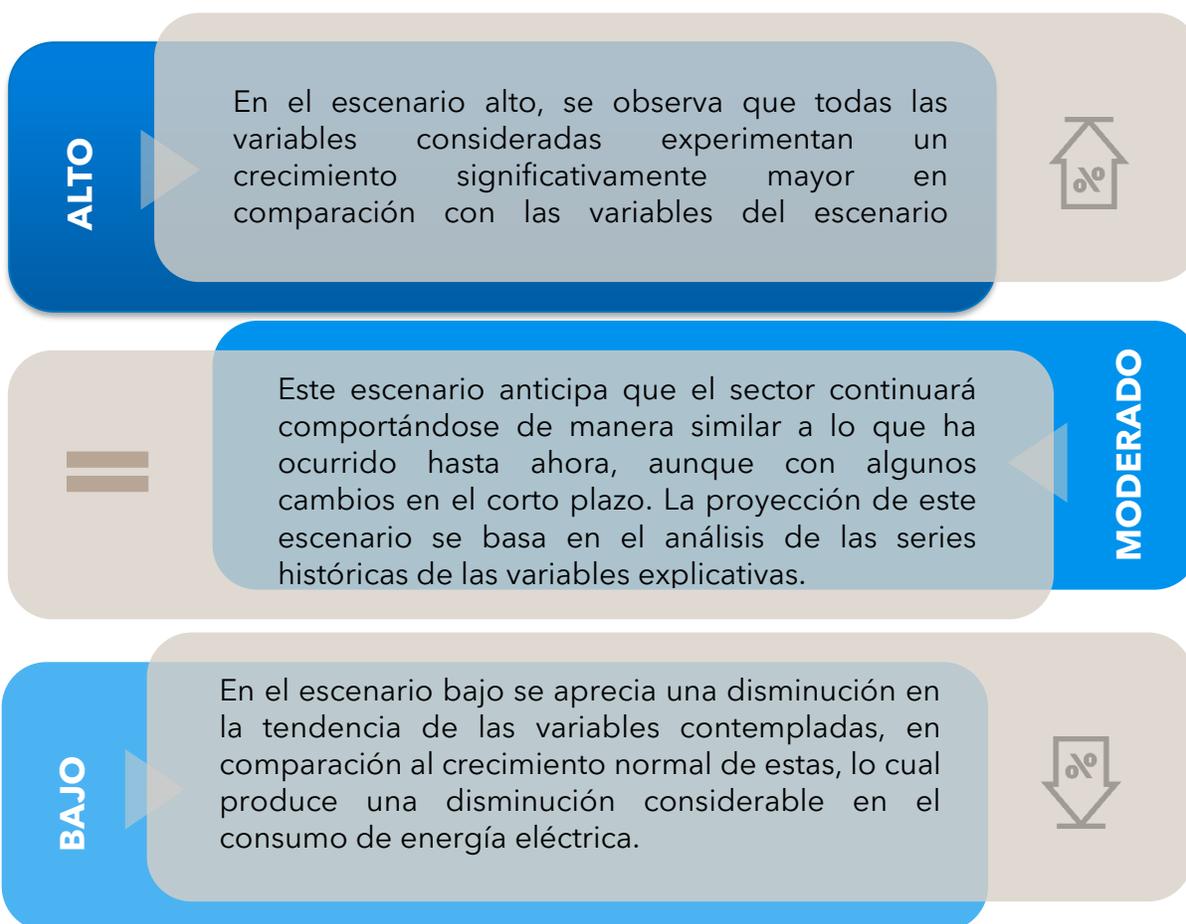


ALCANCE DE LAS PROYECCIONES

Las proyecciones de demanda requeridas para la Expansión del Sistema Integrado 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: 2025 y 2039.

El horizonte histórico analizados consta a la fecha de 22 años (2001 - 2023) para las variables explicativas, 22 años (2001-2023) para las variables de las distribuidoras y para las variables de grandes clientes se cuenta con 19 años (2005-2023). Se debe resaltar que para las variables explicativas se utilizaron datos actualizados a agosto del 2024.

DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS





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 está actualizado hasta 2023, dado que muchas fuentes oficiales aún no han publicado los datos correspondientes a 2024. Por otro lado, las proyecciones disponibles para 2024 muestran variaciones mínimas respecto a los valores reales, por lo que se consideró metodológicamente válido utilizar estos datos sin comprometer la solidez ni las conclusiones del análisis.

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.

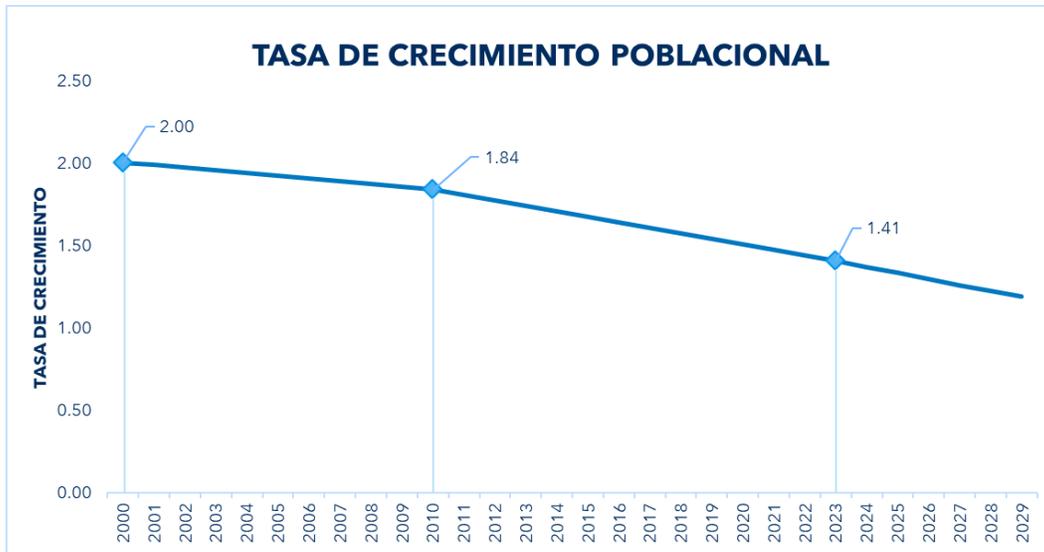


Gráfico 3. 1 Tasa de Crecimiento Poblacional

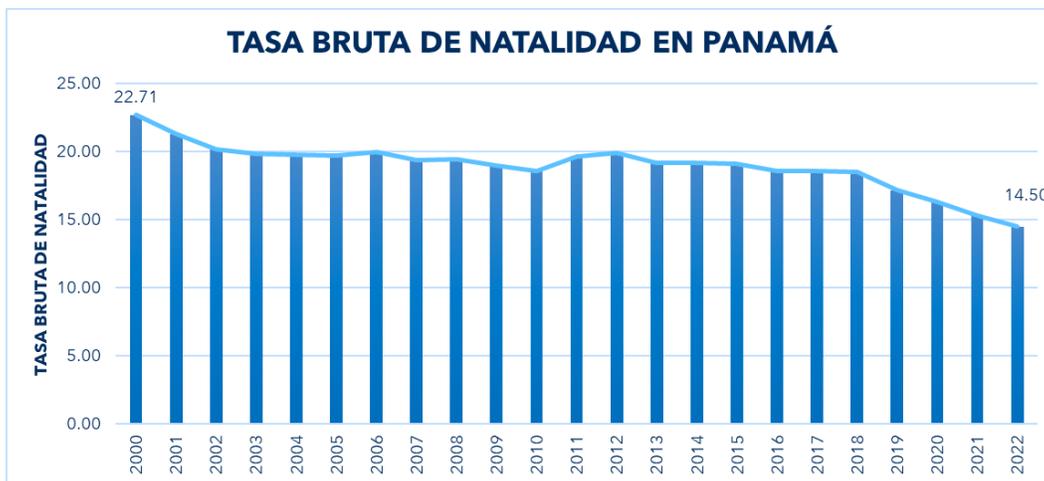


Gráfico 3. 2 Tasa de natalidad anual en Panamá

Inflación



²Hasta mediados de 2004, la paridad del Balboa respecto al dólar estadounidense permitió a Panamá mantener una baja inflación, que históricamente había fluctuado 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, en su punto máximo, 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 Es importante señalar que el año 2013 se considera como base de comparación, tomando un valor de 100. En los años 2013-2015, se registró una tasa de incremento anual promedio del 2.32%. Entre 2015 y 2018, la inflación volvió a estar por debajo del 1%, lo que evidencia una disminución

respecto al ciclo anterior de altos incrementos de precios.

Entre 2019 y 2020, se observó un decrecimiento de la inflación, con valores de -0.36% y -1.55%, respectivamente. Para el año 2023, la inflación se situó en 1.48% (ver Gráfico 3.3), lo que indica un retorno a niveles moderados tras los decrecimientos negativos de 2019 y 2020. Esto sugiere estabilidad económica y control de precios, manteniéndose por debajo de los niveles más altos observados durante el período de crecimiento económico entre 2007 y 2012. En conjunto, esta situación refleja una tendencia hacia la normalización económica en el contexto postpandemia.

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)

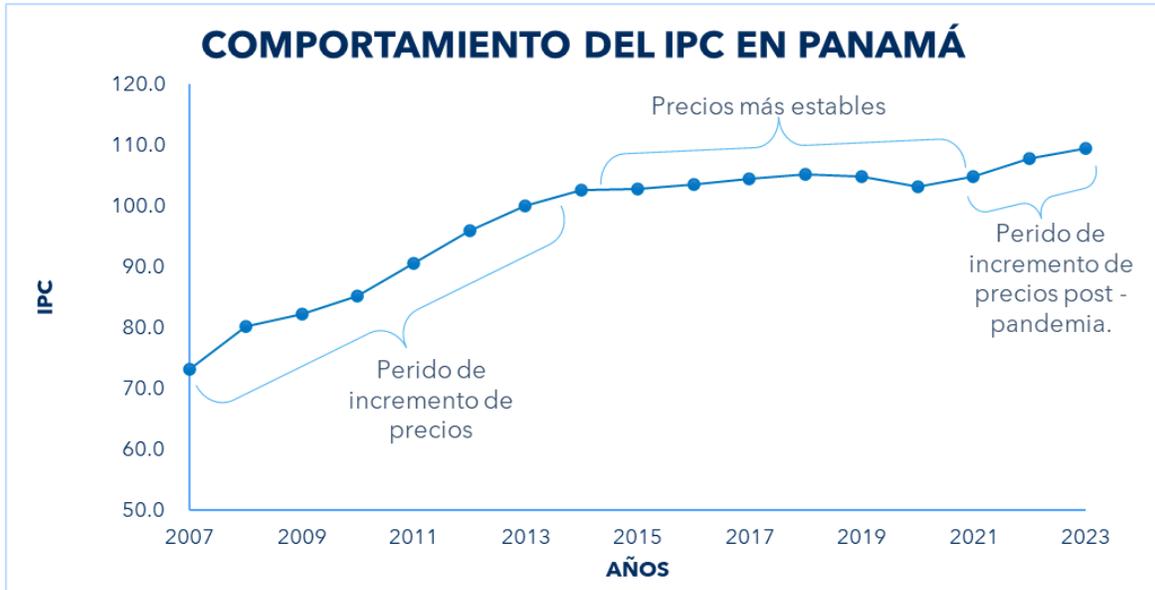


Gráfico 3. 3 Crecimiento del IPC

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.

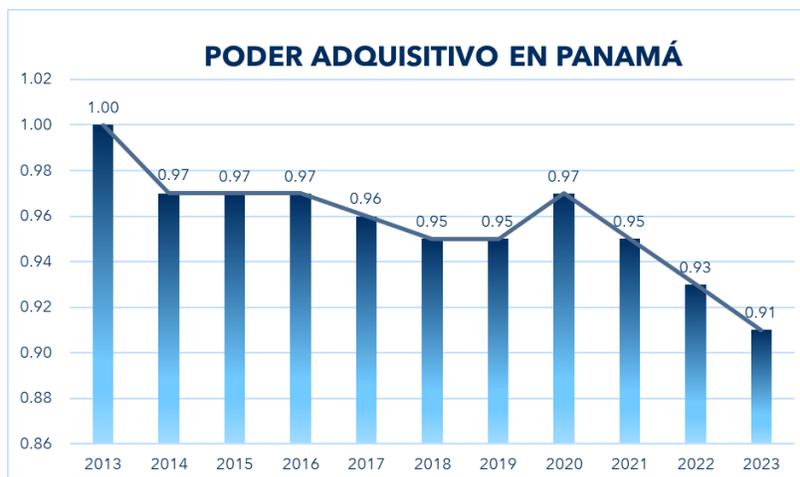


Gráfico 3. 4 Poder Adquisitivo en Panamá

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 están en los sectores más bajos siguen siendo insuficientes, y la brecha de ingresos no ha cambiado significativamente en la última década.

⁵ El salario mínimo, implementado en 2020, aumentó en promedio un 3.3%, pero la pandemia afectó gravemente la economía, con un ⁶desempleo del 18.6% en 2020. Para 2023, la tasa de desempleo se sitúa en 5.8%.

A pesar de la estabilidad económica y una inflación controlada en 2023, el poder adquisitivo no ha mejorado. La reducción del 9% en 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.

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/>).

⁶ Tasa de desocupación por sexo (https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?indicator_id=127&area_id=634&lang=es)

Producto Interno Bruto

El producto interior bruto (PIB) es un indicador económico que refleja el valor monetario de todos los bienes y servicios finales producidos por un territorio en un determinado periodo de tiempo. Se utiliza para medir la riqueza que genera un país.

La evolución histórica del PIB en los últimos 20 años muestra un crecimiento relativamente estable (véase Gráfico 3.5), con algunos periodos de contracción. La caída más significativa se observó en 2020, producto de la pandemia mundial del COVID-19. Sin embargo, tras esta caída, el PIB experimentó una rápida recuperación en 2021 y se proyecta un incremento del 7.42% para 2023.

El PIB es una variable clave para la proyección de demanda, ya que se

consideran el PIB total, industrial y comercial.

⁷ En 2023, las actividades que registraron la mayor tasa de crecimiento en Panamá fueron:

- ✓ Actividades profesionales, científicas y técnicas: 24.2%
- ✓ Construcción (mercado): 19.7%
- ✓ Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado: 11.2%
- ✓ Otras actividades de servicios: 11.0%
- ✓ Comercio al por mayor y menor: 8.8%
- ✓ Transporte, almacenamiento y correo: 7.6%

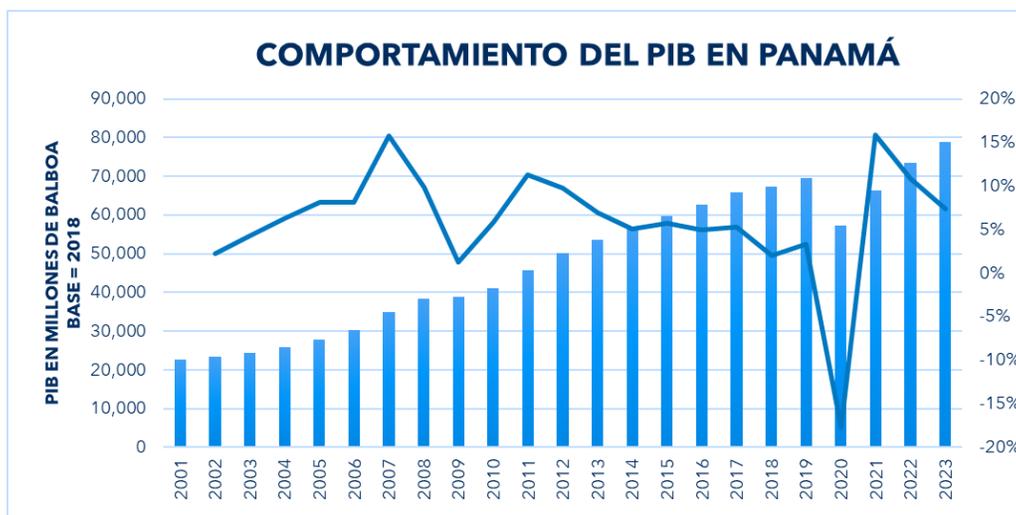


Gráfico 3.5 PIB real y tasa de aumento anual.

⁷ Informe Económico y Social (2023 <https://www.mef.gob.pa/wp-content/uploads/2024/06/MEF-DAES.-Informe-Economico-y-Social-anual-2023.pdf>)

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 una estadística de relación lineal entre estos valores podemos observar el coeficiente

de correlación es cercano a uno, lo que indica una correlación directa o positiva, por ende, existe una fuerza de asociación entre estos valores, véase Tabla 3. 1.

Estadísticas de la regresión	
Coeficiente de correlación múltiple	0.994
Coeficiente de determinación R^2	0.989
R^2 ajustado	0.988
Error típico	240.623
Observaciones	23.000

Tabla 3. 1 Coeficiente de correlación

En el Gráfico 3. 6 se puede observar que el comportamiento del consumo de energía sigue generalmente 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, hay algunas excepciones a esta tendencia, que se reflejan en los años 2013, 2016 y

especialmente en 2020, cuando la pandemia de COVID-19 provocó un cierre total de actividades económicas, lo que resultó en una reducción drástica en el consumo de energía. Esto muestra que, aunque en la mayoría de los años el consumo energético crece con el PIB, factores excepcionales como crisis económicas o eventos globales pueden alterar temporalmente esta relación.

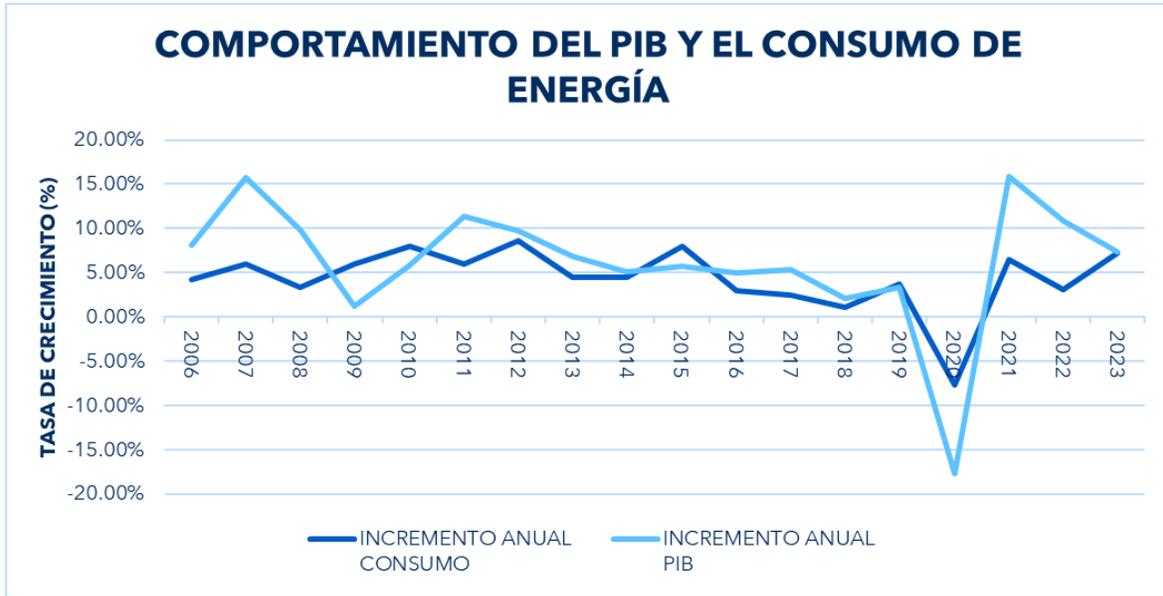
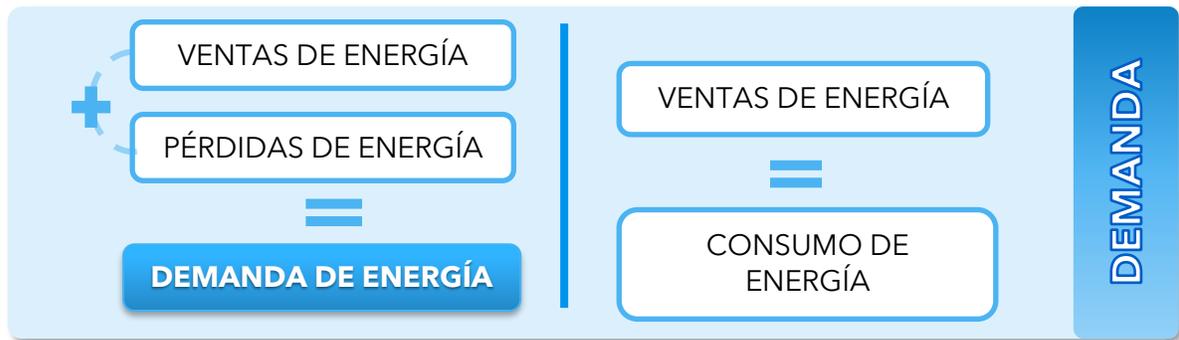
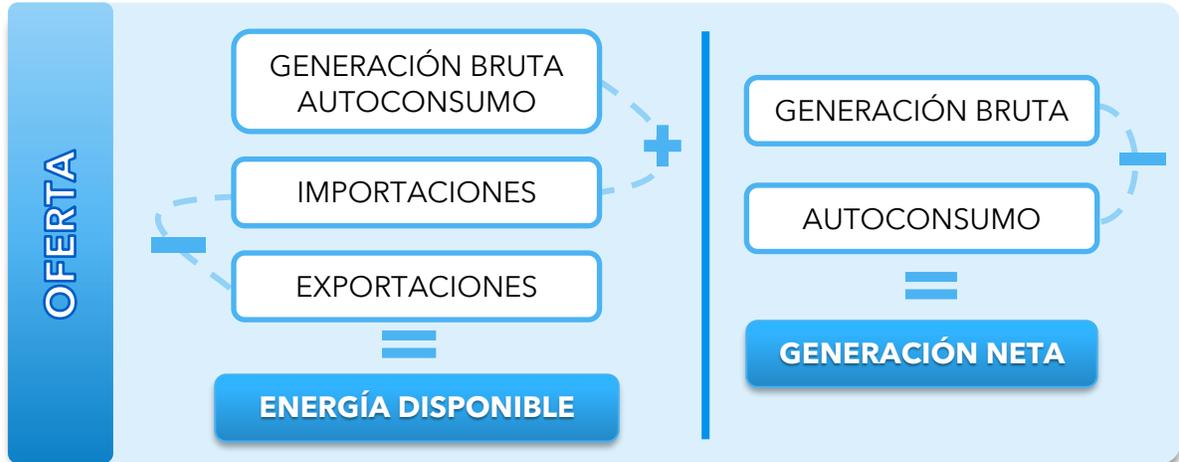


Gráfico 3. 6 PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica

Sistema Eléctrico Nacional

Balance Eléctrico



La participación porcentual promedio (2006-2023) de los principales sectores, indica que el 50.2% de la energía eléctrica que se utiliza para el bienestar de los ciudadanos, mientras que el 49.8% se consume en actividades de producción económica, como se aprecia en el siguiente Gráfico 3. 7.

El consumo promedio de electricidad en la región está dominado por el sector

comercial, lo que sugiere un entorno económico dinámico. La baja participación del sector industrial podría indicar una menor dependencia de esta actividad, mientras que la alta demanda en el sector residencial refleja el uso intensivo de electricidad en los hogares. Además, el menor consumo en el gobierno y el alumbrado público sugiere que estos sectores son más eficientes en su uso de energía.

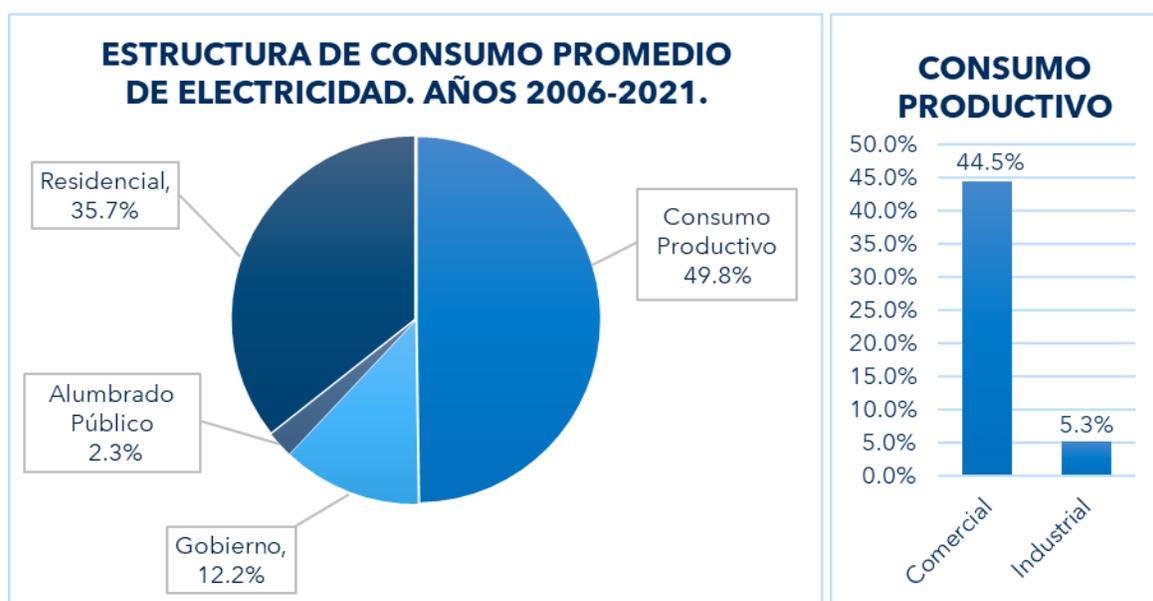


Gráfico 3. 7 Estructura de Consumo Promedio de Electricidad - AÑOS 2006 -2022

Potencia Eléctrica del Sistema

A principios de 2025, la potencia eléctrica instalada del Sistema Interconectado de Panamá, excluyendo las instalaciones de los Sistemas Aislados, es de 4,941.45 MW (ver Figura

3. 1). Por otro lado, la demanda máxima de generación alcanzó los 2,035 MW en agosto de 2023. Además, la generación neta de energía eléctrica en 2023 fue de 12,163,888.31 GWh.



Figura 3. 1 Capacidad Instalada por tipo de Tecnología

Demanda Máxima

Tanto en la Tabla 3. 2, como en el Gráfico 3. 8, se muestra el constante incremento de la demanda máxima de generación del sistema eléctrico panameño. Podemos ver que en los años 1999 - 2022, en que se enmarca el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, se registran incrementos porcentuales anuales sostenidos.

Destacan, los registros del periodo anual 2011-2012, en donde la DMG creció 99.81 MW, el periodo anual 2014-2015 en que la DMG creció, 108.54 MW y el periodo 2018-2019, en donde el DMG creció 296 MW. Para crecimientos porcentuales de 7.8%, 7.2% y 17.78%, respectivamente.

Las magnitudes de crecimiento del DMG, en estos años puntuales (2011-2012 y 2014-2015), corresponden a la incorporación simultánea de grandes proyectos inmobiliarios, y de la expansión y construcción de centros comerciales en la ciudad de Panamá. El crecimiento del 2018 al 2019, se da debido a la entrada de Minera Panamá. En los años del 2020 en adelante

presenta un comportamiento constante y se espera un crecimiento correspondiente a la recuperación económica del país y el incremento de las actividades tanto comerciales como industriales.

Entre 2021 y 2023, la demanda máxima de generación (DMG) del sistema eléctrico panameño mostró un crecimiento constante. En 2023, la DMG alcanzó los 2235 MW, con un incremento del 10.0%. Este aumento se debió principalmente a la alta demanda de energía de Minera Panamá.

En el año 2024, la Demanda Máxima de Generación (DMG) disminuyó en 314 MW respecto al año anterior, lo que representa una reducción del 14%. Esta variación se debe principalmente a que Minera Panamá se encuentra actualmente fuera de operación, manteniendo un consumo aproximado de solo 16 MW para sus sistemas auxiliares. Este valor de referencia se obtuvo a partir de mediciones de flujo entre las subestaciones Botija y Llano Sánchez.

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%

Tabla 3. 2 Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño - DMG

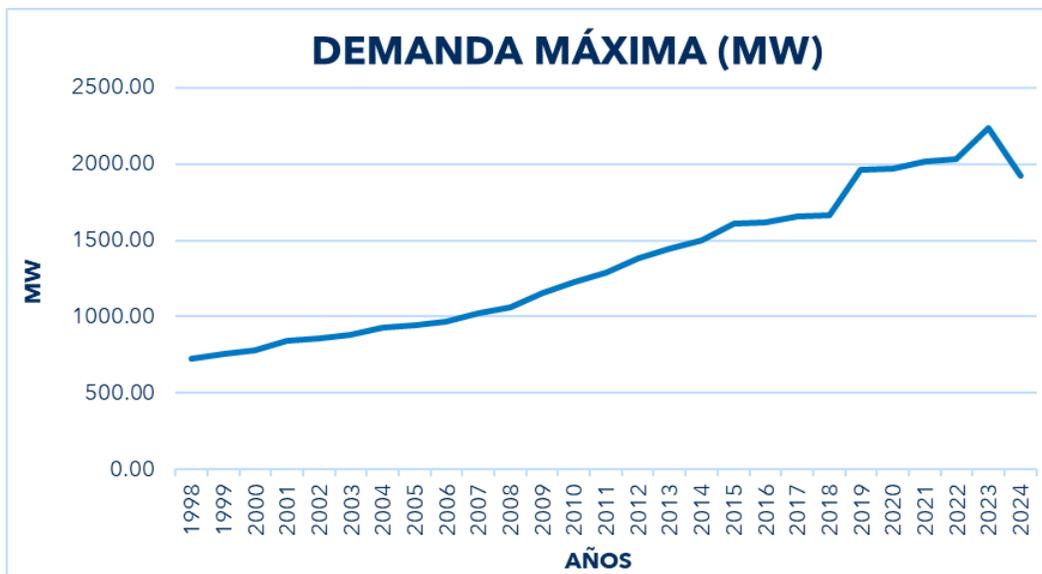


Gráfico 3. 8 Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG

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.

A continuación, se puede apreciar la fórmula para calcularla.

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

El FC de un sistema eléctrico depende de los tipos de consumo que este presenta, usualmente para sistemas con mayores cargas comerciales e industriales, se obtienen mejores valores de FC. Por lo antes mencionado, el FC tiene un rol muy importante ya que este tiene una relación muy cercana a la Tarifa de energía eléctrica. Una de las causas que afecta la tarifa de la energía, es el uso de forma irregular o intermitencia de la energía eléctrica por parte de los consumidores finales, en otras palabras,

los problemas son los picos de demanda. Esto conlleva a que se tenga que utilizar generación térmica para cubrir estos picos, encareciendo la tarifa. También se debe contemplar 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 guardan una relación inversamente proporcional, donde, al incrementarse el FC, disminuye la Tarifa media y viceversa.

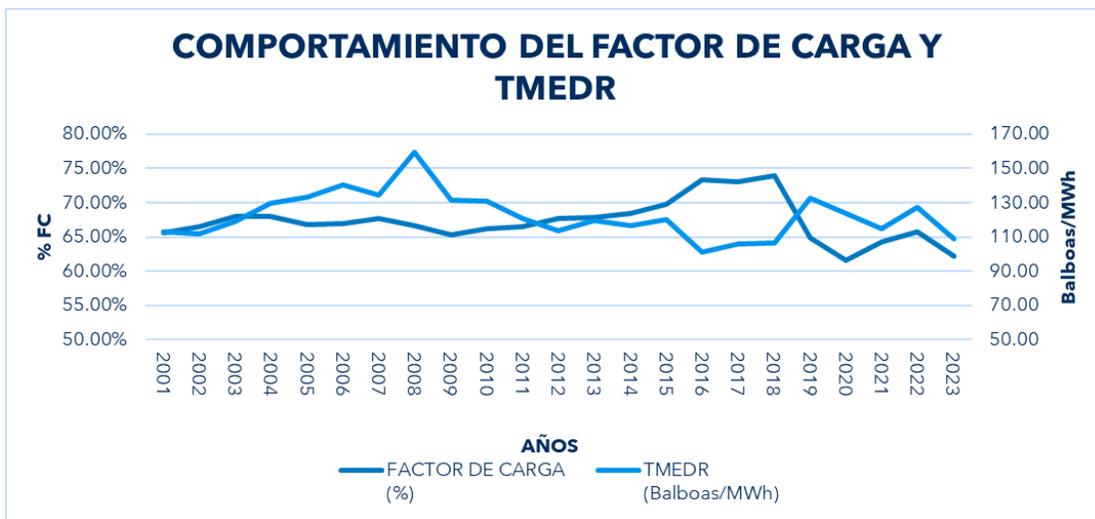


Gráfico 3. 9 Tarifa Media Real y Factor de Carga

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.

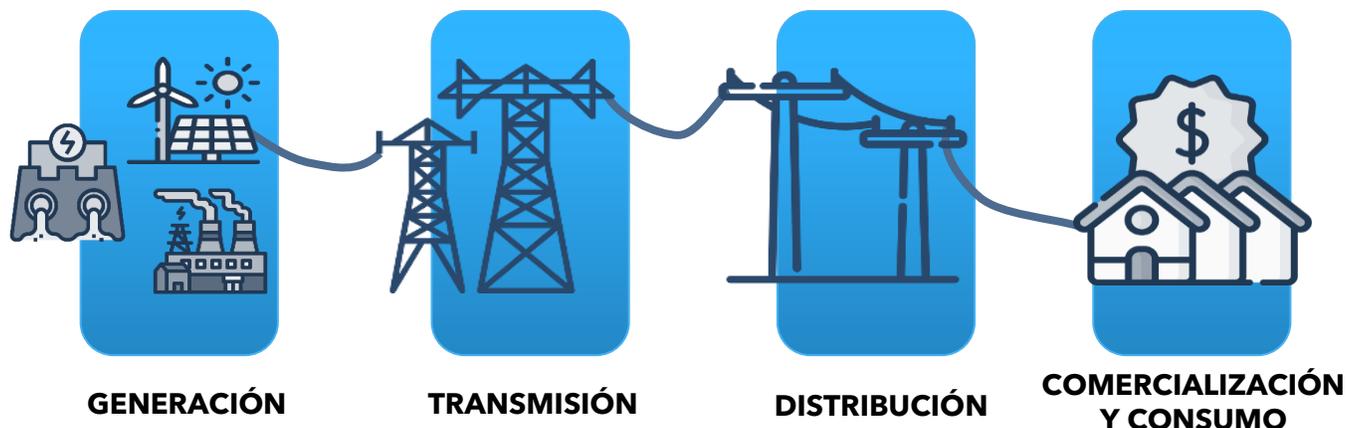


Figura 3. 2 Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica

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 transmisión %, véase Gráfico 3. 10. han sido generalmente bajas y estables a lo largo de los años, con valores entre el 2% y el 4%, lo que indica una red eficiente. Aunque ha habido algunas fluctuaciones, como en 2015-2017 y en 2021-2022, la tendencia general muestra una mejora moderada. En 2023, las pérdidas de transmisión fueron del 2.73%, una ligera mejora respecto a los picos anteriores, manteniéndose dentro de un rango bajo.

En cuanto a las pérdidas de distribución, estas continúan representando la mayor parte de las pérdidas totales. A pesar de los avances en la infraestructura, las pérdidas no técnicas y otros problemas operativos siguen afectando su comportamiento. En 2023, las pérdidas de distribución fueron del 13.87%, una mejora respecto a años anteriores, pero aún una parte significativa del total. Para reducir las pérdidas totales, es crucial seguir invirtiendo en la modernización de la red de distribución, manteniendo a su vez la eficiencia en la transmisión.

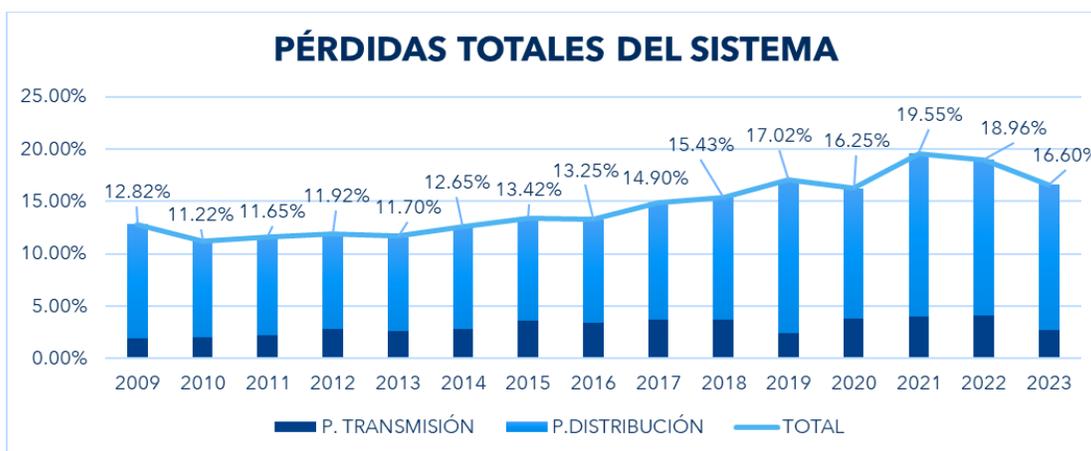


Gráfico 3. 10 Pérdidas Totales del sistema 2009 - 2023

Precios de la Energía Eléctrica

La evolución histórica del precio promedio de la electricidad en Panamá entre 2001 y 2023, véase en el Gráfico 3. 11, muestra un comportamiento mixto, con periodos tanto de crecimiento como de decrecimiento. A lo largo de este período, el precio ha fluctuado debido a diversos factores, incluidos los costos de los combustibles y eventos internacionales.

Desde 2002 hasta 2006, se observa un aumento sostenido del precio, que pasa de 10.98 cent/kWh en 2002 a 14.87 cent/kWh en 2006, con una tasa de crecimiento anual promedio del 7.52%. Este crecimiento continúa entre 2007 y 2008, siendo el más pronunciado del periodo, con un incremento de aproximadamente 27.59% en 2008, lo que lo convierte en el mayor aumento registrado en el período analizado. Entre

2013 y 2015, se presenta otro ciclo de incremento, con una tasa promedio anual de 6.48%, impulsado por el aumento en los costos de los combustibles.

En contraste, entre 2016 y 2018, los precios de la electricidad registraron una reducción, en parte por la caída de los costos de los combustibles para la generación térmica, influenciada por el desplome de los precios internacionales del crudo. Sin embargo, a partir de 2019, el precio promedio de la electricidad experimentó un incremento del 10.58%, alcanzando los 18.08 cent/kWh.

Entre 2020 y 2021, los precios de electricidad cayeron nuevamente, un 11%, debido a la pandemia de COVID-19, que redujo la demanda de electricidad, y la baja en los precios del petróleo. El precio promedio en 2021 fue de 16.27 cent/kWh. Sin embargo, en 2022, el precio volvió a aumentar a 17.42 cent/kWh (un incremento del 7.07%), reflejando el impacto de la crisis energética global derivada de la guerra en Ucrania, que disparó los costos de los combustibles. En 2023, el precio continuó aumentando, alcanzando los 17.89 cent/kWh, con una tasa de crecimiento de 2.70% respecto al año anterior.

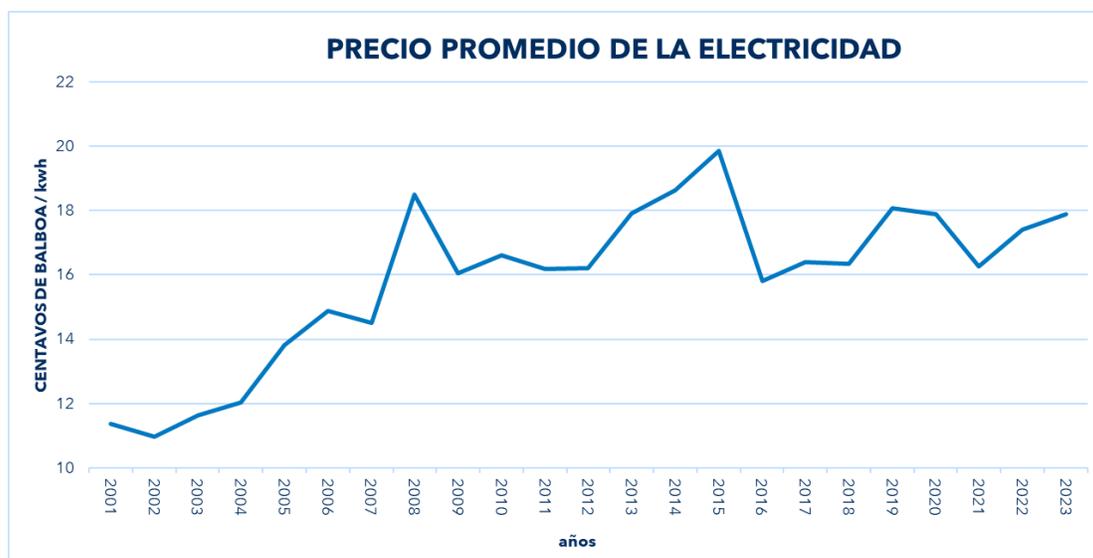


Gráfico 3. 11 Evolución del precio de la electricidad, 1970-2022



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.

Producto Interno Bruto

PIB

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
2006	B/.30,174.10	
2007	B/.34,919.89	15.73%
2008	B/.38,361.38	9.86%
2009	B/.38,838.21	1.24%
2010	B/.41,101.71	5.83%
2011	B/.45,751.85	11.31%
2012	B/.50,225.88	9.78%
2013	B/.53,693.11	6.90%
2014	B/.56,413.60	5.07%
2015	B/.59,647.66	5.73%
2016	B/.62,610.01	4.97%
2017	B/.65,941.63	5.32%
2018	B/.67,294.17	2.05%
2019	B/.69,502.68	3.28%
2020	B/.57,222.72	-17.67%
2021	B/.66,284.37	15.84%
2022	B/.73,449.29	10.81%
2023	B/.78,823.40	7.32%

Tabla 4. 1 Registros históricos del PIB.

PROYECCIÓN PIB - ESCENARIO MODERADO



Modelo Matemático

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



Tasa de Crecimiento
anual promedio

3.86%



Incremento
valor final vs inicial

77.03%

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 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
2021	B/.66,284.37	15.84%
2022	B/.73,449.29	10.81%
2023	B/.78,823.41	7.32%
2024	B/.80,221.02	1.77%
2025	B/.85,361.85	6.41%
2026	B/.89,231.85	4.53%
2027	B/.93,101.85	4.34%
2028	B/.96,971.85	4.16%
2029	B/.100,841.85	3.99%
2030	B/.104,711.85	3.84%
2031	B/.108,581.85	3.70%
2032	B/.112,451.85	3.56%
2033	B/.116,321.85	3.44%
2034	B/.120,191.85	3.33%
2035	B/.124,061.85	3.22%
2036	B/.127,931.85	3.12%
2037	B/.131,801.85	3.03%
2038	B/.135,671.85	2.94%
2039	B/.139,541.85	2.85%

Tabla 4. 2 PIB - Escenario moderado.

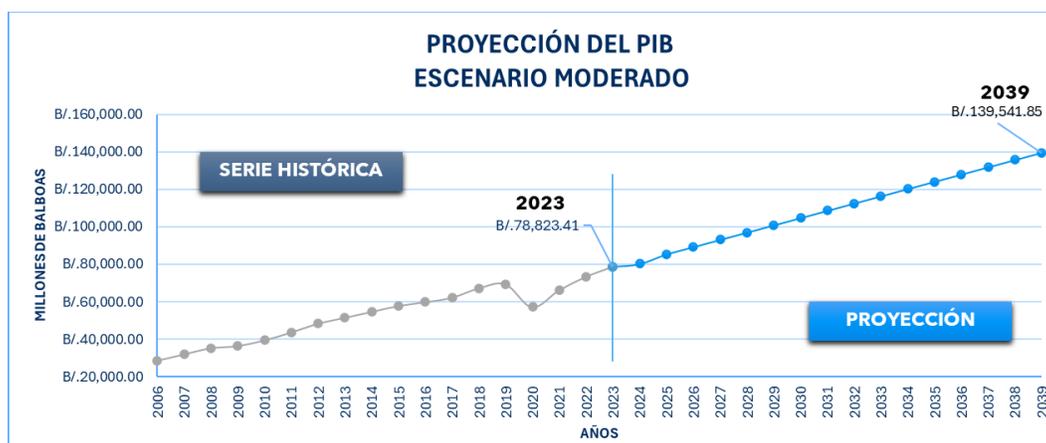


Gráfico 4. 1 Proyección del PIB - Escenario Moderado

PROYECCIÓN PIB - ESCENARIO BAJO



Modelo Matemático

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



Tasa de Crecimiento
anual promedio
3.29%



Incremento
valor final vs inicial
61.27%

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
2021	B/.66,284.37	15.84%
2022	B/.73,449.29	10.81%
2023	B/.78,823.41	7.32%
2024	B/.80,221.02	1.77%
2025	B/.85,361.85	6.41%
2026	B/.89,231.85	4.53%
2027	B/.90,451.77	1.37%
2028	B/.92,879.26	2.68%
2029	B/.95,663.14	3.00%
2030	B/.98,601.86	3.07%
2031	B/.101,631.19	3.07%
2032	B/.104,720.58	3.04%
2033	B/.107,852.70	2.99%
2034	B/.111,016.62	2.93%
2035	B/.114,204.94	2.87%
2036	B/.117,412.42	2.81%
2037	B/.120,635.17	2.74%
2038	B/.123,870.23	2.68%
2039	B/.127,115.28	2.62%

Tabla 4. 3 PIB - Escenario bajo.

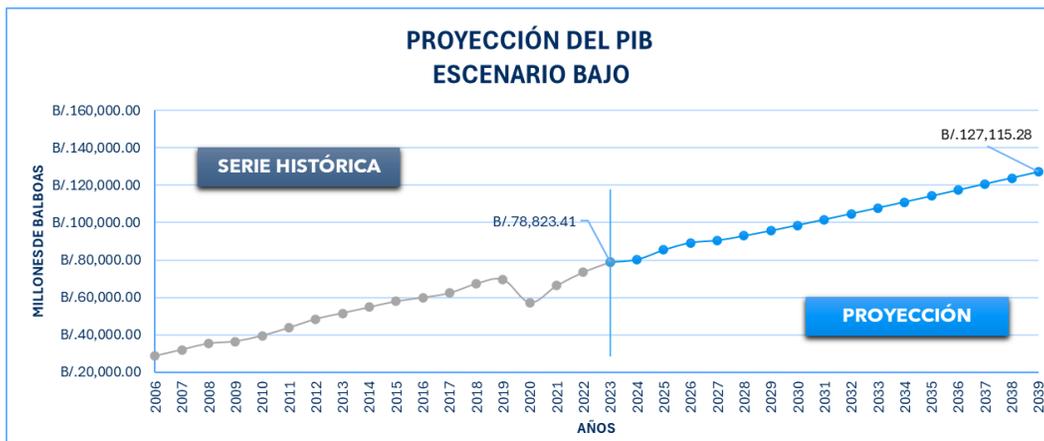


Gráfico 4. 2 Proyección del PIB - Escenario Bajo.

PROYECCIÓN PIB - ESCENARIO ALTO



Modelo Matemático

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



Tasa de Crecimiento
anual promedio

4.46%



Incremento
valor final vs inicial
87.09%

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
2021	B/.66,284.37	15.84%
2022	B/.73,449.29	10.81%
2023	B/.78,823.41	7.32%
2024	B/.80,221.02	1.77%
2025	B/.85,361.85	6.41%
2026	B/.89,231.85	4.53%
2027	B/.95,751.93	7.31%
2028	B/.101,064.44	5.55%
2029	B/.106,020.56	4.90%
2030	B/.110,821.84	4.53%
2031	B/.115,532.51	4.25%
2032	B/.120,183.12	4.03%
2033	B/.124,791.00	3.83%
2034	B/.129,367.08	3.67%
2035	B/.133,918.76	3.52%
2036	B/.138,451.28	3.38%
2037	B/.142,968.53	3.26%
2038	B/.147,473.47	3.15%
2039	B/.151,968.42	3.05%

Tabla 4. 4 PIB - Escenario alto.

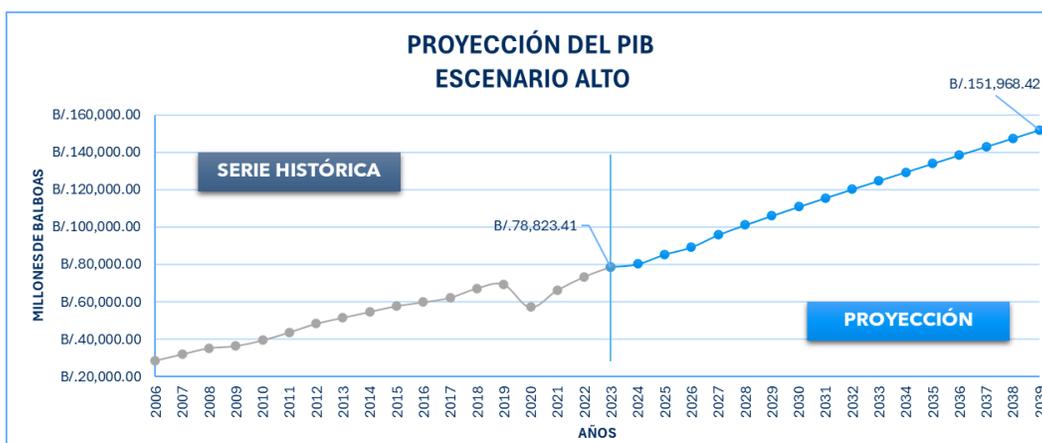


Gráfico 4. 3 Proyección del PIB - Escenario Alto

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.

**Nota: Año de referencia 2018.*

PIBCOM HISTÓRICO		
AÑO	MILLONES DE BALBOAS*	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2006	B/.6,902.01	
2007	B/.7,559.30	9.52%
2008	B/.8,220.33	8.74%
2009	B/.7,997.99	-2.70%
2010	B/.9,220.21	15.28%
2011	B/.10,436.11	13.19%
2012	B/.11,330.55	8.57%
2013	B/.11,771.82	3.89%
2014	B/.11,771.65	0.00%
2015	B/.12,327.57	4.72%
2016	B/.12,459.17	1.07%
2017	B/.11,684.74	-6.22%
2018	B/.12,344.71	5.65%
2019	B/.12,567.84	1.81%
2020	B/.10,524.73	-16.26%
2021	B/.12,494.42	18.71%
2022	B/.14,525.91	16.26%
2023	B/.15,802.11	8.79%

Tabla 4. 5 Registros históricos del PIBCOM.

PROYECCIÓN PIB COMERCIAL - ESCENARIO MODERADO

AÑO	PIB COM MILLONES DE BALBOAS*	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2021	B/.12,494.42	18.71%
2022	B/.14,525.91	16.26%
2023	B/.15,802.11	8.79%
2024	B/.16,190.29	2.46%
2025	B/.16,903.02	4.40%
2026	B/.17,447.30	3.22%
2027	B/.17,991.58	3.12%
2028	B/.18,535.85	3.03%
2029	B/.19,080.13	2.94%
2030	B/.19,624.41	2.85%
2031	B/.20,168.69	2.77%
2032	B/.20,712.96	2.70%
2033	B/.21,257.24	2.63%
2034	B/.21,801.52	2.56%
2035	B/.22,345.79	2.50%
2036	B/.22,890.07	2.44%
2037	B/.23,434.35	2.38%
2038	B/.23,978.62	2.32%
2039	B/.24,522.90	2.27%

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

3.14%



Incremento valor final vs inicial

55.19%

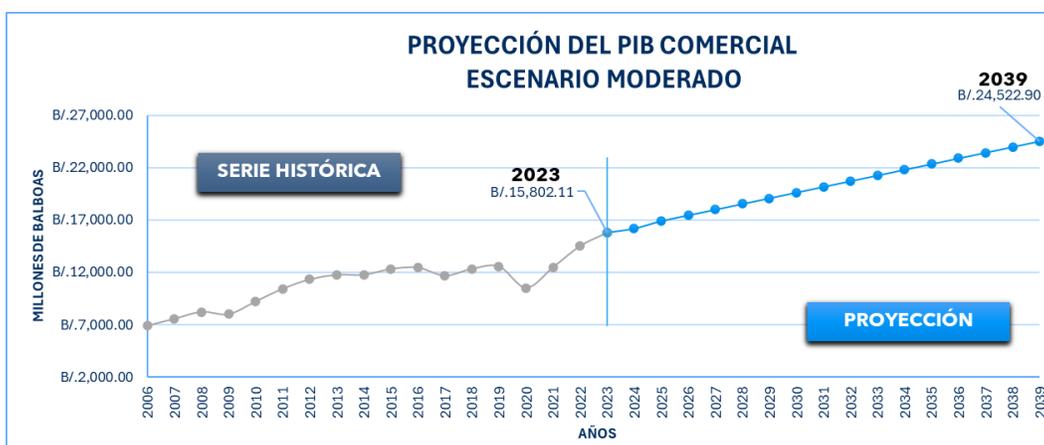


Gráfico 4. 4 Proyección del PIB Comercial - Escenario Moderado.

PROYECCIÓN PIB COMERCIAL- ESCENARIO BAJO

AÑO	PIBCOM MILLONES DE BALBOAS*	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2021	B/.12,494.42	18.71%
2022	B/.14,525.91	16.26%
2023	B/.15,802.11	8.79%
2024	B/.16,190.29	2.46%
2025	B/.16,903.02	4.40%
2026	B/.17,447.30	3.22%
2027	B/.17,511.85	0.37%
2028	B/.17,732.83	1.26%
2029	B/.18,047.37	1.77%
2030	B/.18,398.97	1.95%
2031	B/.18,771.87	2.03%
2032	B/.19,158.89	2.06%
2033	B/.19,556.00	2.07%
2034	B/.19,960.71	2.07%
2035	B/.20,371.33	2.06%
2036	B/.20,786.69	2.04%
2037	B/.21,205.91	2.02%
2038	B/.21,628.31	1.99%
2039	B/.22,053.37	1.97%

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
2.50%



Incremento valor final vs inicial
39.56%

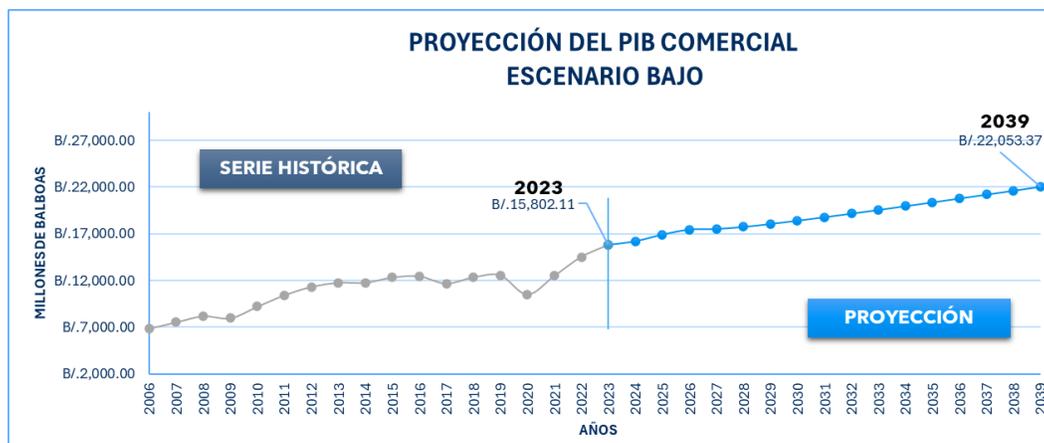


Gráfico 4. 5 Proyección del PIB Comercial - Escenario Bajo.

PROYECCIÓN PIB COMERCIAL - ESCENARIO ALTO

AÑO	PIBCOM MILLONES DE BALBOAS*	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2021	B/.12,494.42	18.71%
2022	B/.14,525.91	16.26%
2023	B/.15,802.11	8.79%
2024	B/.16,190.29	2.46%
2025	B/.16,903.02	4.40%
2026	B/.17,447.30	3.22%
2027	B/.18,471.31	5.87%
2028	B/.19,338.87	4.70%
2029	B/.20,112.89	4.00%
2030	B/.20,849.85	3.66%
2031	B/.21,565.50	3.43%
2032	B/.22,267.04	3.25%
2033	B/.22,958.48	3.11%
2034	B/.23,642.33	2.98%
2035	B/.24,320.25	2.87%
2036	B/.24,993.44	2.77%
2037	B/.25,662.78	2.68%
2038	B/.26,328.94	2.60%

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
3.72%



Incremento **valor final vs inicial**
70.82%

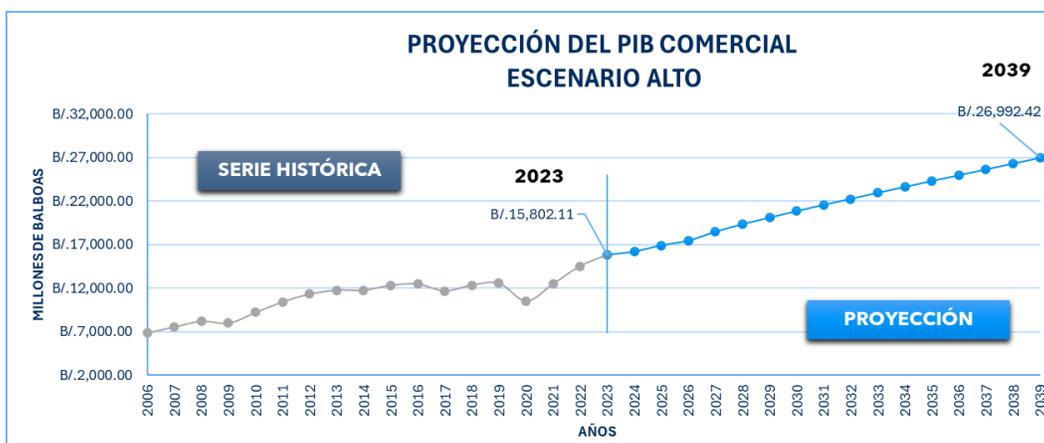


Gráfico 4. 6 Proyección del PIB Comercial- Escenario alto.

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.

**Nota: Año de referencia 2018.*

PIBIND HISTÓRICO		
AÑO	MILLONES DE BALBOAS*	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2006	B/.28,671.32	
2007	B/.32,033.04	11.73%
2008	B/.35,355.65	10.37%
2009	B/.36,486.58	3.20%
2010	B/.39,513.95	8.30%
2011	B/.43,736.03	10.69%
2012	B/.48,403.62	10.67%
2013	B/.51,604.29	6.61%
2014	B/.54,728.06	6.05%
2015	B/.57,889.91	5.78%
2016	B/.59,914.59	3.50%
2017	B/.62,305.26	3.99%
2018	B/.67,294.17	8.01%
2019	B/.69,502.68	3.28%
2020	B/.57,222.72	-17.67%
2021	B/.66,284.37	15.84%
2022	B/.73,449.29	10.81%
2023	B/.78,823.41	7.32%

Tabla 4. 9 Registros históricos del PIBIND

PROYECCIÓN PIB INDUSTRIAL - ESCENARIO MODERADO

AÑO	PIB INDUSTRIAL MILLONES DE BALBOAS*	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2020	B/.57,222.72	-17.67%
2021	B/.66,284.37	15.84%
2022	B/.73,449.29	10.81%
2023	B/.78,823.41	7.32%
2024	B/.80,221.02	1.77%
2025	B/.85,361.85	6.41%
2026	B/.89,231.85	4.53%
2027	B/.93,101.85	4.34%
2028	B/.96,971.85	4.16%
2029	B/.100,841.85	3.99%
2030	B/.104,711.85	3.84%
2031	B/.108,581.85	3.70%
2032	B/.112,451.85	3.56%
2033	B/.116,321.85	3.44%
2034	B/.120,191.85	3.33%
2035	B/.124,061.85	3.22%
2036	B/.127,931.85	3.12%
2037	B/.131,801.85	3.03%
2038	B/.135,671.85	2.94%
2039	B/.139,541.85	2.85%

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

*Nota: Año de referencia 2018.



Modelo Matemático

$$PIB_{IND} = a \times e^x$$



Tasa de Crecimiento anual promedio

3.86%



Incremento valor final vs inicial

77.03%

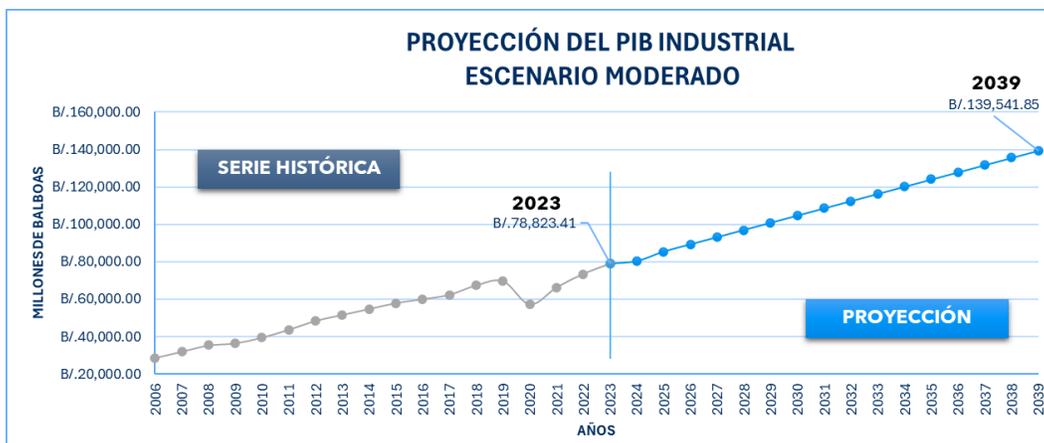


Gráfico 4. 7 Proyección del PIBIND - Escenario Moderado.

PROYECCIÓN PIB INDUSTRIAL - ESCENARIO BAJO

AÑO	PIB INDUSTRIAL MILLONES DE BALBOAS*	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2020	B/. 57,222.72	-17.67%
2021	B/. 66,284.37	15.84%
2022	B/. 73,449.29	10.81%
2023	B/. 78,823.41	7.32%
2024	B/. 80,221.02	1.77%
2025	B/. 85,361.85	6.41%
2026	B/. 89,231.85	4.53%
2027	B/. 90,451.77	1.37%
2028	B/. 92,879.26	2.68%
2029	B/. 95,663.14	3.00%
2030	B/. 98,601.86	3.07%
2031	B/. 101,631.19	3.07%
2032	B/. 104,720.58	3.04%
2033	B/. 107,852.70	2.99%
2034	B/. 111,016.62	2.93%
2035	B/. 114,204.94	2.87%
2036	B/. 117,412.42	2.81%
2037	B/. 120,635.17	2.74%
2038	B/. 123,870.23	2.68%
2039	B/. 127,115.28	2.62%

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

3.29%



Incremento valor final vs inicial
61.27%

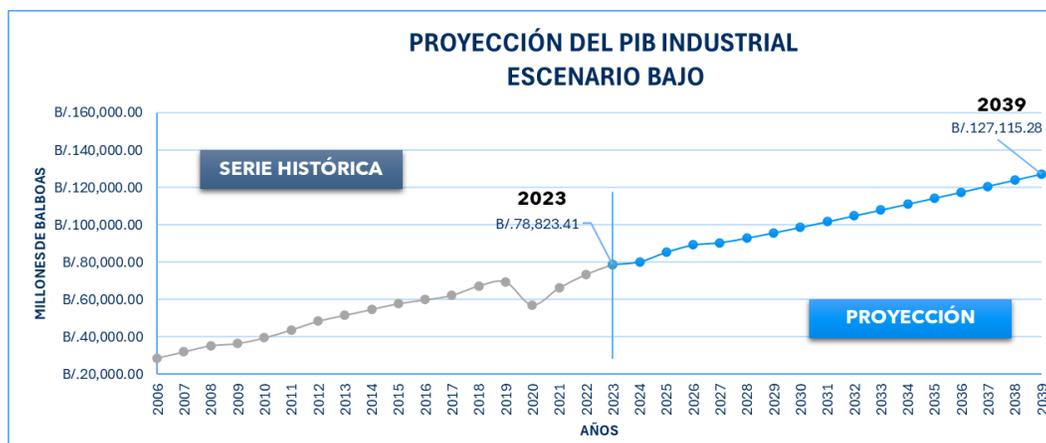


Gráfico 4. 8 Proyección del PIBIND - Escenario Bajo.

PROYECCIÓN PIB INDUSTRIAL - ESCENARIO ALTO

AÑO	PIB INDUSTRIAL MILLONES DE BALBOAS*	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2020	B/.57,222.72	-17.67%
2021	B/.66,284.37	15.84%
2022	B/.73,449.29	10.81%
2023	B/.78,823.41	7.32%
2024	B/.80,221.02	1.77%
2025	B/.85,361.85	6.41%
2026	B/.89,231.85	4.53%
2027	B/.95,751.93	7.31%
2028	B/.101,064.44	5.55%
2029	B/.106,020.56	4.90%
2030	B/.110,821.84	4.53%
2031	B/.115,532.51	4.25%
2032	B/.120,183.12	4.03%
2033	B/.124,791.00	3.83%
2034	B/.129,367.08	3.67%
2035	B/.133,918.76	3.52%
2036	B/.138,451.28	3.38%
2037	B/.142,968.53	3.26%
2038	B/.147,473.47	3.15%
2039	B/.151,968.42	3.05%

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
4.38%



Incremento **valor final vs inicial**
92.80%

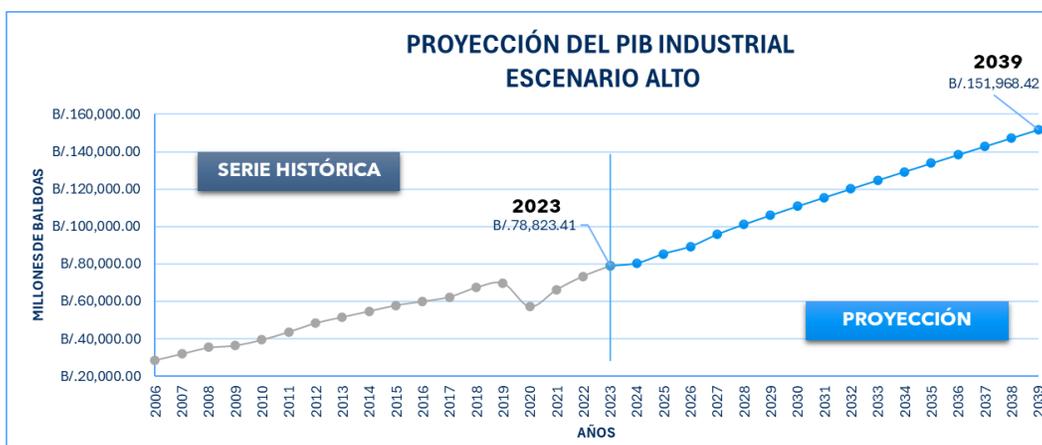


Gráfico 4. 9 Proyección del PIBIND - Escenario Alto.

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/.200.24	5.61%

Tabla 4. 13 Registros históricos del IMAE.

PROYECCIÓN IMAE - ESCENARIO MODERADO

AÑO	IMAE*	TASA DE INCREMENTO ANUAL
2021	B/.170.47	18.67%
2022	B/.189.60	11.23%
2023	B/.200.24	5.61%
2024	B/.208.12	3.94%
2025	B/.220.32	5.86%
2026	B/.226.41	2.76%
2027	B/.232.49	2.69%
2028	B/.238.57	2.62%
2029	B/.244.65	2.55%
2030	B/.250.73	2.49%
2031	B/.256.81	2.43%
2032	B/.262.90	2.37%
2033	B/.268.98	2.31%
2034	B/.275.06	2.26%
2035	B/.281.14	2.21%
2036	B/.287.22	2.16%
2037	B/.293.31	2.12%
2038	B/.299.39	2.07%
2039	B/.305.47	2.03%

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

2.85%



Incremento valor final vs inicial

52.55%

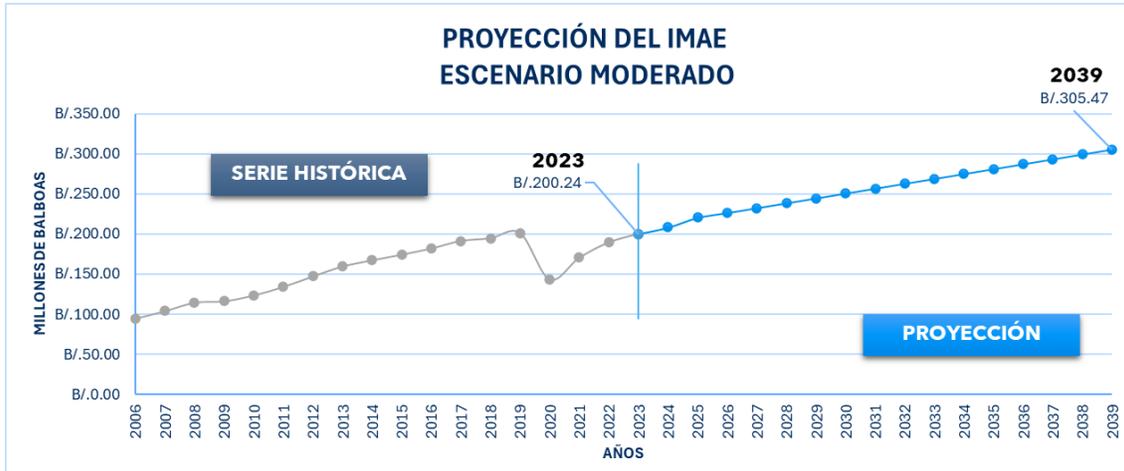


Gráfico 4. 10 Proyección del IMAE - Escenario Moderado, Bajo y Alto.

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 Mwh 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

- 2.93%

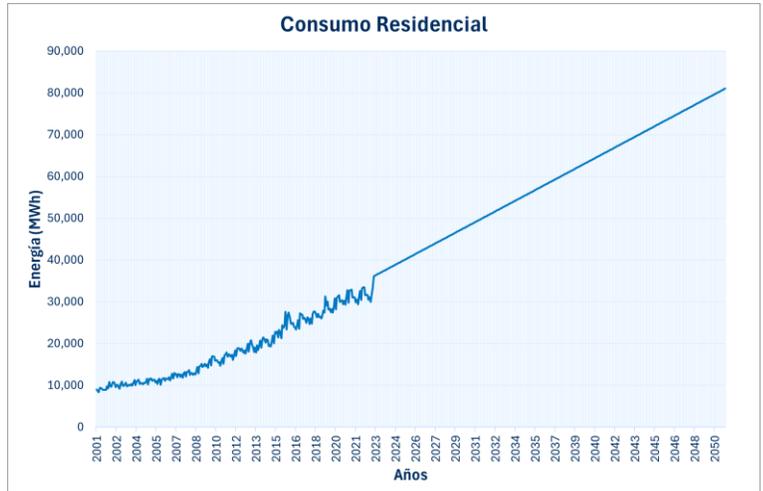


Gráfico 4. 11 Proyección EDECHI - Consumo Residencial.

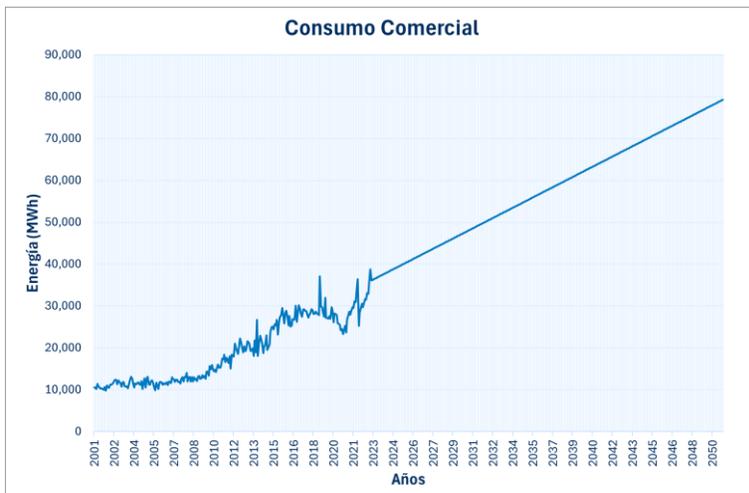


Gráfico 4. 12 Proyección EDECHI - Consumo Comercial.



CONSUMO COMERCIAL

MODELO MATEMÁTICO

- $CCOM = a + b x$

R^2

- 0.988

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 2.85%



CONSUMO INDUSTRIAL

MODELO MATEMÁTICO

• $CIND = a + b x$

R^2

• 0.01

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

• 1.73%

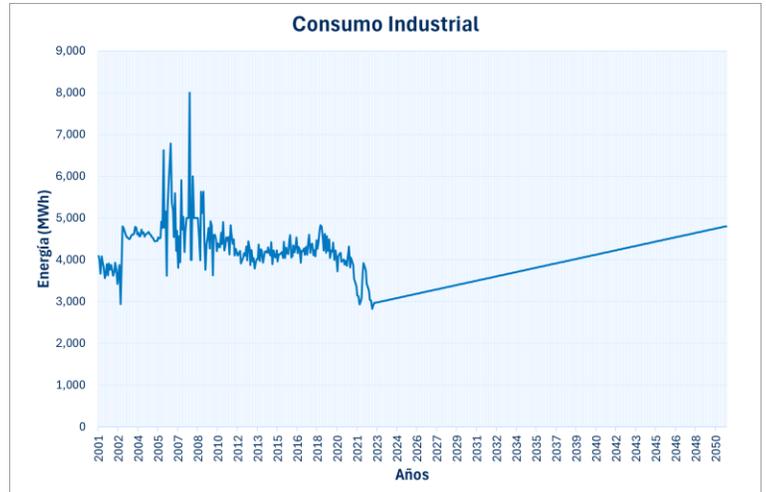


Gráfico 4. 13 Proyección EDECHI: Consumo Industrial

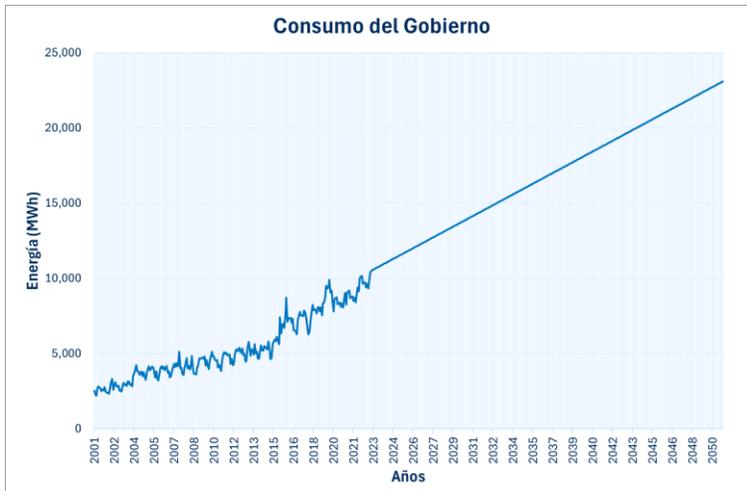


Gráfico 4. 14 Proyección EDECHI: Consumo de Gobierno.



CONSUMO DE GOBIERNO

MODELO MATEMÁTICO

• $CGOB = a + b x$

R^2

• 0.989

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

• 2.85%



CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO

MODELO MATEMÁTICO

- $CALP = a + b x$

R^2

- 0.987

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 2.65%

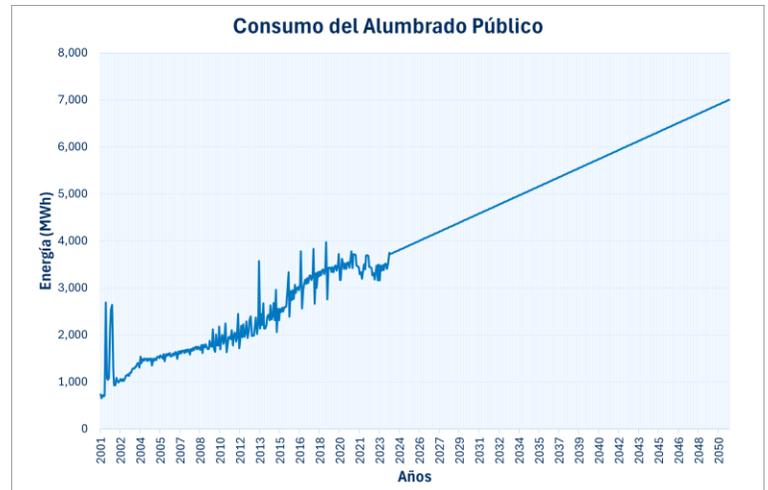


Gráfico 4. 15 Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado Público

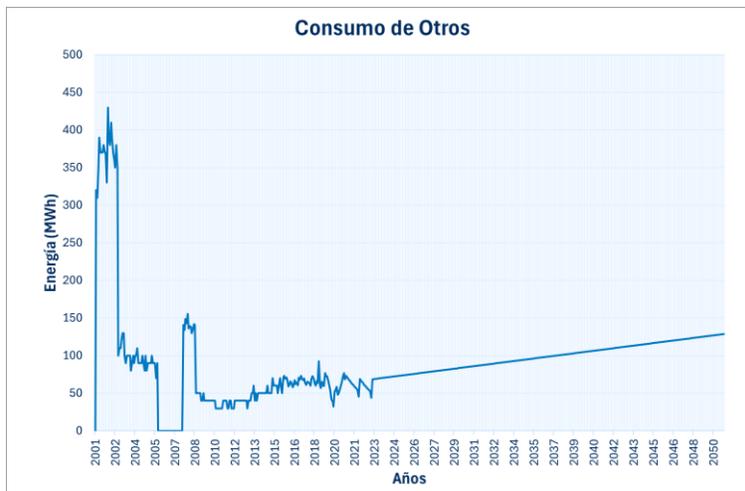


Gráfico 4. 16 Proyección EDECHI: Consumo Otros



CONSUMO OTROS

MODELO MATEMÁTICO

- $COTR = a + b x$

R^2

- 0.004

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 2.28%



TARIFA MEDIA

MODELO MATEMÁTICO

- $TMEDR = a + b \times \log(PIBt)$

R²

- 0.03

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -0.86%

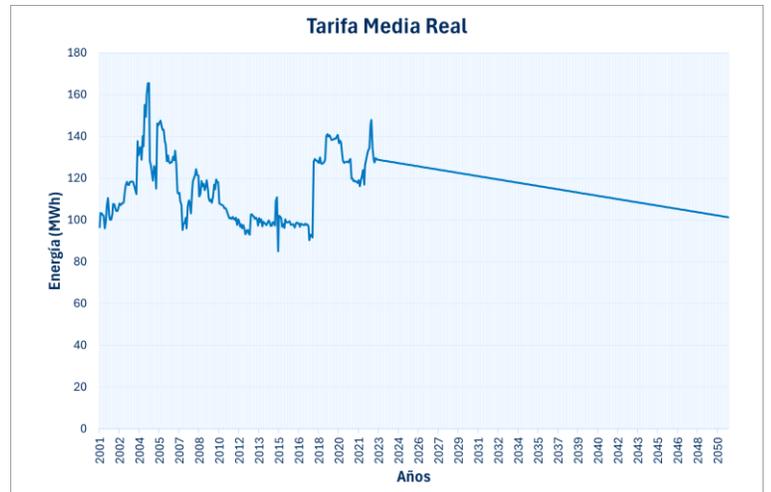


Gráfico 4. 17 Proyección EDECHI: Tarifa Media Real.



PÉRDIDAS TÉCNICAS

MODELO MATEMÁTICO

- $PER = a + b \times TEMP$

R²

- 0.54

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 6.42%

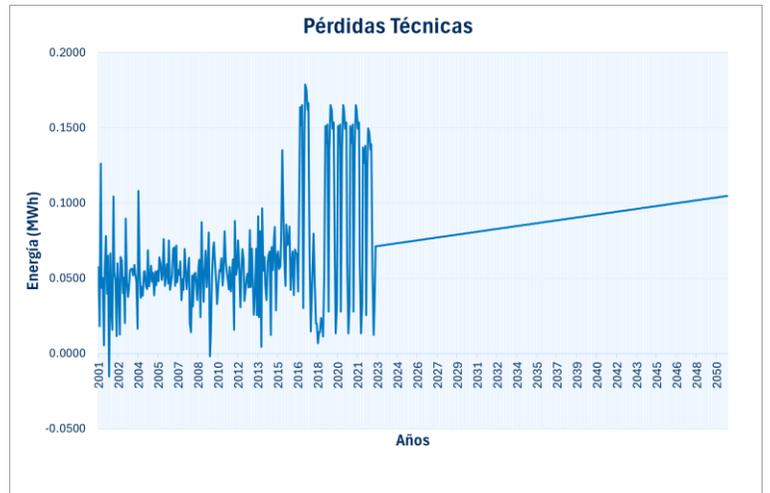


Gráfico 4. 18 Proyección EDECHI: Pérdidas Técnicas.



PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

MODELO MATEMÁTICO

- $PER = a + b \times TEMP$

R²

- 0.08

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 3.43%

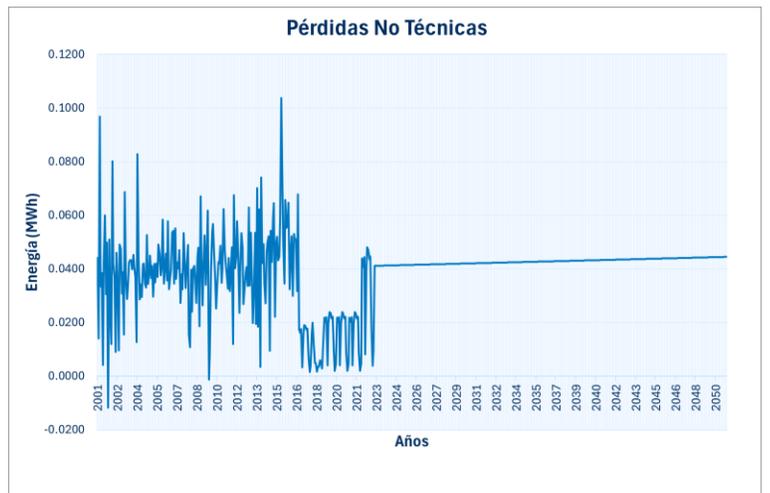


Gráfico 4. 19 Proyección EDECHI: Pérdidas no Técnicas.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro - Oeste, S.A. (EDEMET)



CONSUMO RESIDENCIAL

MODELO MATEMÁTICO

- $CRES = a + b \times x$

R^2

- 0.993

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 2.71%

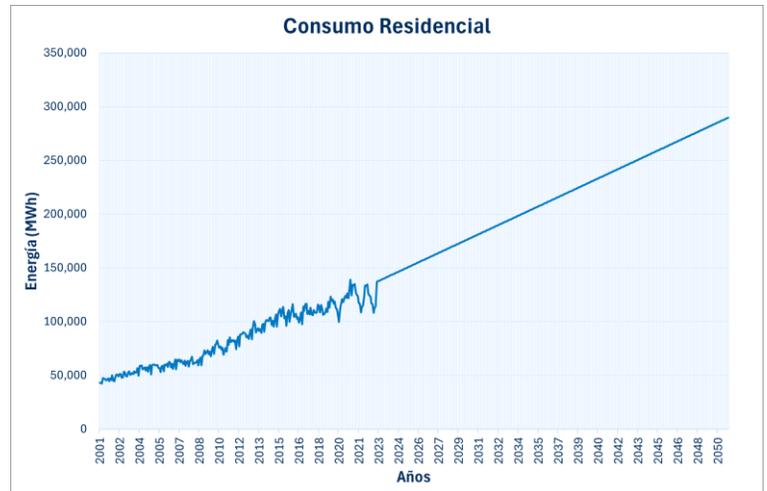


Gráfico 4. 20 Proyección EDEMET: Consumo Residencial

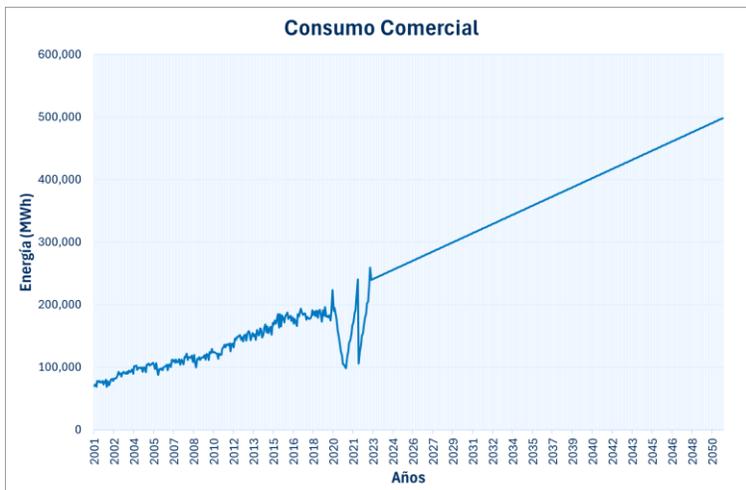


Gráfico 4. 21 Proyección EDEMET: Consumo Comercial.



CONSUMO COMERCIAL

MODELO MATEMÁTICO

- $CCOM = a + b \times x$

R^2

- 0.974

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 2.65%



CONSUMO INDUSTRIAL

MODELO MATEMÁTICO

• $CIND = a + b x$

R^2

• 0.188

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

• 0.93%

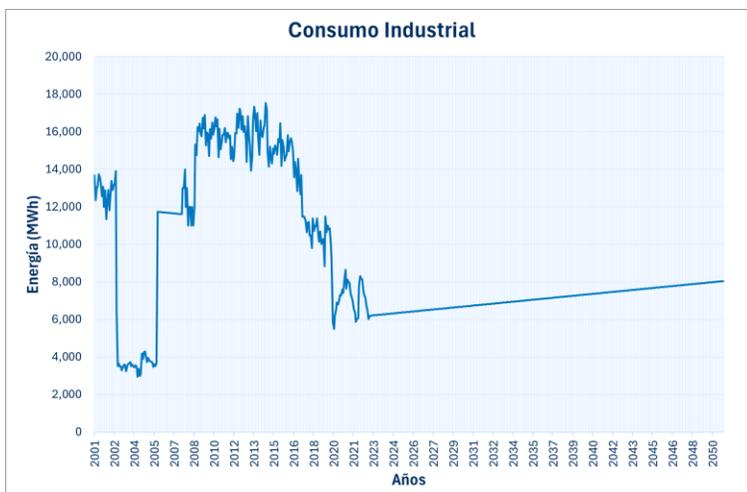


Gráfico 4. 22 Proyección EDEMET: Consumo Industrial

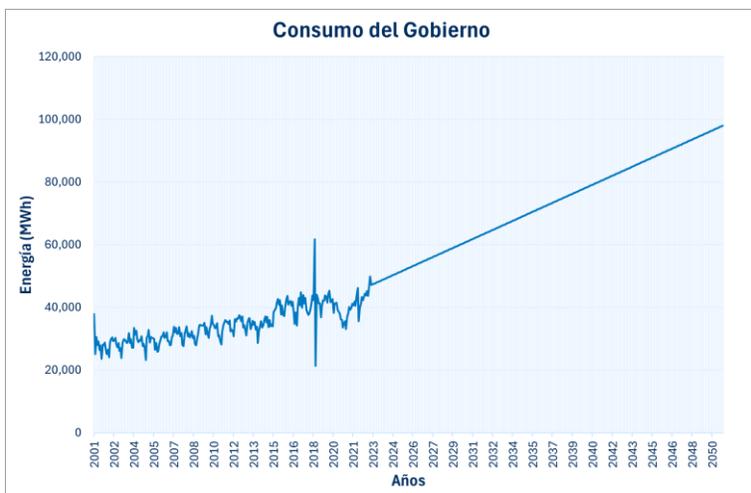


Gráfico 4. 23 Proyección EDEMET: Consumo De Gobierno.



CONSUMO DE GOBIERNO

MODELO MATEMÁTICO

• $CGOB = a + b x$

R^2

• 0.962

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

• 2.65%

CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO

MODELO MATEMÁTICO

- $CALP = a + b x$

R²

- 0.986

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 2.63%

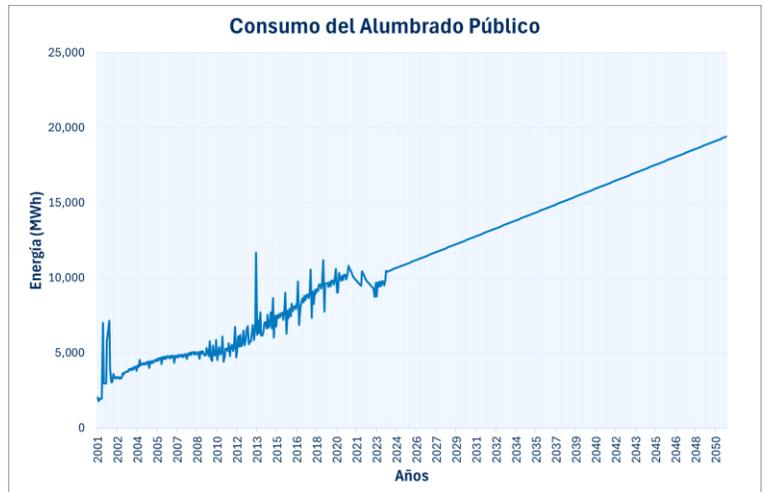


Gráfico 4. 24 Proyección EDEMET: Consumo Alumbrado Público.

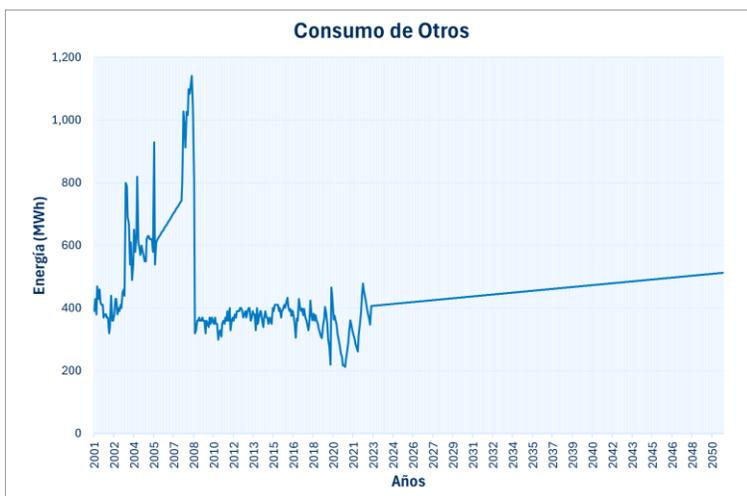


Gráfico 4. 25 Proyección EDEMET: Consumo Otros.

CONSUMO OTROS

MODELO MATEMÁTICO

- $COTR = a + b x$

R²

- 0.001

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 0.83%



TARIFA MEDIA REAL

MODELO MATEMÁTICO

- $TMEDR = a + b x$

R^2

- 0.163

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -0.32%

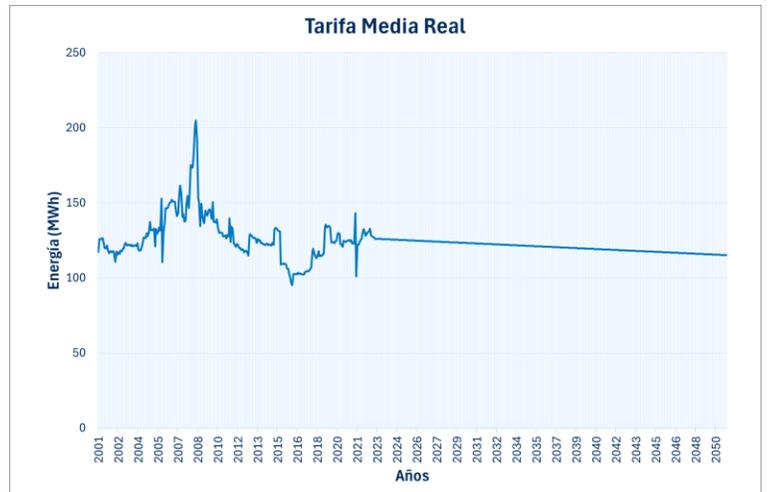


Gráfico 4. 26 Proyección EDEMET: Tarifa Media Real.



PÉRDIDAS TÉCNICAS

MODELO MATEMÁTICO

- $PER = a + b \times TEMP$

R²

- 0.70

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 1.44%

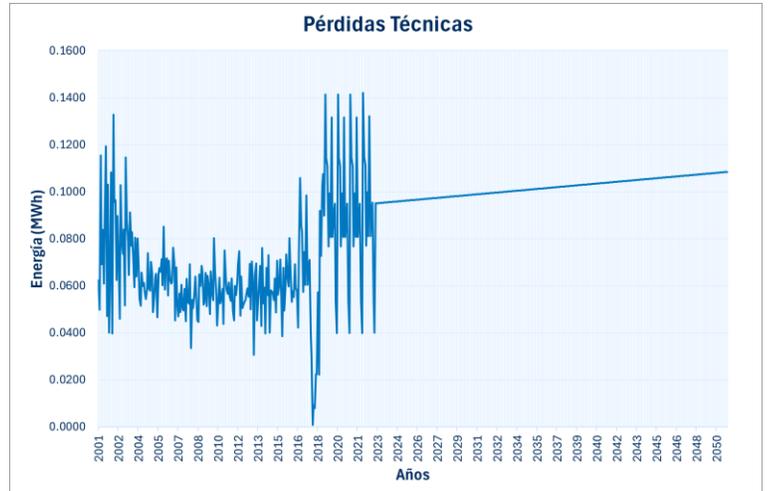


Gráfico 4. 27 Proyección EDEMET: Pérdidas Técnicas.



PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

MODELO MATEMÁTICO

- $PER = a + b \times TEMP$

R²

- 0.16

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 0.12%

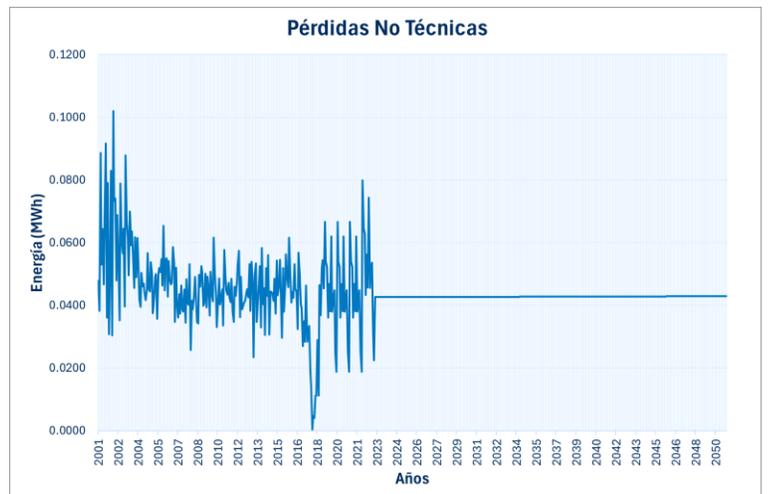


Gráfico 4. 28 Proyección EDEMET: Pérdidas no Técnicas.

Elektra Noreste, S.A. (ENSA)



CONSUMO RESIDENCIAL

MODELO MATEMÁTICO

- $CRES = a + b x$

R^2

- 0.986

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 3.19%

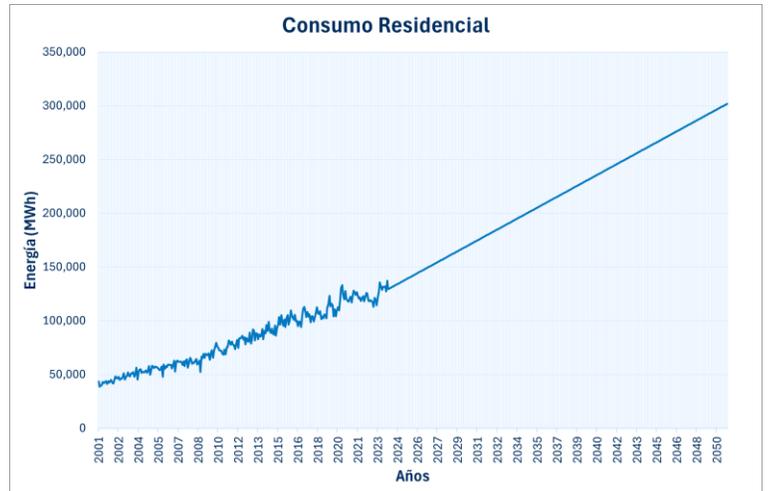


Gráfico 4. 29 Proyección ENSA: Consumo Residencial.

Consumo Comercial

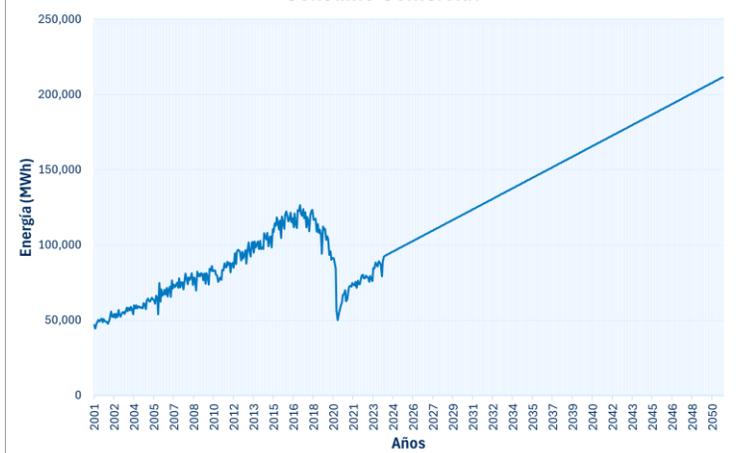


Gráfico 4. 30 Proyección ENSA: Consumo Comercial



CONSUMO COMERCIAL

MODELO MATEMÁTICO

- $CCOM = a + b x$

R^2

- 0.888

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 3.43%



CONSUMO INDUSTRIAL

MODELO MATEMÁTICO

• $CIND = a + b x$

R^2

• 0.580

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

• 2.98%

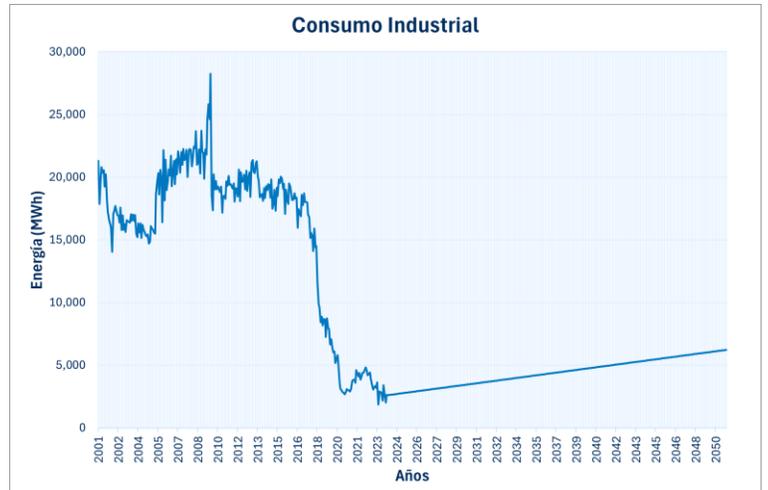


Gráfico 4. 31 Proyección ENSA: Consumo Industrial.

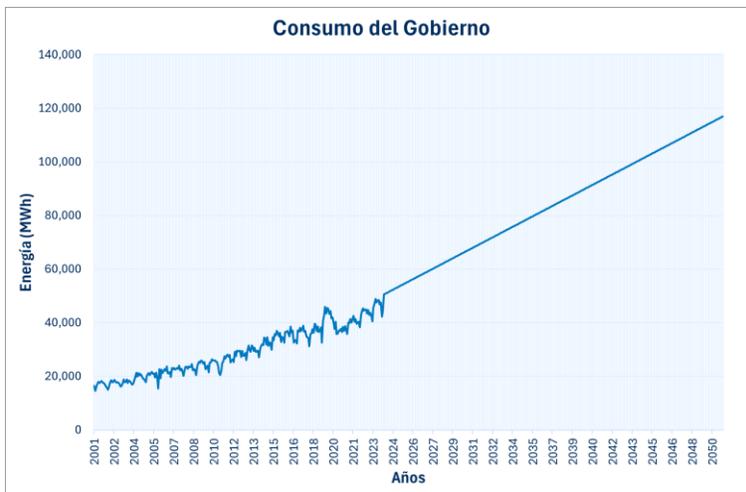


Gráfico 4. 32 Proyección ENSA: Consumo de Gobierno.



CONSUMO DE GOBIERNO

MODELO MATEMÁTICO

• $CGOB = a + b x$

R^2

• 0.980

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

• 3.51%



CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO

MODELO MATEMÁTICO

• $CALP = a + b x$

R^2

• 0.985

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

• 3.32%

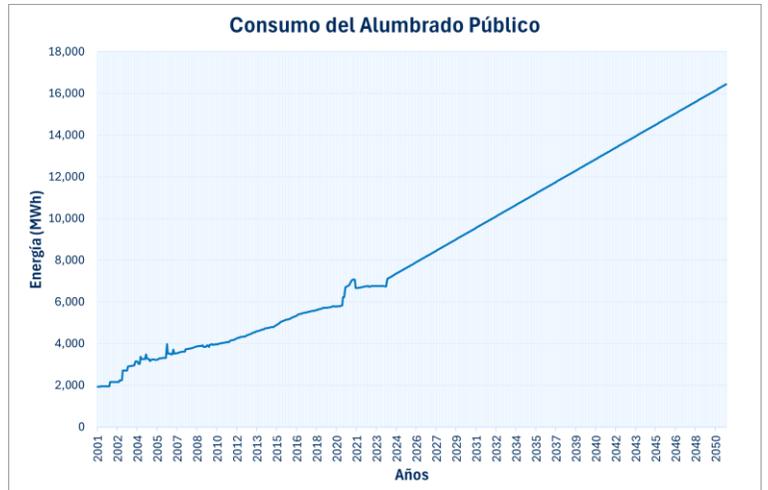


Gráfico 4. 33 Proyección ENSA: Consumo Alumbrado Público.

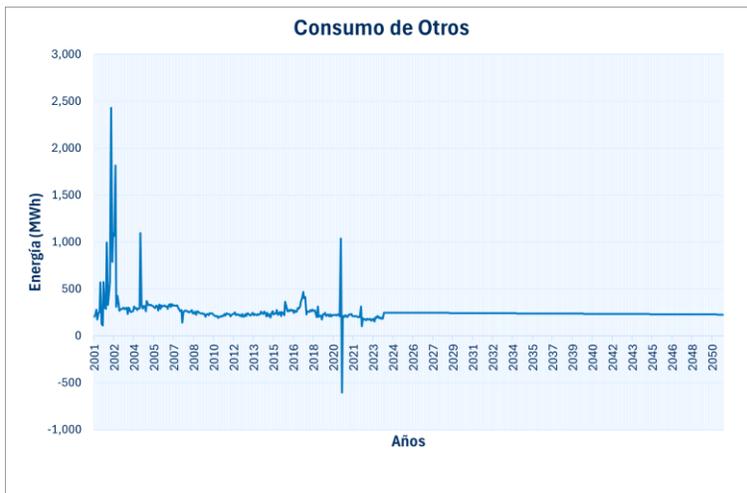


Gráfico 4. 34 Proyección ENSA: Consumo Otros.



CONSUMO OTROS

MODELO MATEMÁTICO

• $COTR = a + b x$

R^2

• 0.061

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

• 0.90%



TARIFA MEDIA

MODELO MATEMÁTICO

- $TMEDR = a + b x$

R^2

- 0.274

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- -0.37%

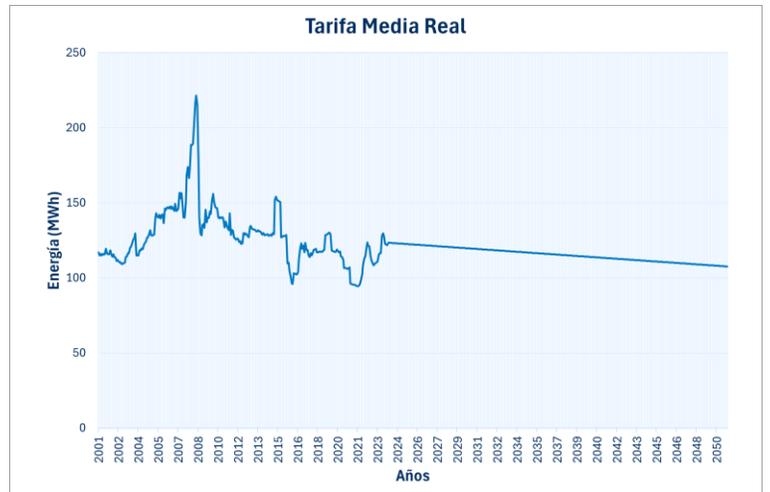


Gráfico 4. 35 Proyección ENSA: Tarifa Media Real.



PÉRDIDAS TÉCNICAS

MODELO MATEMÁTICO

- $PER = a + b \times TEMP$

R^2

- 0.15

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 1.60%

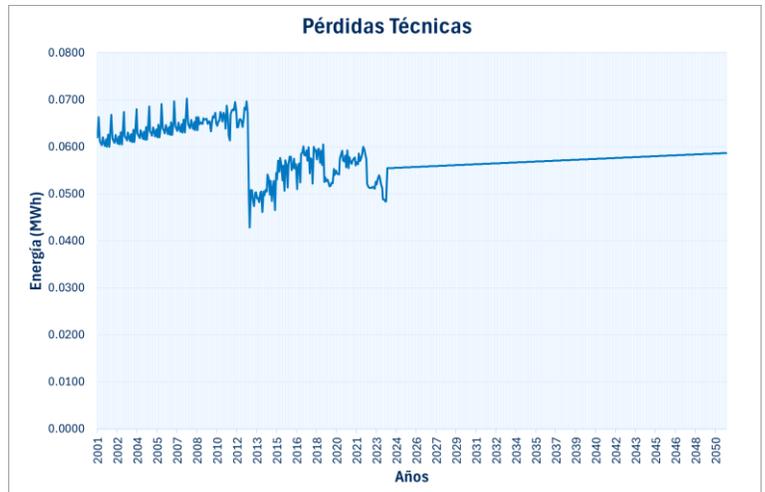


Gráfico 4. 36 Proyección ENSA: Pérdidas Técnicas.



PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

MODELO MATEMÁTICO

- $PER = a + b \times TEMP$

R^2

- 0.42

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

- 0.02%

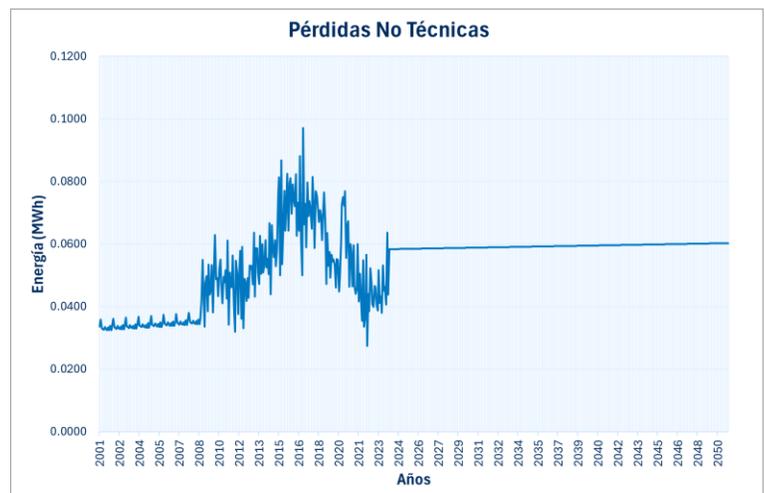


Gráfico 4. 37 Proyección ENSA: Pérdidas No Técnicas.

GRANDES CLIENTES

Para la proyección de la demanda se toma en cuenta el consumo MWh y el porcentaje pérdidas de los llamados "Grandes Clientes". Estos son clientes que se conectan directamente a la Red de Alta Tensión ya que su nivel de voltaje se encuentra por encima de 115 KV.

Los Grandes Clientes tomados en cuenta para las proyecciones son:

ARGOS PANAMÁ S.A.

CEMENTO BAYANO S.A. (CEMEX)

CERVECERÍA NACIONAL

MANZANILLO INTERNATIONAL TERMINAL S.A.

METRO DE PANAMÁ

- Los Andes
- 5 de Mayo

PETRO TERMINAL DE PANAMÁ

- Chiriquí Grande
- Rambala A
- Rambala B

PH TOC

PLANTA POTABILIZADORA MENDOZA



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 los 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.

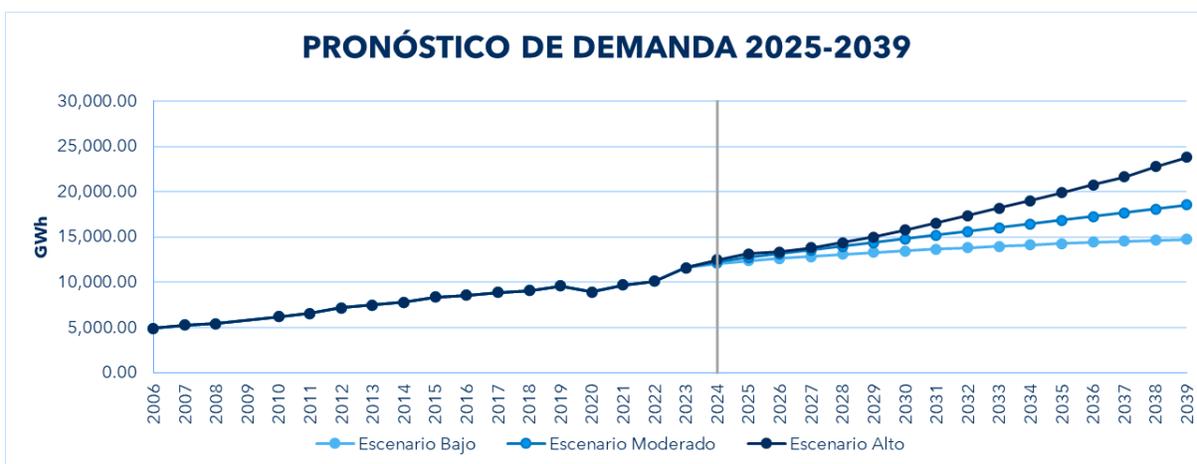


Gráfico 5. 1 Proyección de la demanda total de Panamá - Tres escenarios.

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

PRONÓSTICOS DE LA GENERACIÓN Y POTENCIA															
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTECONECTADO NACIONAL															
2025 - 2039															
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
2025	12,403.26		1,833.50		0.7722	12,726.88		1,895.55		0.7396	13,166.87		1,915.22		0.7375
2026	12,640.07	1.91%	1,896.90	3.46%	0.7607	13,141.32	3.26%	1,983.56	4.64%	0.7300	13,373.33	1.57%	2,018.35	5.38%	0.7274
2027	12,866.35	1.79%	1,959.68	3.31%	0.7495	13,555.75	3.15%	2,072.98	4.51%	0.7203	13,805.48	3.23%	2,130.40	5.55%	0.7177
2028	13,082.08	1.68%	2,021.82	3.17%	0.7386	13,970.19	3.06%	2,163.85	4.38%	0.7077	14,365.51	4.06%	2,252.75	5.74%	0.7048
2029	13,287.28	1.57%	2,083.31	3.04%	0.7281	14,384.62	2.97%	2,256.20	4.27%	0.7009	15,022.89	4.58%	2,385.83	5.91%	0.6977
2030	13,481.94	1.47%	2,144.12	2.92%	0.7178	14,799.05	2.88%	2,350.06	4.16%	0.6900	15,756.98	4.89%	2,528.71	5.99%	0.6867
2031	13,666.06	1.37%	2,204.24	2.80%	0.7077	15,213.49	2.80%	2,445.48	4.06%	0.6865	16,545.06	5.00%	2,678.99	5.94%	0.6830
2032	13,839.64	1.27%	2,263.66	2.70%	0.6979	15,627.92	2.72%	2,542.49	3.97%	0.6870	17,360.94	4.93%	2,833.10	5.75%	0.6832
2033	14,002.68	1.18%	2,322.35	2.59%	0.6883	16,042.36	2.65%	2,641.14	3.88%	0.6900	18,190.65	4.78%	2,989.14	5.51%	0.6863
2034	14,155.19	1.09%	2,380.30	2.50%	0.6789	16,456.79	2.58%	2,741.46	3.80%	0.6899	19,038.22	4.66%	3,147.99	5.31%	0.6860
2035	14,297.16	1.00%	2,437.48	2.40%	0.6696	16,871.22	2.52%	2,843.50	3.72%	0.6813	19,897.85	4.52%	3,308.86	5.11%	0.6771
2036	14,428.58	0.92%	2,493.89	2.31%	0.6605	17,285.66	2.46%	2,947.31	3.65%	0.6807	20,770.82	4.39%	3,472.08	4.93%	0.6764
2037	14,549.47	0.84%	2,549.49	2.23%	0.6515	17,700.09	2.40%	3,052.92	3.58%	0.6840	21,657.09	4.27%	3,637.71	4.77%	0.6796
2038	14,659.83	0.76%	2,604.27	2.15%	0.6426	18,114.52	2.34%	3,160.39	3.52%	0.6747	22,748.39	5.04%	3,838.17	5.51%	0.6703
2039	14,759.64	0.68%	2,658.21	2.07%	0.6338	18,528.96	2.29%	3,269.77	3.46%	0.6809	23,780.80	4.54%	4,029.21	4.98%	0.6762

Como se observa en la Tabla 5. 1, para el año 2039 la demanda alcanzará un valor de 14,759.64 GWh, 18,528.96 GWh y 23,780.80 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 (2025-2028) son de 1.29% para el escenario bajo, 2.75% para el escenario medio y 4.30% para el escenario alto.

Tabla 5. 2 Tasa Anual Acumulativa.

TASA DE CRECIMIENTO Δ%GWh			
ANÁLISIS	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO MEDIO	ESCENARIO ALTO
Plazo completo (2025-2039)	1.29%	2.75%	4.30%
Corto Plazo (2025-2028)	1.79%	3.16%	2.95%
Largo Plazo (2029-2039)	1.06%	2.56%	4.70%

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.

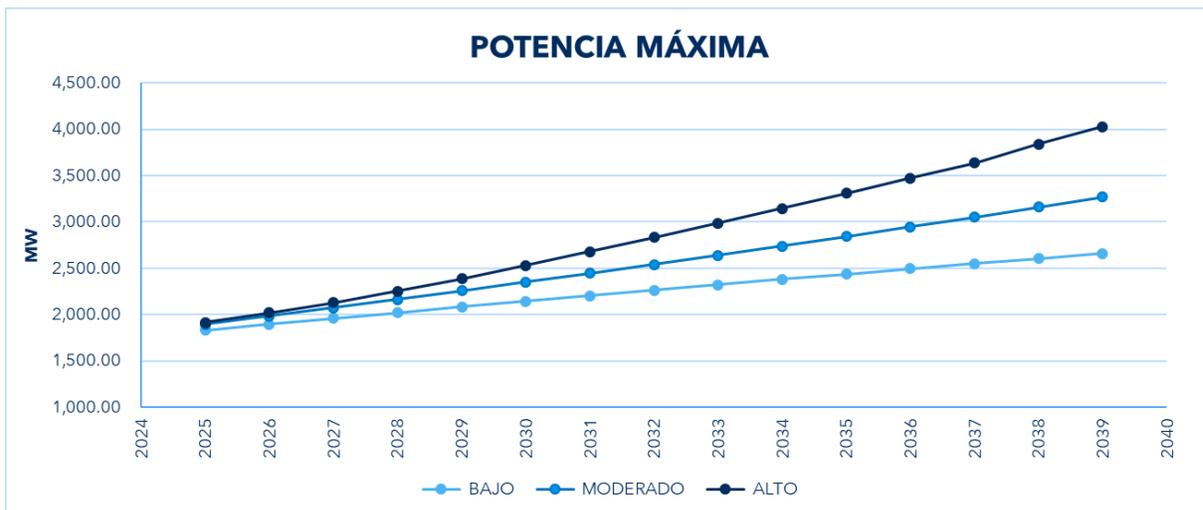


Gráfico 5. 2 Proyección de la potencia máxima anual.

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															
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTECONECTADO NACIONAL															
2025 - 2039															
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
2025	13,228.23		1,922.57		0.7854	13,567.76		1,986.45		0.7396	13,991.84		2,004.30		0.7375
2026	13,465.04	1.79%	1,985.98	3.30%	0.7740	13,998.13	3.17%	2,076.27	4.52%	0.7300	14,198.30	1.48%	2,107.43	5.15%	0.7274
2027	13,691.32	1.68%	2,048.76	3.16%	0.7629	14,428.49	3.07%	2,167.51	4.39%	0.7203	14,630.45	3.04%	2,219.48	5.32%	0.7177
2028	13,907.05	1.58%	2,110.90	3.03%	0.7521	14,858.86	2.98%	2,260.20	4.28%	0.7077	15,190.48	3.83%	2,341.83	5.51%	0.7048
2029	14,112.25	1.48%	2,172.39	2.91%	0.7416	15,289.23	2.90%	2,354.36	4.17%	0.7009	15,847.86	4.33%	2,474.90	5.68%	0.6977
2030	14,306.91	1.38%	2,233.20	2.80%	0.7313	15,719.60	2.81%	2,450.05	4.06%	0.6900	16,581.95	4.63%	2,617.79	5.77%	0.6867
2031	14,491.03	1.29%	2,293.32	2.69%	0.7213	16,149.97	2.74%	2,547.28	3.97%	0.6865	17,370.03	4.75%	2,768.07	5.74%	0.6830
2032	14,664.61	1.20%	2,352.74	2.59%	0.7115	16,580.33	2.66%	2,646.12	3.88%	0.6870	18,185.91	4.70%	2,922.18	5.57%	0.6832
2033	14,827.66	1.11%	2,411.43	2.49%	0.7019	17,010.70	2.60%	2,746.58	3.80%	0.6900	19,015.62	4.56%	3,078.21	5.34%	0.6863
2034	14,980.16	1.03%	2,469.38	2.40%	0.6925	17,441.07	2.53%	2,848.72	3.72%	0.6899	19,863.19	4.46%	3,237.07	5.16%	0.6860
2035	15,122.13	0.95%	2,526.56	2.32%	0.6832	17,871.44	2.47%	2,952.58	3.65%	0.6813	20,722.82	4.33%	3,397.94	4.97%	0.6771
2036	15,253.56	0.87%	2,582.97	2.23%	0.6741	18,301.81	2.41%	3,058.21	3.58%	0.6807	21,595.79	4.21%	3,561.15	4.80%	0.6764
2037	15,374.45	0.79%	2,638.57	2.15%	0.6652	18,732.17	2.35%	3,165.64	3.51%	0.6840	22,482.06	4.10%	3,726.79	4.65%	0.6796
2038	15,484.80	0.72%	2,693.35	2.08%	0.6563	19,162.54	2.30%	3,274.93	3.45%	0.6747	23,573.36	4.85%	3,927.25	5.38%	0.6703
2039	15,584.61	0.64%	2,747.28	2.00%	0.6476	19,592.91	2.25%	3,386.13	3.40%	0.6809	24,605.77	4.38%	4,118.29	4.86%	0.6762

*Nota: El consumo de Minera Panamá considerado en esta proyección es de aproximadamente 16 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 son gráficos que muestran cómo varía la potencia máxima consumida a lo largo del tiempo. A continuación, se presentan las curvas típicas de demanda utilizadas por las distribuidoras eléctricas. Por defecto, estas curvas corresponden al día 30 de agosto de 2023, a menos que en algún otro contexto se indique una fecha diferente.

EDEMET

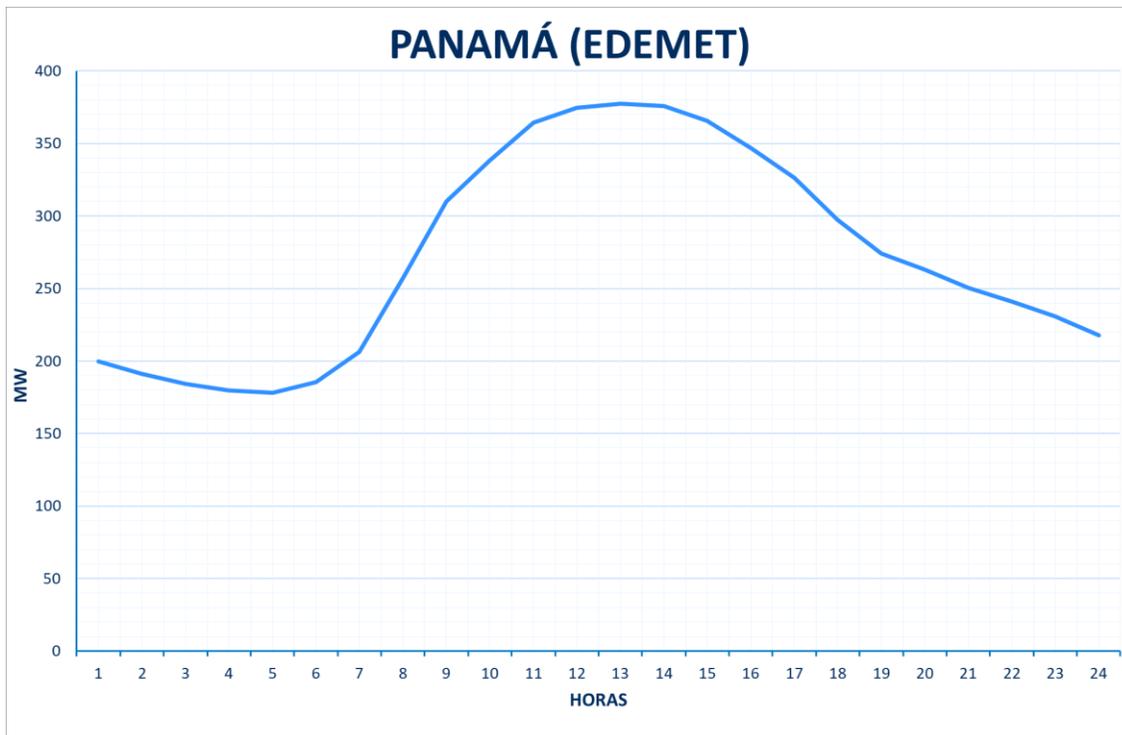


Gráfico 6. 1 Curva Típica de Carga - Panamá EDEMET.

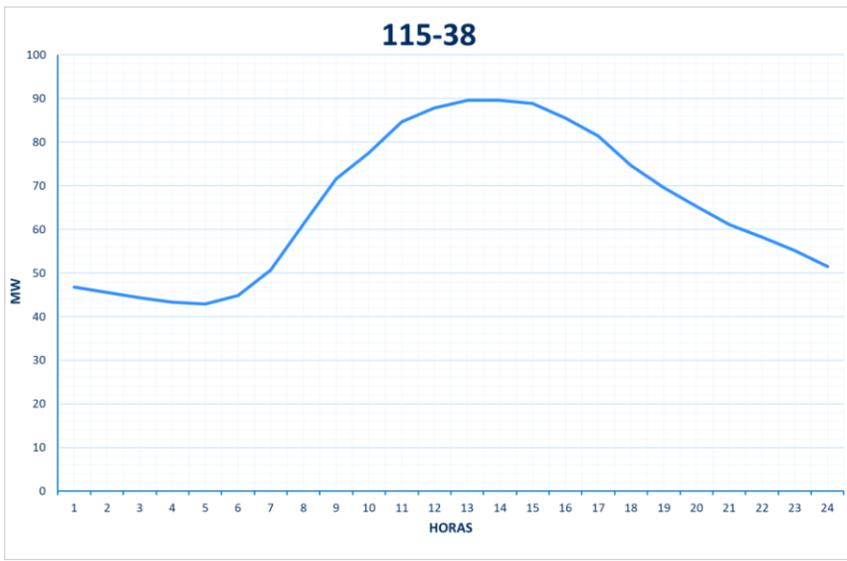


Gráfico 6. 2 Curva Típica de Carga Línea - 115-38

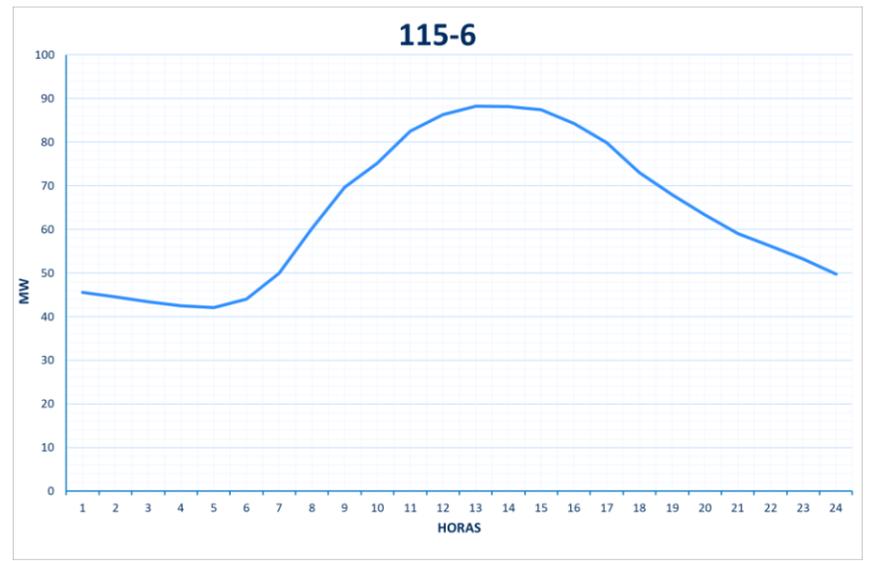


Gráfico 6. 5 Curva Típica de Carga Línea - 115-6

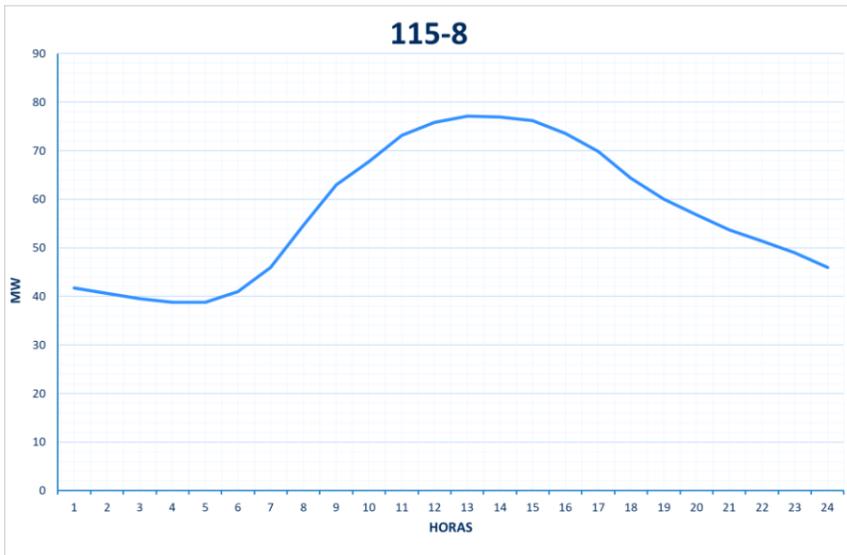


Gráfico 6. 3 Curva Típica de Carga Línea - 115-8



Gráfico 6. 6 Curva Típica de Carga - Llano Sánchez

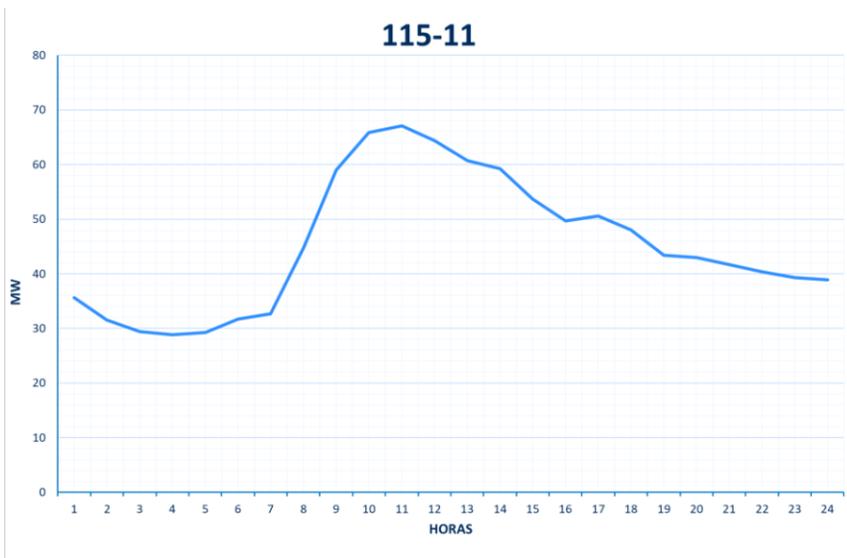


Gráfico 6. 4 Curva Típica de Carga Línea - 115-11



Gráfico 6. 7 Curva Típica de Carga - Chorrera

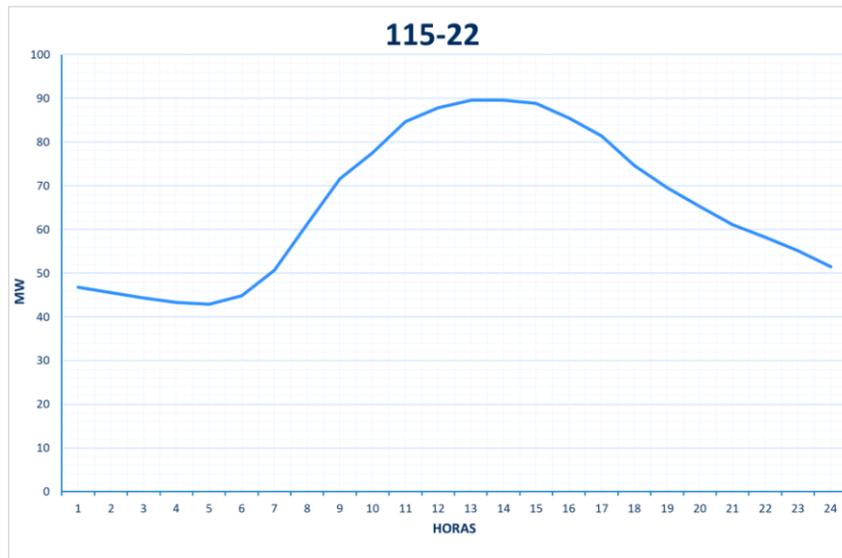


Gráfico 6. 8 Curva Típica de Carga Línea - 115-22

EDECHI

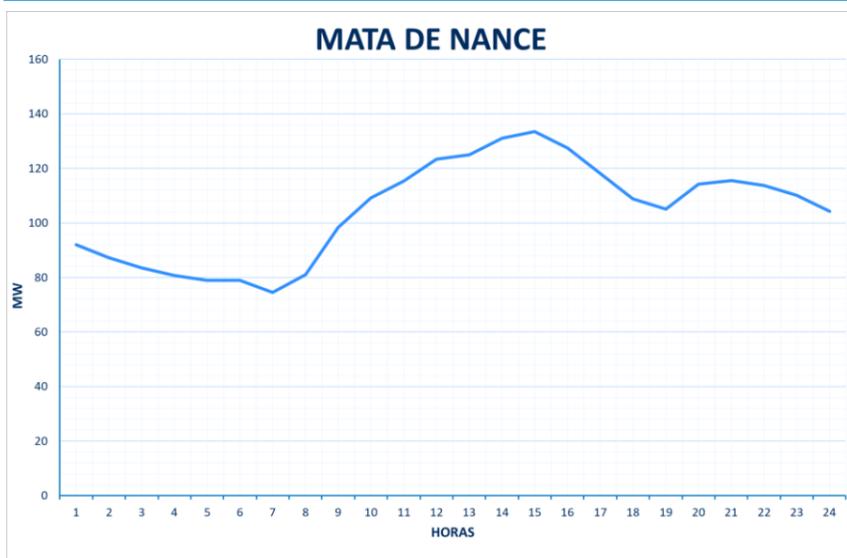


Gráfico 6. 9 Curva Típica de Carga - Mata de Nance



Gráfico 6. 10 Curva Típica de Carga - Changuinola



Gráfico 6. 11 Curva Típica de Carga - Progreso

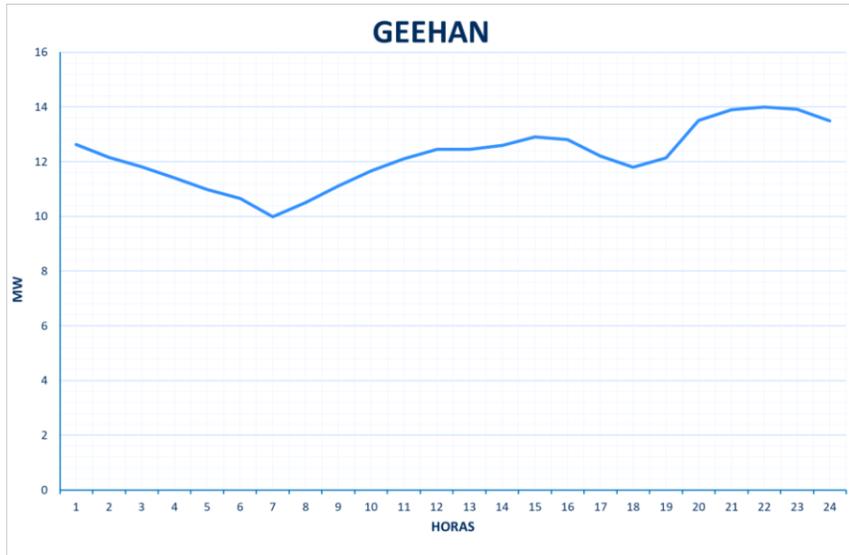


Gráfico 6.12 Curva Típica de Carga Línea - Gahan

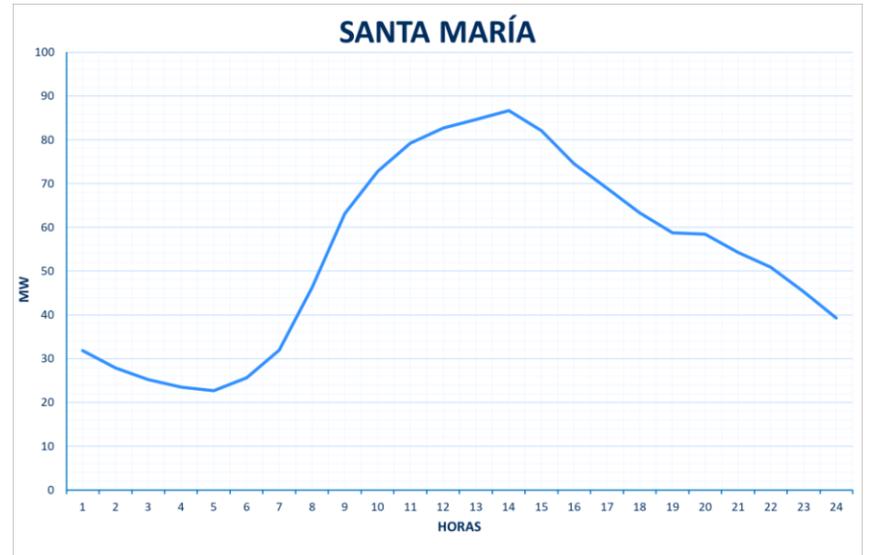


Gráfico 6.15 Curva Típica de Carga - Santa María



Gráfico 6.13 Curva Típica de Carga - 24 de diciembre

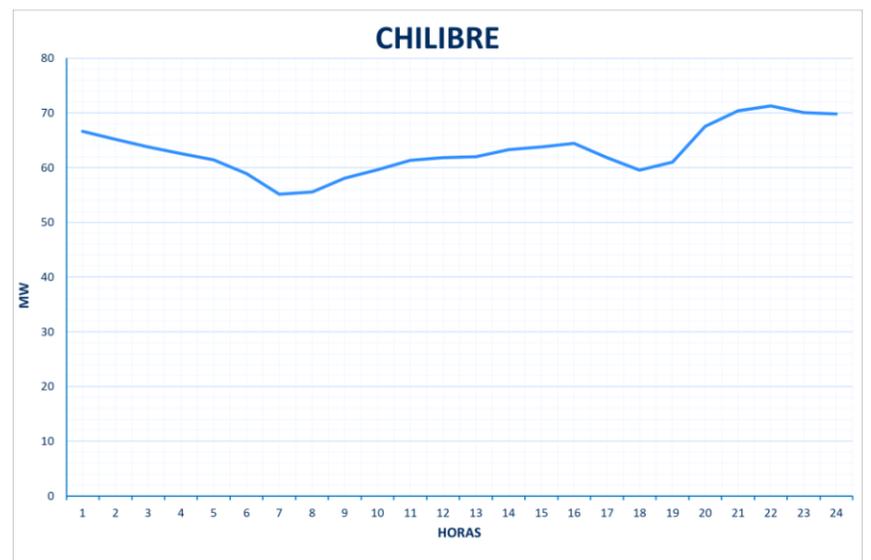


Gráfico 6.16 - Curva Típica de Carga - Chilibre



Gráfico 6.14 Curva Típica de Carga - Cerro Viento

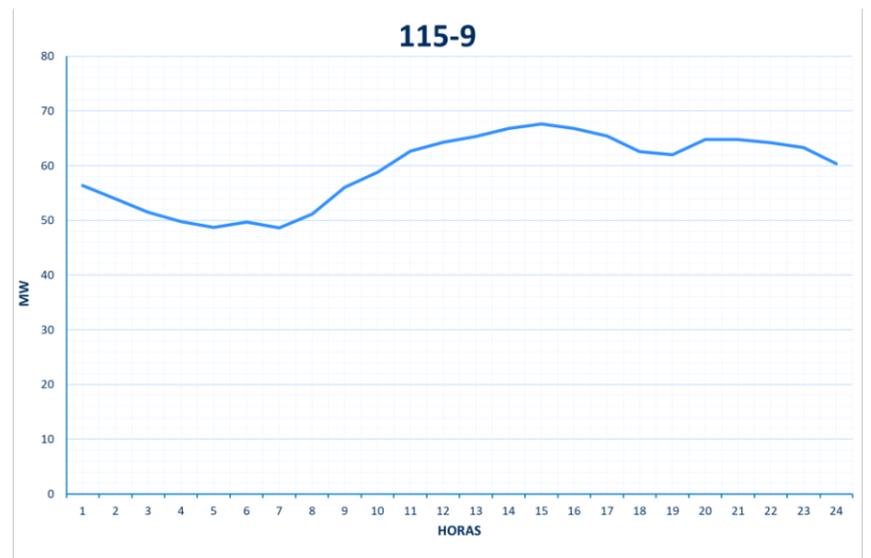


Gráfico 6.17 Curva Típica de Carga Línea - 115-9

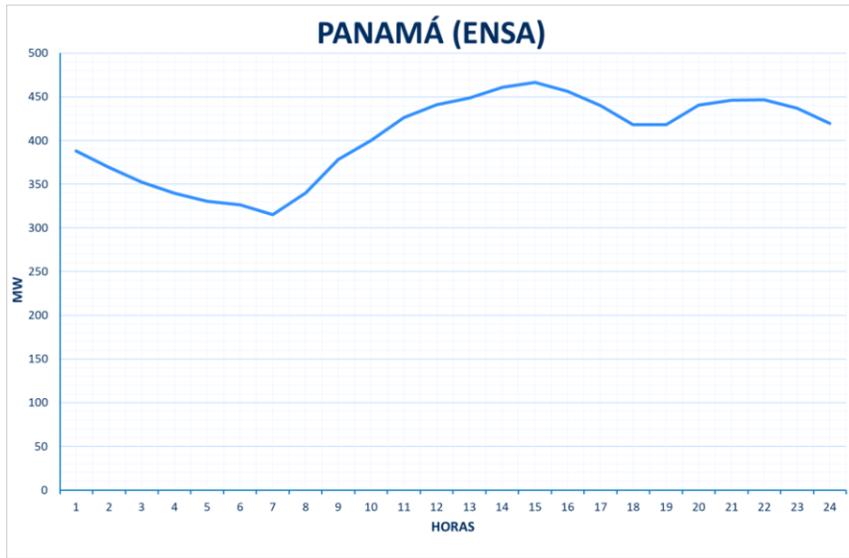


Gráfico 6. 18 Curva Típica de Carga - Panamá (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Santa María y S/E 24 de Diciembre).

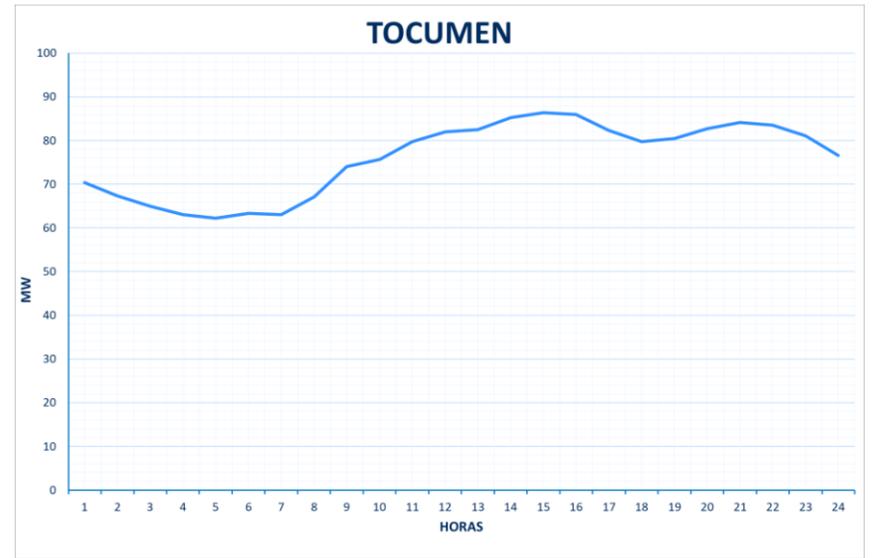


Gráfico 6. 19 Curva Típica de Carga - Tocumen

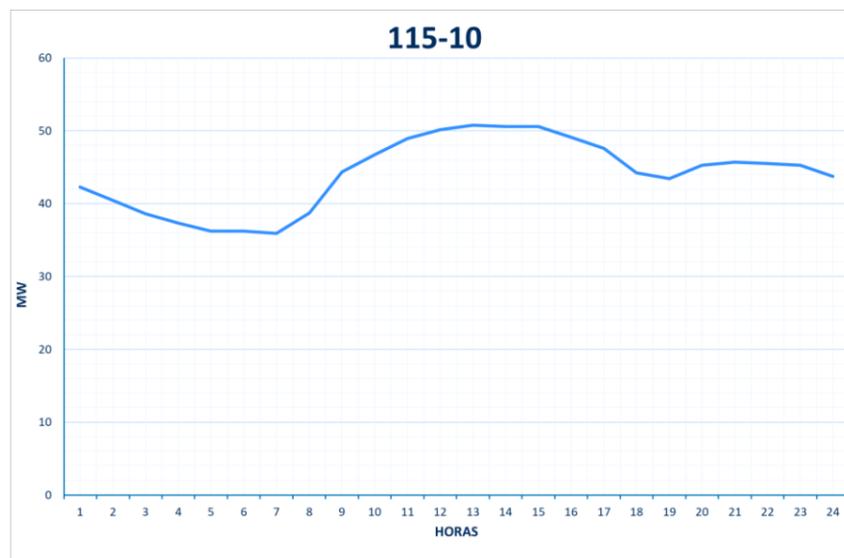


Gráfico 6. 20 Curva Típica de Carga - Línea 115-10

GRANDES CLIENTES

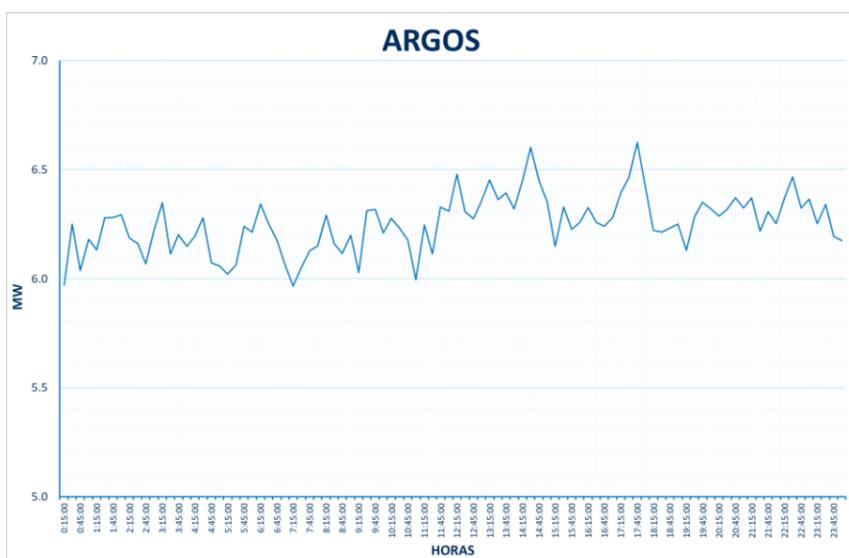


Gráfico 6. 21 Curva Típica de Carga - ARGOS

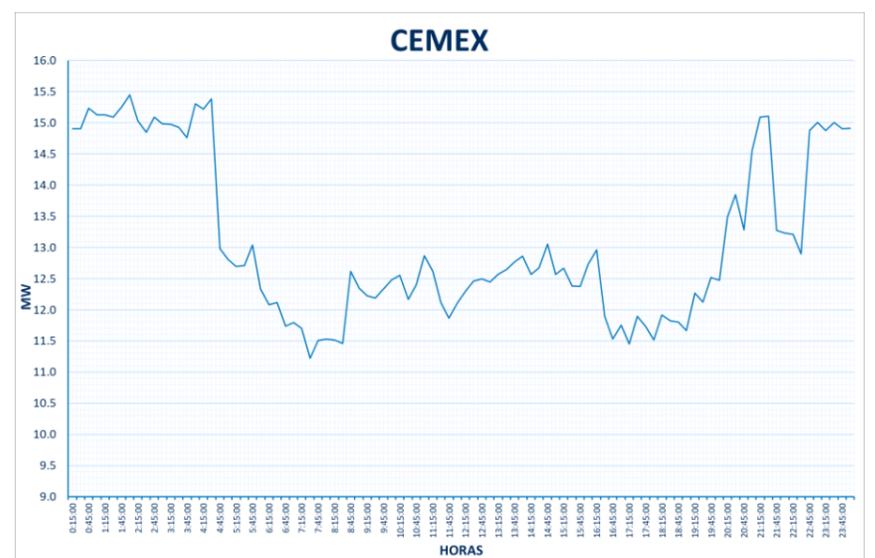


Gráfico 6. 22 Curva Típica de Carga - CEMEX



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 página se presenta la desagregación de la Demanda Máxima de Generación, por participante consumidor y por barra, para los años 2024 - 2038. Se utilizaron las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores.

En la Tabla 7. 1y la Tabla 7. 2 mostradas a continuación, se presentan los datos en forma de porcentajes. Estos se obtienen en base a la Carga Total de las Distribuidoras que se ubica en la parte superior de la tabla, incluyendo las pérdidas y loa consumos de ACP y Minera Panamá.

PRONÓSTICO MODERADO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
CARGA DE LAS DISTRIBUIDORAS (MW)	1,808.92	1,895.55	1,983.56	2,072.98	2,163.85	2,256.20	2,350.06	2,445.48	2,542.49	2,641.14	2,741.46	2,843.50	2,947.31	3,052.92	3,160.39
CARGA DE LAS DISTRIBUIDORAS + MINERA + ACP + PÉRDIDAS	1,898.00	1,986.45	2,076.27	2,167.51	2,260.20	2,354.36	2,450.05	2,547.28	2,646.12	2,746.58	2,848.72	2,952.58	3,058.21	3,165.64	3,274.93

ENSA	COD.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Tocumen	TOC	5.50%	5.62%	5.64%	5.72%	5.37%	5.28%	5.40%	5.33%	5.26%	5.13%	5.03%	4.97%	4.90%	4.79%	4.79%
Cerro Viento	CVI	5.44%	5.49%	5.46%	5.53%	5.42%	5.33%	5.33%	5.27%	5.23%	5.10%	5.00%	4.95%	4.87%	4.77%	4.76%
Llano Bonito	LBO13	1.72%	1.81%	1.87%	1.97%	2.06%	2.09%	2.17%	2.22%	2.28%	2.30%	2.33%	2.38%	2.42%	2.44%	2.50%
Santa María	SMA	3.68%	3.77%	3.77%	3.86%	3.96%	3.96%	4.03%	4.05%	4.07%	4.05%	4.04%	4.06%	4.04%	4.00%	4.02%
Monte Oscuro	MOS	3.65%	3.64%	3.59%	3.61%	3.62%	3.55%	3.52%	3.48%	3.44%	3.35%	3.29%	3.25%	3.20%	3.13%	3.13%
Tinajitas	TIN	3.44%	3.43%	3.39%	3.42%	3.34%	3.26%	3.24%	3.19%	3.15%	3.07%	3.01%	2.97%	2.92%	2.86%	2.85%
Geehan	GEE13	1.35%	1.42%	1.49%	1.54%	1.59%	1.60%	1.63%	1.64%	1.64%	1.63%	1.62%	1.63%	1.62%	1.60%	1.61%
Chilibre(Incluye el IDAAN)	CHI115	2.60%	2.64%	2.65%	2.71%	2.77%	2.76%	2.79%	2.80%	2.81%	2.79%	2.77%	2.78%	2.78%	2.76%	2.80%
Calzada Larga	CLA13.8	0.66%	0.67%	0.67%	0.68%	0.69%	0.68%	0.69%	0.69%	0.68%	0.67%	0.66%	0.66%	0.65%	0.64%	0.64%
France Field	FF13.8	3.93%	4.07%	4.42%	4.54%	4.65%	4.65%	4.71%	4.73%	3.98%	3.95%	3.93%	3.95%	3.95%	3.93%	3.98%
Bahía Las Minas	L.M.13B	1.27%	1.29%	1.30%	1.33%	1.36%	1.36%	1.37%	1.38%	1.39%	1.38%	1.37%	1.38%	1.38%	1.37%	1.39%
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	1.37%	1.40%	1.40%	1.31%	1.32%	1.30%	1.29%	1.30%	1.29%	1.27%	1.25%	1.24%	1.22%	1.20%	1.21%
24 de Diciembre	24DIC13	3.15%	3.24%	3.29%	3.42%	3.51%	3.48%	3.49%	3.48%	3.48%	3.43%	3.40%	3.40%	3.38%	3.34%	3.38%
Nueva S/E Costa del Este	CDE	2.65%	2.72%	2.75%	2.83%	2.89%	2.89%	2.90%	2.89%	2.88%	2.83%	2.80%	2.79%	2.78%	2.74%	2.76%
Nueva S/E Gonzalillo	GON13.8	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.32%	1.44%	1.53%	1.55%	1.56%	1.57%	1.60%	1.62%	1.63%	1.67%
Nueva S/E Cativá	CAT513	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.78%	0.78%	0.79%	0.80%	0.80%	0.81%
Nueva S/E Santa Rita	STR13	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%
TOTAL ENSA		40.43%	41.22%	41.70%	42.47%	42.56%	43.53%	44.00%	43.97%	43.15%	43.29%	42.87%	42.80%	42.51%	41.98%	42.29%

EDEMET	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Llano Sánchez 115 KV - Pocri	LSA115-14	2.09%	2.10%	1.85%	1.87%	1.90%	1.89%	1.90%	1.90%	1.89%	1.89%	1.90%	1.90%	1.90%	1.93%
Llano Sánchez 115 KV - Arena	LSA115-13	4.04%	4.05%	3.56%	3.61%	3.66%	3.64%	3.66%	3.67%	3.67%	3.65%	3.64%	3.67%	3.68%	3.73%
Llano Sánchez 115 KV - Santiago	LSA115-27	3.82%	3.83%	3.36%	3.41%	3.47%	3.44%	3.46%	3.47%	3.47%	3.45%	3.44%	3.47%	3.47%	3.53%
Llano Sánchez 34.5 KV - Divisa	LSA34	0.37%	0.38%	0.33%	0.33%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.35%
El Higo	EHIG34	2.27%	2.28%	2.27%	2.30%	2.34%	2.32%	2.33%	2.34%	2.34%	2.32%	2.33%	2.34%	2.32%	2.37%
El Coco	PEN2	1.21%	1.22%	1.21%	1.23%	1.25%	1.24%	1.25%	1.25%	1.25%	1.25%	1.24%	1.25%	1.26%	1.27%
Chorrera	CHO34	6.28%	6.30%	6.29%	6.37%	6.47%	6.43%	6.46%	6.47%	6.47%	6.42%	6.41%	6.46%	6.47%	6.43%
San Francisco	SFR	5.71%	5.73%	5.72%	5.80%	5.89%	5.85%	5.88%	5.88%	5.89%	5.85%	5.83%	5.88%	5.89%	5.97%
Locería	LOC	5.23%	5.25%	5.24%	5.31%	5.40%	5.36%	5.39%	5.39%	5.40%	5.36%	5.35%	5.39%	5.40%	5.37%
Marañón	MAR	4.64%	4.66%	4.65%	4.72%	4.80%	4.76%	4.79%	4.80%	4.80%	4.77%	4.76%	4.80%	4.81%	4.79%
Centro Bancario	CBA	4.23%	4.24%	4.24%	4.30%	4.37%	4.34%	4.37%	4.37%	4.37%	4.35%	4.34%	4.37%	4.38%	4.45%
Burunga	BUR34	3.21%	3.98%	3.97%	4.03%	4.10%	4.07%	4.09%	4.10%	4.10%	4.08%	4.07%	4.10%	4.11%	4.09%
El Torno	TOR13.8	1.12%	1.13%	1.12%	1.14%	1.16%	1.15%	1.16%	1.16%	1.16%	1.15%	1.15%	1.16%	1.16%	1.18%
Nueva S/E Bella Vista	BV13	1.74%	1.76%	1.74%	1.77%	1.81%	1.79%	1.80%	1.81%	1.82%	1.81%	1.81%	1.83%	1.84%	1.88%
Nueva S/E La Floresta	FLO13.8	0.70%	0.70%	0.69%	0.70%	0.71%	0.71%	0.71%	0.71%	0.71%	0.71%	0.70%	0.71%	0.71%	0.72%
Nueva S/E Santiago 2	STG234	0.00%	0.00%	1.26%	1.27%	1.29%	1.29%	1.29%	1.29%	1.30%	1.29%	1.28%	1.30%	1.30%	1.29%
TOTAL EDEMET		46.66%	47.61%	47.51%	48.18%	48.96%	48.61%	48.90%	48.94%	49.00%	48.67%	48.56%	48.94%	49.04%	48.81%

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

EDEMET (SERVICIO B)		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Miraflores	MIR44	1.77%	1.03%	1.03%	1.05%	1.07%	1.06%	1.07%	1.07%	1.08%	1.07%	1.07%	1.08%	1.08%	1.08%	1.10%
Balboa	BAL44	0.80%	0.80%	0.80%	0.81%	0.82%	0.81%	0.82%	0.82%	0.82%	0.81%	0.81%	0.81%	0.81%	0.81%	0.82%
Summit	SUM44	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%
Gamboa	GAM2	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%
Howard	HOW12	0.91%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%
Nueva S/E Howard 115 KV	HOW115	0.00%	0.76%	0.76%	0.77%	0.78%	0.78%	0.78%	0.78%	0.79%	0.78%	0.78%	0.79%	0.79%	0.79%	0.80%
TOTAL SERVICIO B		3.60%	2.86%	2.85%	2.90%	2.95%	2.92%	2.94%	2.94%	2.96%	2.93%	2.93%	2.95%	2.95%	2.94%	3.00%
EDECHI		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Caldera 115 KV	CAL115	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	PRO34-41	0.75%	0.75%	0.75%	0.76%	0.78%	0.77%	0.77%	0.77%	0.77%	0.76%	0.75%	0.76%	0.75%	0.75%	0.76%
	PRO34-42	0.57%	0.58%	0.58%	0.58%	0.60%	0.59%	0.59%	0.59%	0.59%	0.58%	0.58%	0.58%	0.58%	0.57%	0.58%
Progreso 115 KV	PRO115	0.01%	0.01%	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%
Mata de Nance 34.5 KV - Chiriqui	MDN34-9	0.32%	0.28%	0.28%	0.29%	0.29%	0.29%	0.29%	0.29%	0.29%	0.28%	0.28%	0.28%	0.28%	0.28%	0.28%
Mata de Nance 34.5 KV - Valbuena	MDN34-10	1.70%	1.51%	1.51%	1.53%	1.56%	1.54%	1.55%	1.54%	1.55%	1.53%	1.52%	1.52%	1.52%	1.50%	1.52%
Mata de Nance 34.5 KV - David	MDN34-11	1.20%	1.07%	1.07%	1.08%	1.10%	1.09%	1.09%	1.09%	1.09%	1.08%	1.07%	1.07%	1.07%	1.06%	1.07%
Mata de Nance 34.5 KV - Tijera	MDN34-15	1.55%	1.38%	1.38%	1.40%	1.43%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.39%	1.38%	1.38%	1.38%	1.37%	1.39%
San Cristobal	SAC34	1.22%	1.21%	1.21%	1.23%	1.25%	1.24%	1.24%	1.24%	1.24%	1.22%	1.22%	1.22%	1.21%	1.20%	1.22%
Cañazas (PTP)	CAN34	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%	0.13%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%
Changuinola + Isla Colon	CHA34	1.40%	1.41%	1.41%	1.43%	1.46%	1.44%	1.44%	1.44%	1.44%	1.42%	1.41%	1.41%	1.41%	1.40%	1.42%
Boqueron III	BOQ34	0.84%	0.84%	0.84%	0.85%	0.87%	0.86%	0.86%	0.86%	0.86%	0.85%	0.84%	0.85%	0.84%	0.84%	0.85%
Veladero	VEL34	0.00%	0.57%	0.57%	0.58%	0.59%	0.58%	0.58%	0.58%	0.58%	0.58%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%
Boqueron IV	BOQ4	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%
Charco Azul	CHZ34	0.00%	0.00%	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%
TOTAL EDECHI		9.69%	9.75%	9.71%	9.87%	10.05%	9.93%	9.95%	9.93%	9.95%	9.83%	9.75%	9.76%	9.74%	9.67%	9.79%
GRANDES CLIENTES		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Argos	CPA115	0.38%	0.36%	0.35%	0.33%	0.32%	0.32%	0.31%	0.29%	0.30%	0.31%	0.31%	0.30%	0.29%	0.28%	0.27%
Cemex	CEMEX	1.11%	1.06%	1.03%	1.00%	0.97%	0.93%	0.91%	0.88%	0.86%	0.83%	0.82%	0.79%	0.77%	0.75%	0.74%
Manzanillo International Terminal	MIT	0.43%	0.41%	0.39%	0.38%	0.36%	0.35%	0.33%	0.32%	0.31%	0.30%	0.29%	0.28%	0.27%	0.26%	0.25%
Minera Panama	BOT34	0.84%	0.81%	0.77%	0.74%	0.71%	0.68%	0.65%	0.63%	0.60%	0.58%	0.56%	0.54%	0.52%	0.51%	0.49%
ACP	ACP	1.54%	1.47%	1.41%	1.35%	1.29%	1.24%	1.19%	1.15%	1.10%	1.06%	1.03%	0.99%	0.96%	0.92%	0.89%

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).

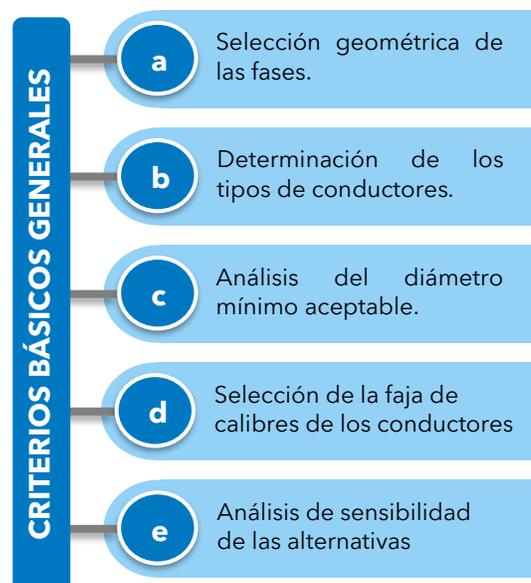
Por otro lado, la longitud total de las líneas de transmisión de 115 kV es de 312.32 km, distribuidas en 272.33 km de líneas de doble circuito y 39.99 km de líneas de circuito sencillo.

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.



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

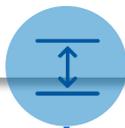
La función principal de los hilos de guarda en una línea de transmisión es proteger los conductores de las descargas atmosféricas (rayos). Como función secundaria, los hilos de guarda actúan como retorno para las corrientes de secuencia cero, especialmente durante las fallas fase-tierra. Este efecto 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.

Adecuado ángulo de protección entre hilo de guarda y conductor



Adecuada distancia entre el conductor más alto y el hilo de guarda en el vano medio



Buena resistencia mecánica y ser resistente a la corrosión



REQUISITOS MÍNIMOS DE DISEÑO

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.

SUBESTACIONES

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 sub-transmisión, las plantas de generación y los transformadores de elevación y reducción.



SUBESTACIONES EN PANAMÁ

TRANSFORMADORAS Y SECCIONADORAS				SECCIONADORAS PURAS	
230/115/34.5	115/34.5	230/115/13.8	 VOLTAJE (kV)	115	230
Chorrera Llano Sánchez Mata de Nance Progreso Changuinola Boquerón 3 San Bartolo	Caldera	Panamá Panamá II		Cáceres Santa Rita	Guasquitas Veladero Cañazas El Higo Sabanitas Panamá 3
<input checked="" type="checkbox"/> Cerca del centro de carga <input checked="" type="checkbox"/> Terreno plano, alto y de fácil acceso			 UBICACIÓN	<input checked="" type="checkbox"/> No necesita estar cerca del centro de carga <input checked="" type="checkbox"/> Terreno plano, alto y de fácil acceso	

Configuración del Sistema

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.

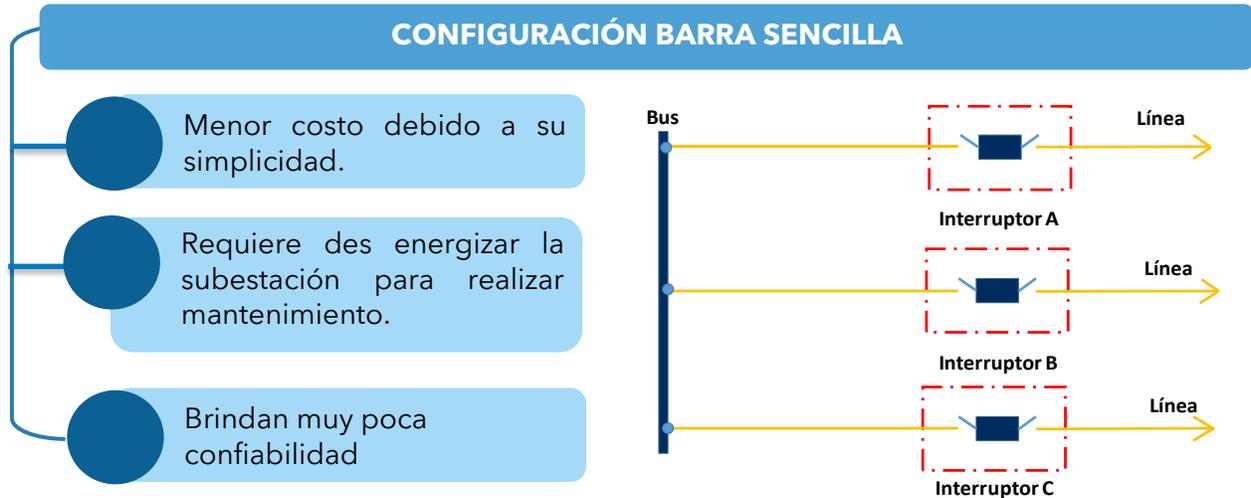


Figura 8. 1 Configuración Barra sencilla.

EN ETESA

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

CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO

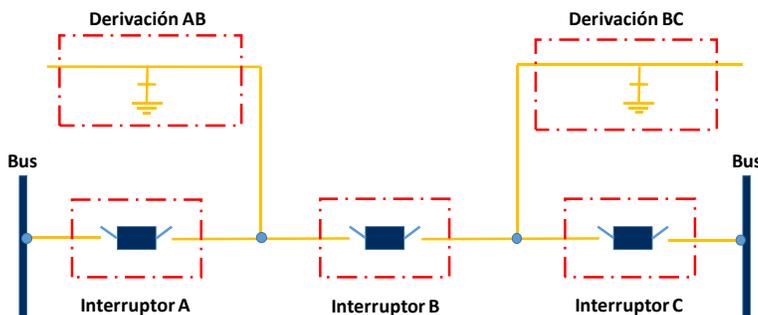


Figura 8. 2 Configuración Interruptor y medio.

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

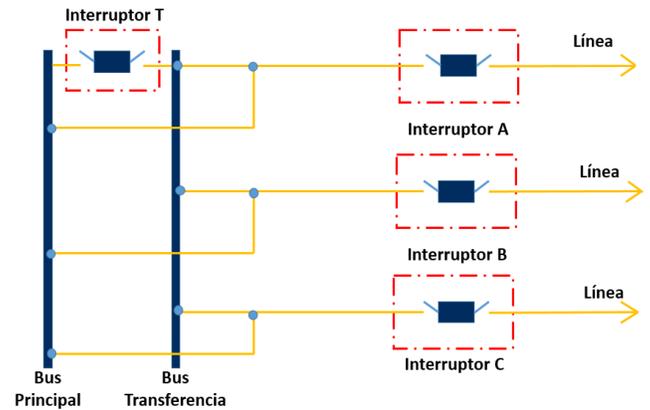


Figura 8. 3 Configuración Barra principal y de transferencia.

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.

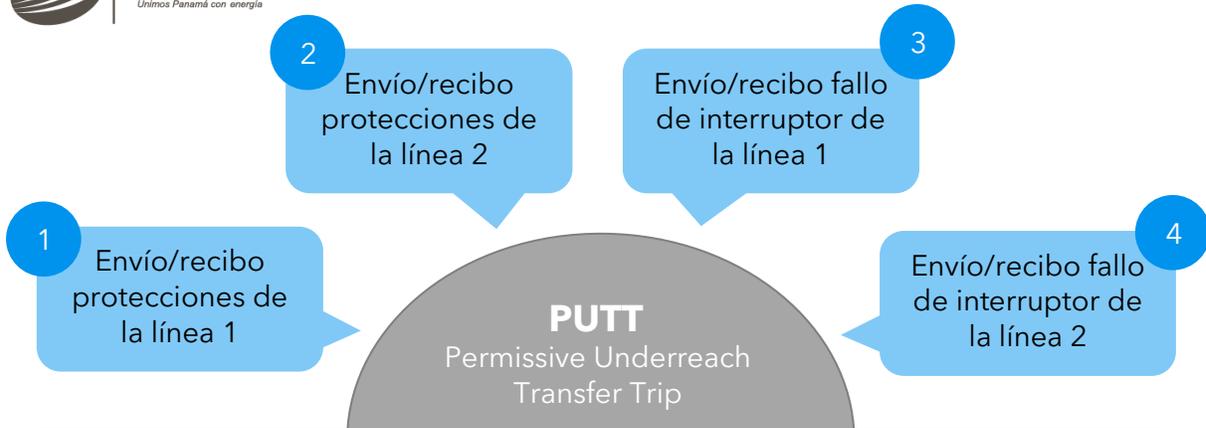
Protecciones



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 permiso 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



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.

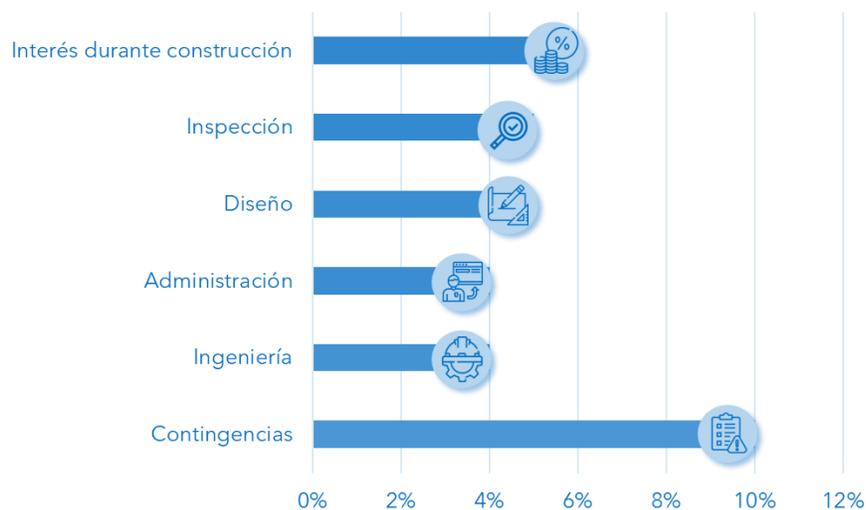
La referencia de costos para la Tabla 8. 1 proviene del cálculo del VNR 2024.

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 2024.

DETALLE PORCENTUAL DE OTROS COSTOS



COSTOS UNITARIOS DE LÍNEAS B./km (Miles)	
Líneas	Plan 2024
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 2024.

SUBESTACIONES

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 necesitaríamos construirlos en la actualidad, es decir, su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

CATEGORÍAS PARA EQUIPOS Y ACTIVIDADES



EQUIPOS DE COSTOS UNITARIOS

EQUIPOS DE COSTOS POR LOTE



OTRAS ACTIVIDADES DEL PROYECTO

OTROS COSTOS ASOCIADOS AL PROYECTO



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).

ITEM N°	DESCRIPCIÓN	Costo Unitario Suministro B/.
1	Autotransformador 100 MVA 230/115 kV	4,757,661.79
2	Autotransformador 100 MVA 230/115/34.5 kV	4,757,661.79
3	Autotransformador 120 MVA 230/22.2 kV	3,620,402.62
4	Autotransformador 150 MVA 230/115/34.5 kV	4,013,761.34
5	Autotransformador 175 MVA 230/115/13.8 kV	3,582,225.73
6	Autotransformador 175 MVA 230/115/34.5 kV	3,582,225.73
7	Autotransformador 350 MVA 230/115 kV	4,451,344.78
8	Autotransformador 350 MVA 230/115/13.8 kV	4,451,344.78
9	Autotransformador 50 MVA 230/115/34.5 kV	2,085,688.44
10	Autotransformador 62.5 MVA 115/34.5 kV	2,373,249.36
11	Autotransformador 70 MVA 230/115/34.5 kV	1,975,511.63
12	Banco de Capacitores 20 MVAR 115 kV	356,921.78
13	Banco de Capacitores 30 MVAR 230 kV	535,382.67
14	Cuchilla Manual Monopolar 230 kV	19,422.69
15	Cuchilla Manual Monopolar 34.5 kV	17,667.88
16	Cuchilla Manual Tetrapolar 115 kV	10,244.85
17	Cuchilla Motorizada Tetrapolar PT 115 kV	22,771.57
18	Cuchilla Manual Tetrapolar 230 kV	16,043.38
19	Cuchilla Motorizada Tetrapolar PT 230 kV	27,502.94
20	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar 115 kV	14,517.17
21	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar PT 115 kV	22,048.58
22	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar 13.8 kV	8,480.07
23	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar 230 kV	19,422.69
24	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar PT 230 kV	23,307.23
25	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar 34.5 kV	17,667.88
26	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar PT 34.5 kV	16,274.71
27	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar 115 kV	20,134.45
28	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar PT 115 kV	19,217.07
29	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar 22.2 kV	10,313.60
30	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar PT 22.2 kV	12,376.32
31	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar 230 kV	27,502.94
32	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar PT 230 kV	49,690.22
33	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar 34.5 kV	11,344.62
34	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar PT 34.5 kV	13,613.54
35	Cuchilla Motorizada GIS Trifásico Tripolar 192 kV	70,328.25
36	Cuchilla Motorizada GIS Trifásico Tripolar 230 kV	77,625.00
37	Cuchilla Motorizada GIS Trifásico Tripolar PT 230 kV	97,031.25
38	Interruptor de Gabinete Trifásico Tripolar 13.8 kV	38,214.47
39	Interruptor GIS Monopolar 230 kV	428,442.49

Tabla 8. 4 Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones

La referencia de costos para la Tabla 8. 4 proviene del cálculo del VNR 2024.

ITEM N°	DESCRIPCIÓN	Costo Unitario Suministro B/.
40	Interruptor Tanque Muerto Monopolar 230 kV	275,142.97
41	Interruptor Tanque Muerto Trifásico Tripolar 115 kV	205,952.19
42	Interruptor Tanque Muerto Trifásico Tripolar 230 kV	142,098.52
43	Interruptor Tanque Muerto Trifásico Tripolar 34.5 kV	121,272.18
44	Interruptor Tanque Vivo Monopolar 115 kV	161,710.62
45	Interruptor Tanque Vivo Monopolar 230 kV	156,209.09
46	Interruptor Tanque Vivo Trifásico Tripolar 115 kV	98,769.93
47	Interruptor Tanque Vivo Trifásico Tripolar 22.2 kV	68,757.35
48	Interruptor Tanque Vivo Trifásico Tripolar 230 kV	142,098.52
49	Interruptor Tanque Vivo Trifásico Tripolar 34.5 kV	68,757.35
50	Pararrayo 192 kV	5,264.00
51	Pararrayo 22.2 kV	1,682.26
52	Pararrayo 34.5 kV	1,603.71
53	Pararrayo 96 kV	2,044.82
54	Reactor 20 MVAR 115 kV	1,077,398.56
55	Reactor 20 MVAR 230 kV	1,077,398.56
56	Reactor 20 MVAR 34.5 kV	985,813.84
57	Reactor 30 MVAR 230 kV	1,616,097.85
58	Reactor 60 MVAR 22.2 kV	2,957,441.53
59	Reactor ONAN 20 MVAR 230 kV	1,077,398.56
60	STATCOM 60 MVAR 22.2 kV	2,957,441.53
61	Transformador de Corriente 115 kV	9,989.24
62	Transformador de Corriente 22.2 kV	11,336.86
63	Transformador de Corriente 230 kV	21,631.11
64	Transformador de Corriente 34.5 kV	18,791.85
65	Transformador de Potencia 24 MVA 4.16/115 kV	1,063,055.52
66	Transformador de Potencia 83.33 MVA 230/34.5 kV	2,351,705.49
67	Transformador de Tierra 19.9 MVA 34.5 kV	871,897.58
68	Transformador de Tierra 25.4 kVA 22.2 kV	2,032.00
69	Transformador de Tierra 5 MVA 34.5 kV	262,883.69
70	Transformador de Tierra 5976 kVA 34.5 kV	262,883.69
71	Transformador de Voltaje 115 kV	10,962.69
72	Transformador de Voltaje 22.2 kV	11,131.48
73	Transformador de Voltaje 230 kV	17,092.30
74	Transformador de Voltaje 34.5 kV	14,360.57
75	Transformador de Potencia 83.33 MVA 230/34.5 kV	2,351,705.49
76	Transformador GIS de Corriente 230 kV	20,948.54
77	Transformador GIS de Voltaje 230 kV	17,092.30

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

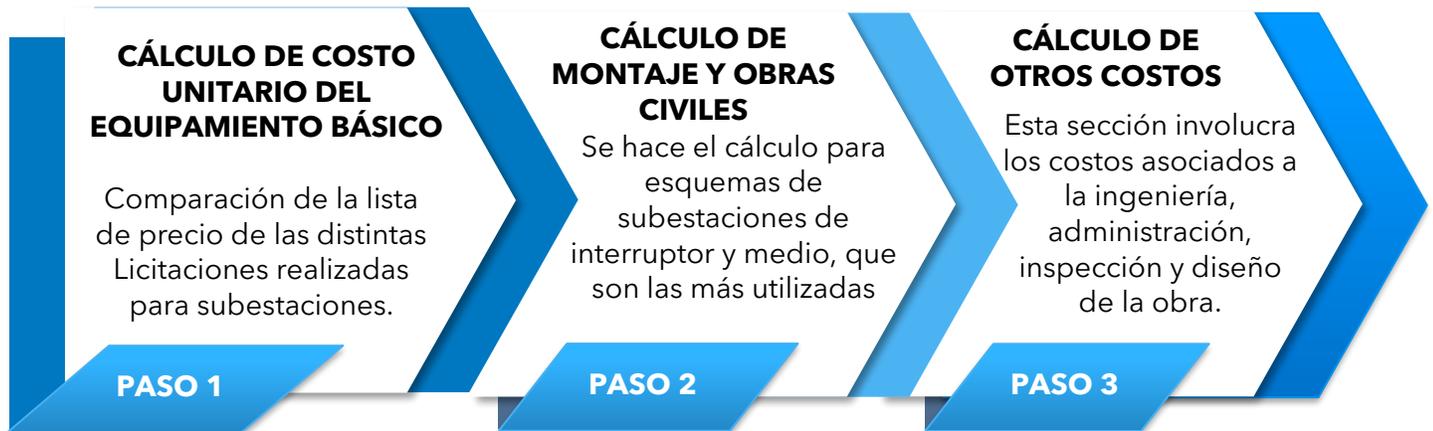
La referencia de costos para la Tabla 8. 5 proviene del cálculo del VNR 2024.

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 ítems 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 2024.

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 2024.

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.

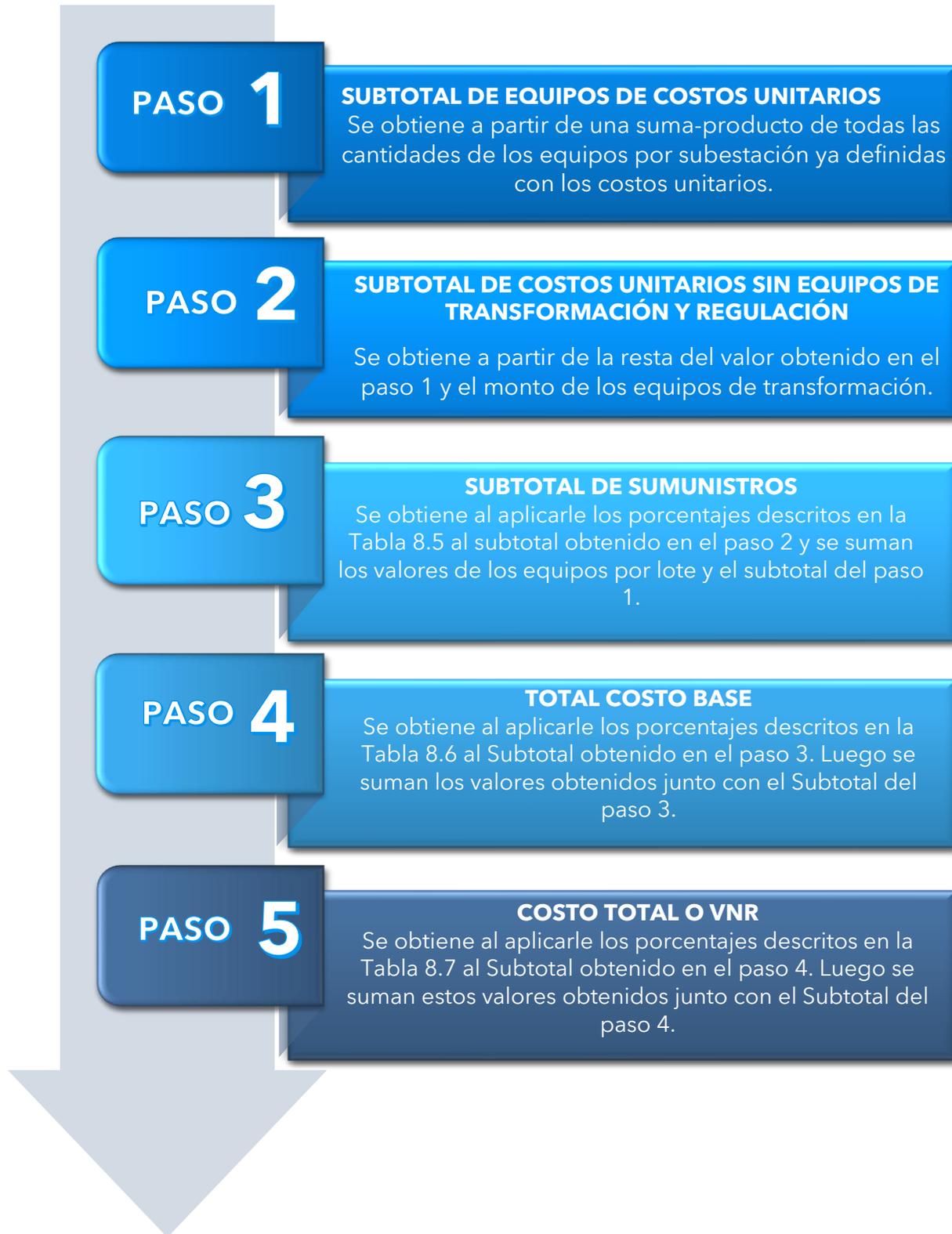
La referencia de costos para la Tabla 8. 8 proviene del cálculo del VNR 2024.

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.

Cálculo del VNR para las Subestaciones





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 4.06% para el periodo 2024-2038, con un crecimiento del 15.84% en 2021, 10.81% en 2022 y

7.32% en 2023. Se observa una caída del -17.67% 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 (2025-2028) varíe entre un 1.79% y un 2.95%. En el largo plazo (2029-2039), la demanda podría aumentar entre un 1.06% y un 4.70%.

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&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). (2024). *Informe Económico y Social 2023*. Recuperado de <https://www.mef.gob.pa/wp-content/uploads/2024/06/MEF-DAES.-Informe-Economico-y-Social-anual-2023.pdf>
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/P0705547520240103123902Cuadro%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/A053342420241115115959Cuadro3.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/A053342420240115152204Cuadro5.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/servicios/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