



**ETESA**

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

# Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033

## Tomo I Estudios Básicos

Gerencia de Planificación

ETE-DI-GPL-407-2019

26 de diciembre de 2019

**PANAMÁ**

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

# CONTENIDO

## TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS

<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>17</b>
INTRODUCCIÓN Y RESUMEN .....	17
INTRODUCCIÓN .....	17
RESUMEN .....	19
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>24</b>
METODOLOGÍA Y ALCANCE .....	24
METODOLOGÍA .....	24
PROCESO PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA .....	25
ALCANCE DE LAS PROYECCIONES .....	25
DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS .....	27
Escenario Medio o Moderado: .....	27
Escenario Alto u Optimista: .....	27
Escenario Bajo o Pesimista: .....	27
<b>CAPÍTULO 3</b> .....	<b>31</b>
EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO .....	31
INDICADORES SOCIOECONÓMICOS .....	31
Datos Demográficos .....	31
Inflación .....	34
Poder Adquisitivo .....	36
Producto Interno Bruto .....	37
INDICADORES ELÉCTRICOS .....	38
Consumo de Energía Eléctrica Total GWH .....	38
Sistema Eléctrico Nacional .....	40
Balance Eléctrico .....	40
Oferta .....	40
Demanda .....	40
Balance .....	40
Potencia Eléctrica del Sistema .....	41
Demanda Máxima .....	41
Factor de Carga (FC) .....	43
Pérdidas de Energía Eléctrica .....	47
Precios de la Energía Eléctrica .....	50
<b>CAPÍTULO 4</b> .....	<b>55</b>
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA .....	55
VARIABLES GLOBALES .....	55

Producto Interno Bruto (PIB) .....	55
Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Moderado.....	56
Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Pesimista.....	57
Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Optimista.....	58
Producto Interno Bruto Comercial (PIBCOM) .....	59
Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Moderado....	60
Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Pesimista. ...	61
Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Optimista.....	62
Producto Interno Bruto Industrial (PIBIND).....	63
Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Moderado. ....	64
Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Pesimista.....	65
Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Optimista. ....	66
Población (POB).....	67
Proyección de la Población – Escenario Moderado.....	68
Proyección de la Población – Escenario Pesimista.....	69
Proyección de la Población – Escenario Optimista.....	70
Índice Mensual de Actividad Económica (IMAE) .....	71
Proyección del IMAE– Escenario Moderado.....	72
Proyección del IMAE – Escenario Pesimista.....	73
Proyección de la Población – Escenario Optimista.....	74
<b>PRONÓSTICOS DE DEMANDA - DISTRIBUIDORAS .....</b>	<b>75</b>
<b>Empresa De Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI).....</b>	<b>75</b>
Consumo Residencial.....	75
Consumo Comercial.....	77
Consumo Industrial.....	78
Consumo del Gobierno.....	79
Consumo de Alumbrado.....	80
Consumo Otros .....	81
Tarifa Media Real de la Distribuidora, Perdidas técnicas y perdidas no técnicas. .....	82
<b>Empresa de Distribución Eléctrica Metro - Oeste, S.A. (EDEMET) .....</b>	<b>83</b>
Consumo Residencial.....	83
Consumo Comercial.....	85
Consumo Industrial.....	86
Consumo del Gobierno.....	87
Consumo de Alumbrado.....	88
Consumo Otros .....	89
Tarifa Media Real de la Distribuidora, Perdidas técnicas y perdidas no técnicas. .....	90
<b>ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA) .....</b>	<b>91</b>
Consumo Residencial.....	91
Consumo Comercial.....	93

Consumo Industrial.....	94
Consumo del Gobierno.....	95
Consumo de Alumbrado.....	96
Consumo Otros.....	97
Tarifa Media Real de la Distribuidora, Perdidas técnicas y perdidas no técnicas. .....	98
<b>PRONÓSTICOS DE DEMANDA – GRANDES.....</b>	<b>100</b>
Grandes Usuarios – Baja Tensión.....	100
Grandes Usuarios – Alta Tensión.....	101
Pérdidas Técnicas de Grandes Usuarios de Baja Tensión.....	103
Pérdidas Técnicas de Grandes Usuarios de Baja Tensión.....	104
<b>CAPÍTULO 5.....</b>	<b>108</b>
<b>RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA</b>	
<b>ELÉCTRICA.....</b>	<b>108</b>
<b>DEMANDA DE ENERGÍA.....</b>	<b>108</b>
<b>POTENCIA MÁXIMA.....</b>	<b>110</b>
<b>PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA CON</b>	
<b>PERDIDAS DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>111</b>
<b>CAPÍTULO 6.....</b>	<b>113</b>
<b>CURVAS TÍPICAS.....</b>	<b>116</b>
EDEMET.....	116
EDECHI.....	121
ENSA.....	122
GRANDES USUARIOS.....	128
<b>CAPÍTULO 7.....</b>	<b>129</b>
<b>DESAGREGACIÓN POR BARRA.....</b>	<b>132</b>
<b>CAPÍTULO 8.....</b>	<b>136</b>
<b>ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS &amp; COSTOS DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>139</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>139</b>
<b>CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES.....</b>	<b>140</b>
<b>LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>140</b>
Generalidades.....	140
Tipos de Conductores.....	140
Estructuras.....	141
Aislamientos de las Líneas.....	142
Herrajes y Accesorios.....	143
Hilo de Guarda.....	143
Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire.....	144
<b>SUBESTACIONES.....</b>	<b>145</b>

Generalidades .....	145
Ubicación .....	146
Configuración del Sistema .....	146
Configuración Barra Sencilla: .....	146
Configuración Barra Principal y de Transferencia:.....	147
Configuración Interruptor y Medio:.....	147
Tipos de Interruptores .....	148
Protecciones .....	149
Compensaciones.....	150
<b>COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN.....</b>	<b>151</b>
LÍNEAS.....	151
SUBESTACIONES.....	155
Cálculo de Costos de Equipos Unitarios .....	155
Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote .....	158
Cálculo de Montaje y Obras Civiles.....	159
Cálculo de Otros Costos.....	160
Cálculo de Costos de Terreno.....	160
Cálculo del VNR para las Subestaciones.....	160
<b>CAPÍTULO 9 .....</b>	<b>165</b>
<b>CONCLUSIONES Y REFERENCIAS.....</b>	<b>165</b>
CONCLUSIONES .....	165
REFERENCIAS .....	166

# ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. 1: Proyección de la Demanda de Energía. ....	20
Gráfico 1. 2: Proyección de la Potencia Máxima. ....	20
Gráfico 2. 1: Proceso para el cálculo de la demanda. ....	25
Gráfico 3. 1: Tasa bruta de natalidad. ....	32
Gráfico 3. 2: Tasas de Crecimiento Poblacional. ....	33
Gráfico 3. 3: Población (Millones de Habitantes). ....	34
Gráfico 3. 4: Crecimiento del IPC. ....	35
Gráfico 3. 5: Poder Adquisitivo. ....	36
Gráfico 3. 6: PIB real y tasa de aumento anual. ....	38
Gráfico 3. 7: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica. ....	39
Gráfico 3. 8: Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2018. ....	40
Gráfico 3. 9: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño – DMG. ....	42
Gráfico 3. 10: Tarifa Media Real y Factor de Carga. ....	44
Gráfico 3. 11: Factor de Carga 1970-2018. ....	45
Gráfico 3. 12: Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible. ....	46
Gráfico 3. 13: Perdidas Eléctricas. ....	48
Gráfico 3. 14: Pérdidas Totales del sistema 2009 - 2018. ....	49
Gráfico 3. 15: Evolución del precio de la electricidad, 1970-2018. ....	51
Gráfico 4. 1: Proyección del PIB – Escenario Moderado. ....	56
Gráfico 4. 2: Proyección del PIB – Escenario Pesimista. ....	57
Gráfico 4. 3: Proyección del PIB – Escenario Optimista. ....	58
Gráfico 4. 4: Proyección del PIB Comercial – Escenario Moderado. ....	60
Gráfico 4. 5: Proyección del PIB Comercial– Escenario Pesimista. ....	61
Gráfico 4. 6: Proyección del PIB Comercial– Escenario Optimista. ....	62
Gráfico 4. 7: Proyección del PIBIND – Escenario Moderado. ....	64
Gráfico 4. 8: Proyección del PIBIND – Escenario Pesimista. ....	65
Gráfico 4. 9: Proyección del PIBIND – Escenario Optimista. ....	66
Gráfico 4. 10: Proyección de la población – Escenario Moderado. ....	68
Gráfico 4. 11: Proyección de la población – Escenario Pesimista. ....	69
Gráfico 4. 12: Proyección de la población – Escenario Optimista. ....	70
Gráfico 4. 13: Proyección del IMAE – Escenario Moderado. ....	72
Gráfico 4. 14: Proyección del IMAE – Escenario Pesimista. ....	73
Gráfico 4. 15: Proyección del IMAE – Escenario Optimista. ....	74
Gráfico 4. 16: Proyección EDECHI: Consumo Residencial. ....	76
Gráfico 4. 17: Proyección EDECHI: Consumo Comercial. ....	78
Gráfico 4. 18: Proyección EDECHI: Consumo Industrial. ....	79
Gráfico 4. 19: Proyección EDECHI: Consumo Gobierno. ....	80
Gráfico 4. 20: Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado. ....	81
Gráfico 4. 21: Proyección EDECHI: Consumo otros. ....	81

Gráfico 4. 22: Proyección EDECHI: TMEDR.....	82
Gráfico 4. 23: Proyección EDECHI: Perdidas técnicas. ....	82
Gráfico 4. 24: Proyección EDECHI: Perdidas no técnicas. ....	83
Gráfico 4. 25: Proyección EDEMET: Consumo Residencial.....	84
Gráfico 4. 26: Proyección EDEMET: Consumo Comercial.....	86
Gráfico 4. 27: Proyección EDEMET: Consumo Industrial. ....	87
Gráfico 4. 28: Proyección EDEMET: Consumo Gobierno. ....	88
Gráfico 4. 29: Proyección EDEMET: Consumo Alumbrado.....	89
Gráfico 4. 30: Proyección EDEMET: Consumo otros.....	89
Gráfico 4. 31: Proyección EDEMET: TMEDR.....	90
Gráfico 4. 32: Proyección EDEMET: Perdidas técnicas. ....	90
Gráfico 4. 33: Proyección EDEMET: Perdidas no técnicas. ....	91
Gráfico 4. 34: Proyección ENSA: Consumo Residencial.....	92
Gráfico 4. 35: Proyección ENSA: Consumo Comercial. ....	94
Gráfico 4. 36: Proyección ENSA: Consumo Industrial.....	95
Gráfico 4. 37: Proyección ENSA: Consumo Gobierno. ....	96
Gráfico 4. 38: Proyección ENSA: Consumo Alumbrado.....	97
Gráfico 4. 39: Proyección ENSA: Consumo otros. ....	97
Gráfico 4. 40: Proyección ENSA: TMEDR.....	98
Gráfico 4. 41: Proyección ENSA: Perdidas técnicas. ....	98
Gráfico 4. 42: Proyección ENSA: Perdidas no técnicas. ....	99
Gráfico 4. 43: Proyección GU_BT. ....	100
Gráfico 4. 44: Proyección GU_AT. ....	102
Gráfico 4. 45: Proyección Perdidas Técnicas_GU. ....	104
Gráfico 4. 46: Proyección Perdidas Técnicas_GU. ....	104
Gráfico 5. 1: Consumo total de Panamá - Tres escenarios.....	108
Gráfico 5. 2: Proyección de la potencia máxima anual.....	110
Gráfico 6. 1: Curva Típica de Carga – Línea 115-22.....	116
Gráfico 6. 2: Curva Típica de Carga - Línea 115-38.....	117
Gráfico 6. 3: Curva Típica de Carga Línea 115-11.....	117
Gráfico 6. 4: Curva Típica de Carga - Línea 115-8.....	118
Gráfico 6. 5: Curva Típica de Carga - Línea 115-6.....	118
Gráfico 6. 6: Curva Típica de Carga – Llano Sánchez. ....	119
Gráfico 6. 7: Curva Típica De Carga - Chorrera.....	119
Gráfico 6. 8: Curva Típica de Carga – Panamá - EDEMET.....	120
Gráfico 6. 9: Curva Típica De Carga - Changuinola.....	121
Gráfico 6. 10: Curva Típica De Carga – Mata de Nance. ....	121
Gráfico 6. 11: Curva Típica de Carga - Progreso. ....	122
Gráfico 6. 12: Curva Típica de Carga - 24 de Diciembre.....	122
Gráfico 6. 13: Curva Típica de Carga - Geehan.....	123
Gráfico 6. 14: Curva Típica de Carga - Cerro Viento.....	123
Gráfico 6. 15: Curva Típica De Carga – Santa María.....	124

Gráfico 6. 16: Curva Típica De Carga - Línea 115-10.....	124
Gráfico 6. 17: Curva Típica De Carga – Línea 115-9.....	125
Gráfico 6. 18: Curva Típica De Carga – Tocumen.....	125
Gráfico 6. 19: Curva Típica De Carga - Chilibre.....	126
Gráfico 6. 20: Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza). ....	126
Gráfico 6. 21: Curva Típica de Carga ENSA – 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).....	127
Gráfico 6. 22: Curva Típica de Carga – ARGOS.....	128
Gráfico 6. 23: Curva Típica de Carga – CEMEX.....	128

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1: Registros históricos. ....	26
Tabla 3. 1: Registros históricos. ....	38
Tabla 3. 2: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG .....	41
Tabla 4. 1: Registros históricos del PIB.....	55
Tabla 4. 2: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario moderado. ....	56
Tabla 4. 3: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.....	57
Tabla 4. 4: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario Optimista. ....	58
Tabla 4. 5: Registros históricos del PIBCOM. ....	59
Tabla 4. 6: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Moderado. ....	60
Tabla 4. 7: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Pesimista. ....	61
Tabla 4. 8: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Optimista.....	62
Tabla 4. 9: Registros históricos del PIBIND.....	63
Tabla 4. 10: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Moderado. ....	64
Tabla 4. 11: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.....	65
Tabla 4. 12: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Optimista. ....	66
Tabla 4. 13: Registros históricos del POB. ....	67
Tabla 4. 14: Población– Escenario Moderado.....	68
Tabla 4. 15: Población– Escenario Pesimista. ....	69
Tabla 4. 16: Población– Escenario Optimista.....	70
Tabla 4. 17: Registros históricos del IMAE.....	71
Tabla 4. 18: IMAE– Escenario Moderado.....	72
Tabla 4. 19: IMAE – Escenario Pesimista. ....	73
Tabla 4. 20: IMAE – Escenario Optimista.....	74
Tabla 4. 21: Modelo EDECHI: Consumo Residencial. ....	76
Tabla 4. 22: Modelo EDECHI: Consumo Comercial.....	77
Tabla 4. 23: Modelo EDECHI: Consumo Industrial. ....	78
Tabla 4. 24: Modelo EDECHI: Consumo Gobierno. ....	79
Tabla 4. 25: Modelo EDECHI: Consumo Alumbrado.....	80
Tabla 4. 26: Modelo EDEMET: Consumo Residencial. ....	84
Tabla 4. 27: Modelo EDEMET: Consumo Comercial. ....	85
Tabla 4. 28: Modelo EDEMET: Consumo Industrial. ....	86
Tabla 4. 29: Modelo EDEMET: Consumo Gobierno.....	87
Tabla 4. 30: Modelo EDEMET: Consumo Alumbrado. ....	88
Tabla 4. 31: Modelo ENSA: Consumo Residencial. ....	92
Tabla 4. 32: Modelo ENSA: Consumo Comercial.....	93
Tabla 4. 33: Modelo ENSA: Consumo Industrial. ....	94
Tabla 4. 34: Modelo ENSA: Consumo Gobierno.....	95
Tabla 4. 35: Modelo ENSA: Consumo Alumbrado. ....	96
Tabla 4. 36: Modelo GU_BT.....	101

Tabla 4. 37: Modelo GU_AT.....	102
Tabla 4. 38: Modelo GU_AT.....	103
Tabla 5. 1: Proyección total de la demanda eléctrica.....	109
Tabla 5. 2: Tasa Anual Acumulativa.....	110
Tabla 5. 3: Potencia máxima anual por escenario.....	111
Tabla 5. 4: Proyección de la demanda de energía y Potencia máxima, con pérdidas de transmisión.....	112
Tabla 7. 1: Desagregación por Barra (Parte 1).....	133
Tabla 7. 2: Desagregación por Barra (Parte 2).....	134
Tabla 7. 3: Desagregación por Barra (Parte 3).....	135
Tabla 8. 1: Subestaciones de ETESA.....	145
Tabla 8. 2: Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.).....	153
Tabla 8. 3: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles..	154
Tabla 8. 4: Detalle Porcentual de Otros Costos .....	154
Tabla 8. 5: Costo Unitario de las líneas de transmisión .....	154
Tabla 8. 6: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones.....	157
Tabla 8. 7: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote.....	159
Tabla 8. 8: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles .....	159
Tabla 8. 9: Relación Porcentual de Otros Costos.....	160
Tabla 8. 10: Costo Unitario de Subestaciones.....	161

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3. 1: Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica .	47
Figura 8. 1: Configuración Barra sencilla.....	146
Figura 8. 2: Configuración Barra principal y de transferencia.....	147
Figura 8. 3: Configuración Interruptor y Medio .....	148

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo Tomo I - 1 Metodología y Manual del ME-SIProDe.

Anexo Tomo I - 2 Variables Históricas y Proyección de Demanda para escenarios Pesimista y Optimista.

Anexo Tomo I - 3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.

Anexo Tomo I - 4 Costos, Selección del Conductor y Requerimientos de Protección.

Anexo Tomo I - 5 Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019.

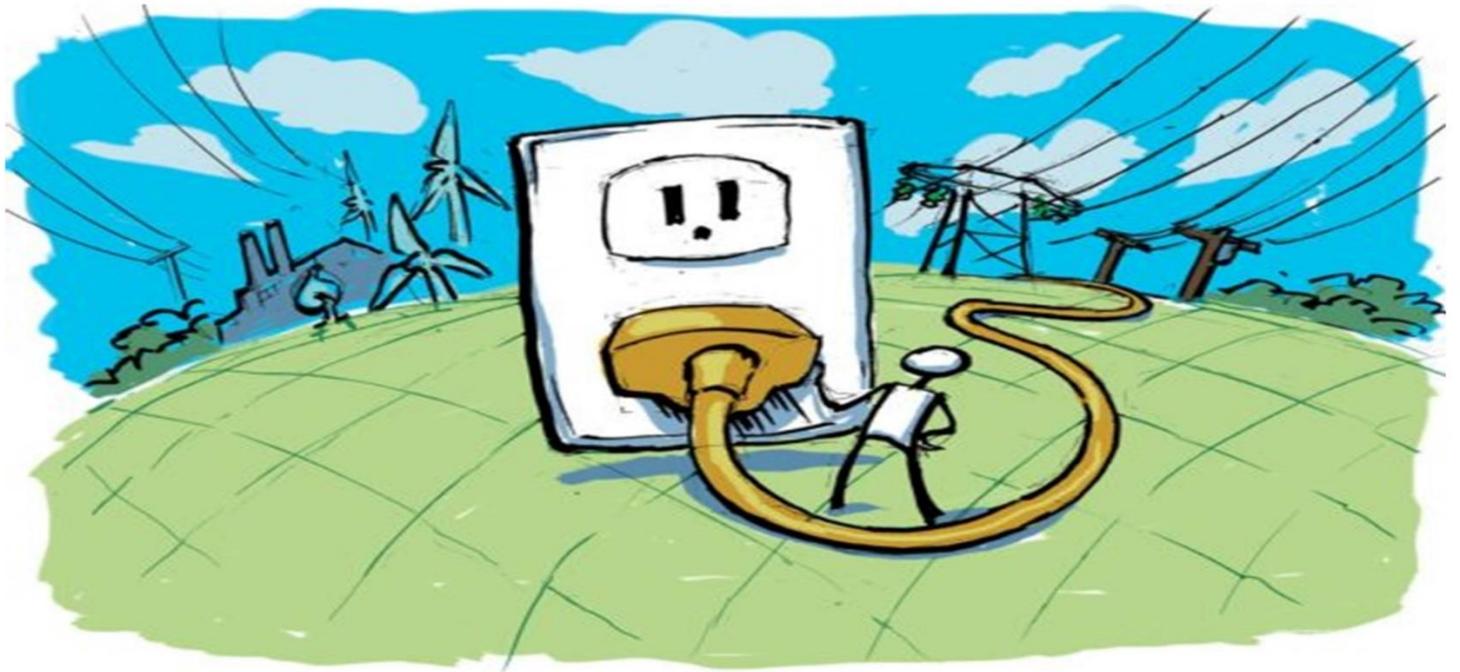
Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

## **TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS**

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:

- Pronósticos de Demanda para los próximos 15 años
- Escenarios de Suministros y Criterios de Planificación
- Estándares tecnológicos y Costos de Componentes del Sistema de Transmisión

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN Y RESUMEN

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN Y RESUMEN

### INTRODUCCIÓN

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

Los pronósticos de demanda descritos en este informe serán utilizados en la revisión del Plan de expansión 2019-2033. 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 y su desagregación al nivel de barras, de acuerdo con los requerimientos del Plan de Expansión.

La base metodológica es un modelo econométrico, desarrollado por GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES. El modelo desarrolla la serie de consumo

de energía eléctrica, por sectores de consumo, derivando la correspondiente serie de demanda máxima total asociada a dicha energía, para el periodo de estudio estipulado, quince años de proyección.

De acuerdo a 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. Adicionalmente, de acuerdo a solicitud de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se incluye una desagregación del estimado de demanda, por distribuidora.

---

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

Por lo cual los pronósticos de los PESIN's 2002 al 2005, se realizaron en estrecha relación con el Indicativo de Demanda del CND

En primera instancia, se describe la metodología utilizada y el alcance de las proyecciones de consumo de energía eléctrica; luego, se reseñan los indicadores socioeconómicos y eléctricos que afectan dicho consumo. Finalmente se presentan las proyecciones de consumo total y sectorial anual de energía eléctrica y la demanda máxima anual de potencia eléctrica.

## RESUMEN

Para la planificación del Sistema Interconectado de Panamá (SIN), es indispensable realizar la proyección de la demanda eléctrica que tendrá que afrontar el país en los siguientes años.

Esta demanda se calcula proyectando por separado el consumo de las distribuidoras (ENSA, EDEMET y EDECHI) y los Grandes Usuarios. Las proyecciones consideran las pérdidas técnicas y no técnicas en distribución y la tarifa media real de las distribuidoras. Al nivel de las distribuidoras se consideran los siguientes sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, gobierno y alumbrado. A partir de las antes mencionadas se calcula la demanda de consumo eléctrico de Panamá.

Las demandas de los sectores de consumo se estiman en función de indicadores sociales y económicos. Una vez, definido un escenario base (series históricas) de desarrollo de la actividad económica del país, de crecimiento de la población y de evolución de los precios, se deriva la proyección por sectores de consumo.

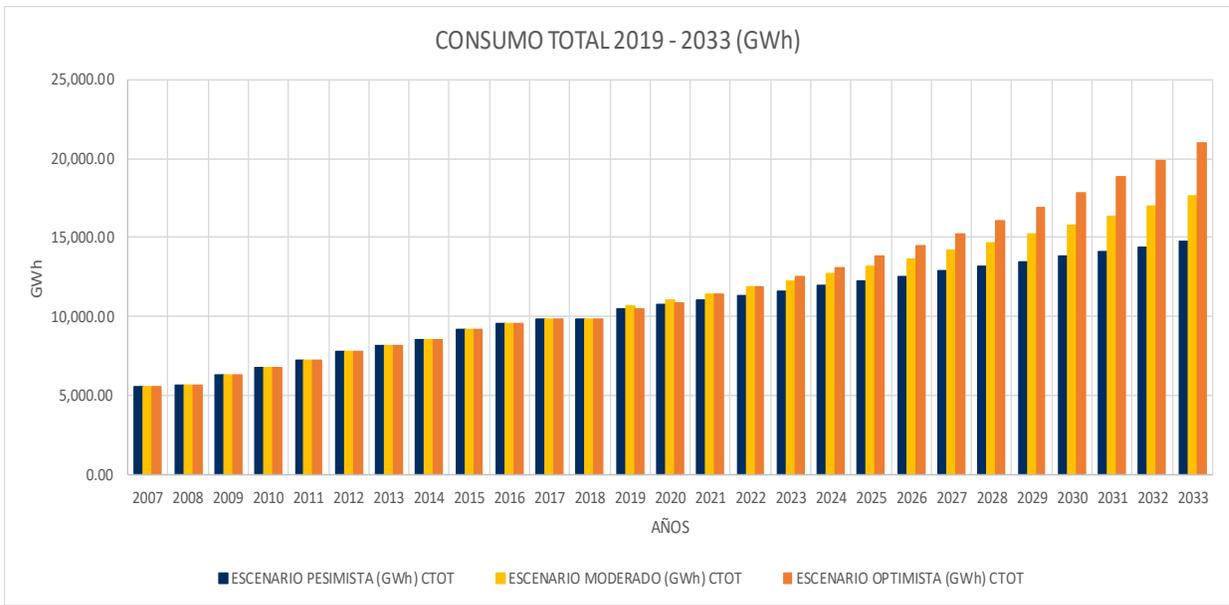
El ME - SiProDe es un modelo, que a partir de una muestra dada contrasta las relaciones de dependencia entre los datos que resultan estables a lo largo del tiempo y, en consecuencia, utilizar tales relaciones para predecir el futuro, evaluando las probabilidades de ocurrencia para distintos rangos de valores (escenarios).

A efectos de considerar la incertidumbre asociada a este tipo de estimaciones futuras, se calculan proyecciones para escenarios pesimista o bajo, moderado o medio y alto u optimista.

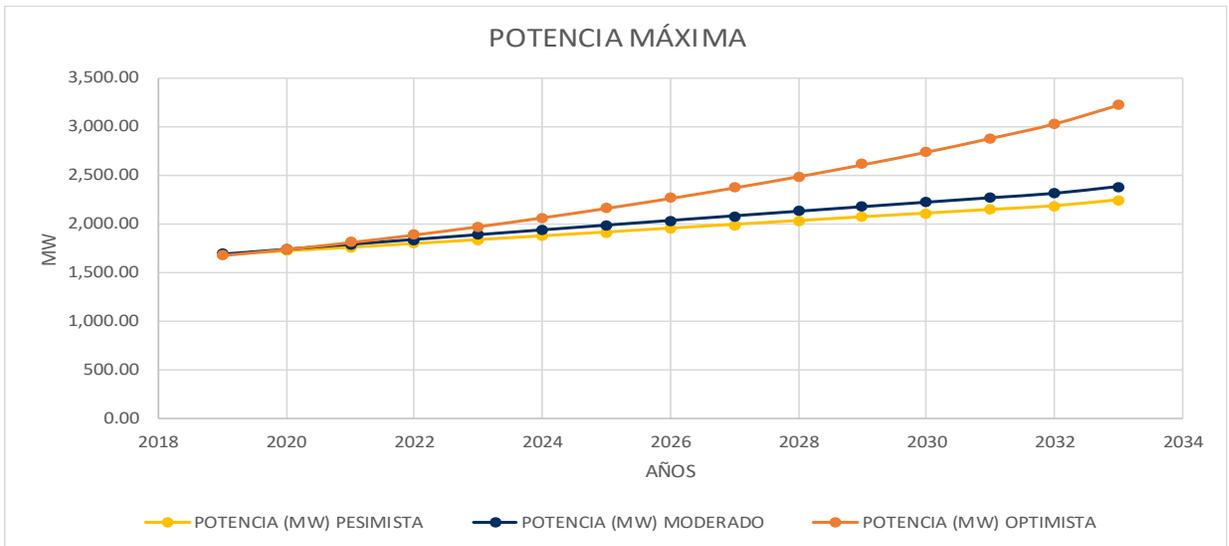
En este documento se presentan las proyecciones de demanda de largo plazo del Sistema Interconectado Nacional del período 2019-2033 para los tres escenarios mencionados.

Las proyecciones de demanda indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar unas tasas de crecimiento, por el orden de 3.45 a 3.54% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 1.89 a 3.23%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

El resumen de las proyecciones de energía eléctrica y la potencia para los tres escenarios analizados se muestra en la Gráfico 1. 1 y Gráfico 1. 2 .

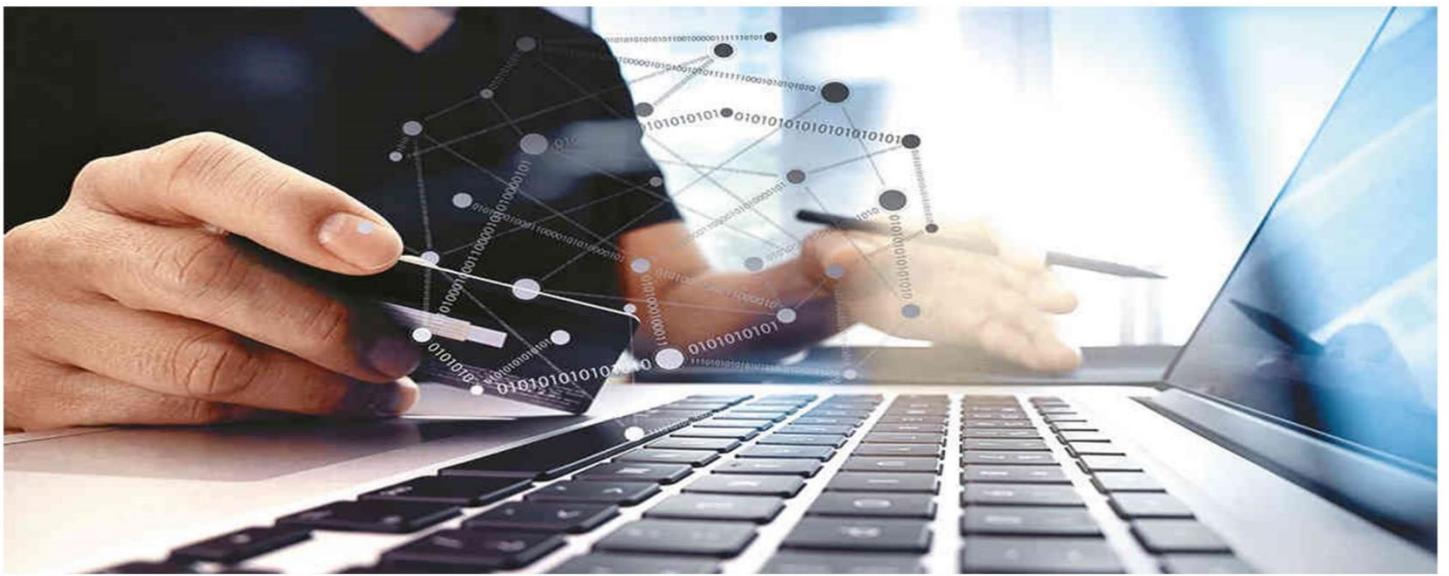


**Gráfico 1. 1: Proyección de la Demanda de Energía.**



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

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## CAPÍTULO 2

# METODOLOGÍA Y ALCANCE

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

## CAPÍTULO 2

# METODOLOGÍA Y ALCANCE

En este capítulo se apreciará una descripción del modelo, para el cálculo de la demanda, utilizado. Además, los pasos para realizar las proyecciones y se explica de forma rápida la lógica que el programa utiliza para la proyección final. A su vez, se presentan los límites o fronteras de esta proyección y sus respectivos escenarios.

### METODOLOGÍA

En la actualidad existen un sin número de formas o modos para pronosticar la demanda, lo importante es que estas lo hacen siguiendo las mismas características básicas. ETESA para la realización de las proyecciones de demanda, utiliza este año un nuevo modelo (ME-SIProDe) desarrollado específicamente por el GRUPO MERCADOS ENERGETICO CONSULTORES para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica. Este modelo resume las pautas dinámicas de los datos, dando una caracterización estadística de los enlaces entre el pasado y el presente. El programa para la realización de los pronósticos utiliza de forma general, series históricas de variables socioeconómicas como el Producto Interno Bruto, en conjunto, con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial, recopilados por la ASEP y/o las distribuidoras. Estas variables se explicarán con más detalles en este documento.

La demanda de energía es proyectada a través de cuatro modelos econométricos, cada uno dirigido a un sector económico en particular. Ellos son el residencial, comercial, industrial y oficial.

Además, no se puede dejar de resaltar que las proyecciones, no solo se componen de las ventas de energía de las distribuidoras, ya que, se toma en consideración los grandes clientes, los cuales a su vez también se proyectan en tres sectores, los cuales son el industrial, comercial y oficial.

Por último, debemos conocer que la carga de alumbrado y el autoconsumo de las generadoras no se estima econométricamente, sino que directamente se mantiene su participación estructural (alrededor de un 2.2%). También es de suma importancia conocer que este no contempla las pérdidas de transmisión y el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y Minera Panamá.

## PROCESO PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

El objetivo final del modelo, ME-SIProDe, es proyectar la demanda de Panamá de corto y largo plazo. Para esta, primero se debe recolectar la información relevante (variables globales), como paso número dos, se debe ajustar los datos en un formato aceptable por el programa y por último se debe deben subir los datos al programa para crear la base de datos

con data histórica. A continuación, se apreciará un esquema que indica como este programa calcula la demanda de Panamá, luego de contar con la base histórica, ver Gráfico 2. 1.

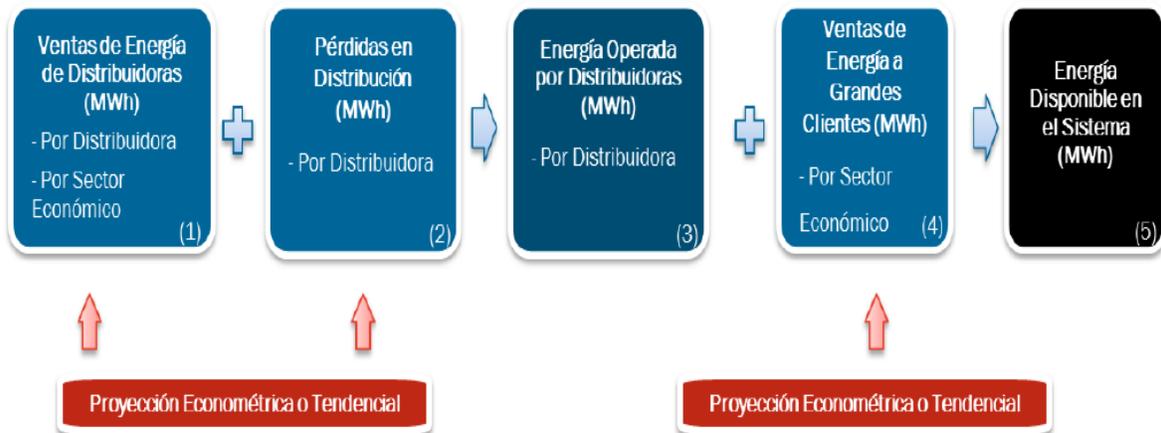


Gráfico 2. 1: Proceso para el cálculo de la demanda.

## ALCANCE DE LAS PROYECCIONES

Las proyecciones de demanda requeridas para el planeamiento del Sistema Integrado Nacional, de acuerdo al Reglamento de Transmisión, se realizan con un horizonte de quince (15) años, correspondiendo, en este ejercicio, al

periodo comprendido entre los años: 2019 y 2033.

El objetivo es proyectar el consumo nacional anual de energía eléctrica de la República de Panamá y la demanda máxima de generación asociada. Es importante aclarar, que, la proyección excluye el autoconsumo de la

Autoridad del Canal de Panamá (ACP), el autoconsumo de Minera Panamá y los intercambios internacionales (importación y exportación).

El horizonte histórico analizados consta a la fecha de 17 años (2001 – 2017) para las variables explicativas y para las variables de las distribuidoras, pero las variables de grandes usuarios cuentan con 13 años (2005-2018).

Registros Históricos		
Datos	Rango de años	Cantidad de datos/años
Por Distribuidora		
Residencial	2001-2018	17
Comercial	2001-2018	17
Industrial	2001-2018	17
Oficial	2001-2018	17
Gobierno	2001-2018	17
Perdidas	2001-2018	17
Por Grandes Clientes		
Metro	2018	1
Grnades clientes baja tension	2005-2018	13
Grnades clientes baja tension	2005-2018	13
Explicativas		
PIB	2001-2018	17
PIB industrial	2001-2018	17
PIB comercial	2001-2018	17
Poblacion	2001-2018	17
Temperatura	2001-2018	17
IMAE	2001-2018	17

**Tabla 2. 1: Registros históricos.**

En el periodo 2005-2008, se consideró teóricamente razonable establecer solo dos contextos de proyección, para establecer una banda, dentro de la cual, se esperaba, se producirían los niveles de consumo real, un escenario conservador o “moderado” y un escenario de alto crecimiento u “optimista”. En el cambiante contexto de la situación económica global y sus efectos sobre entorno nacional, en el corto y mediano plazo, se decidió ampliar la banda del pronóstico. Por lo cual, desde el pronóstico 2009-2023, se agregó el escenario bajo o pesimista.

## DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS

### Escenario Medio o Moderado:

Este es el escenario en el que se espera suceda lo más probable. Debido a que, para la proyección de este escenario se utiliza el comportamiento de las series históricas de las variables explicativas. Adema, este no deja de lado el reciente desarrollo económico y la evolución del entorno internacional. Específicamente el probable efecto, en la evolución de las principales actividades económicas nacionales, de las turbulencias financieras, que asolaron la economía norteamericana, al igual que el sector financiero de Europa y Asia en los años 2009 y 2010. También, el escenario Moderado considera incrementos futuros de demanda de energía, de mega proyectos estatales en ejecución, con cierta certidumbre.

### Escenario Alto u Optimista:

En el escenario optimista se aprecia como todas las variables contempladas alcanzan un crecimiento más elevado, en comparación al crecimiento de las variables del escenario moderado. Para esto, se asumen cambios significativos en algunas de las variables explicativas, lo que hace posible obtener incrementos en el consumo de energía eléctrica, teniendo siempre un máximo razonable.

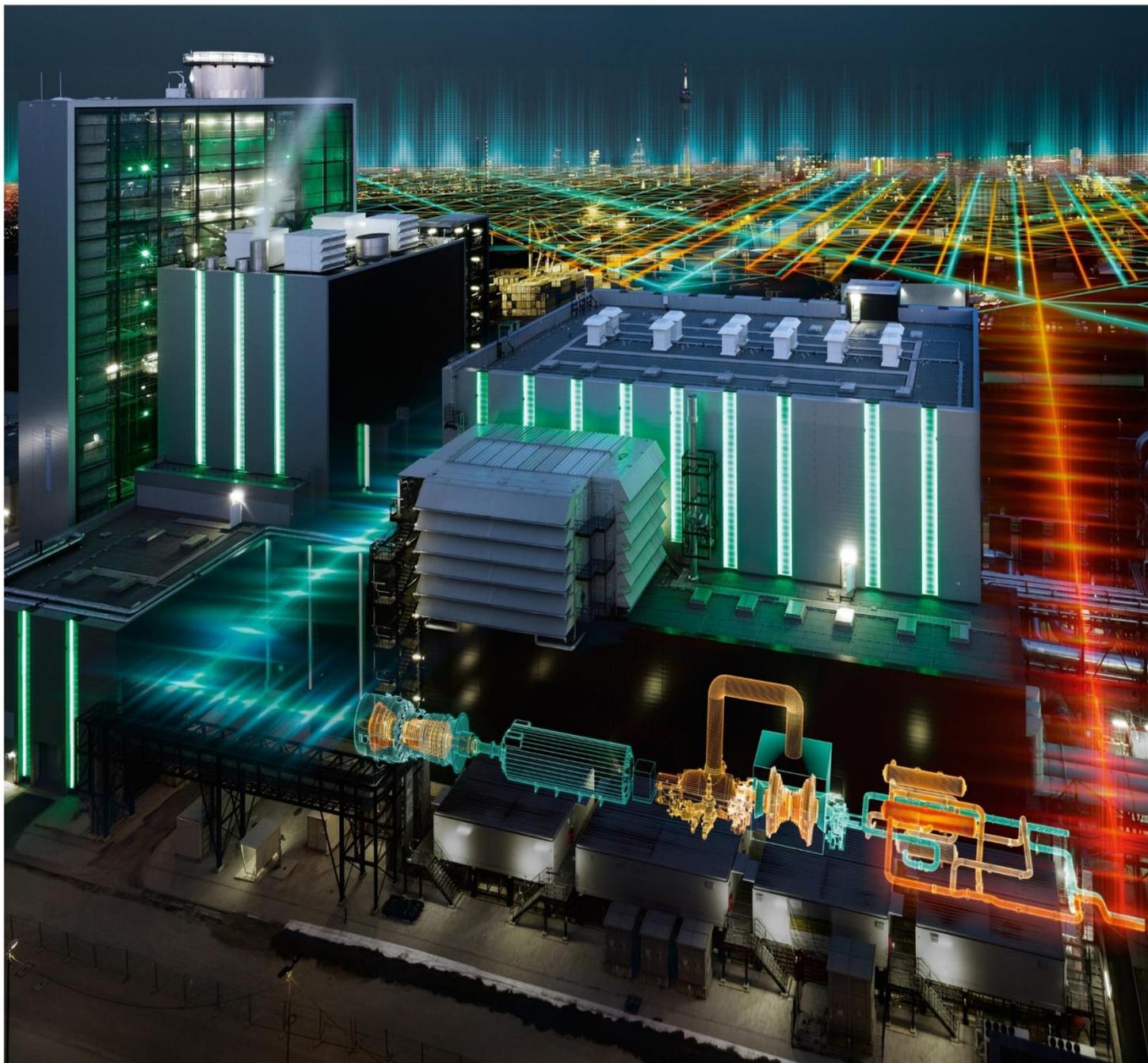
Panamá en la última década ha sido uno de los países con mayor índice de crecimiento a nivel mundial. Este crecimiento ha sido impulsado por las inversiones extranjeras y mega proyectos (Metro de Panamá, Minera Panamá). Sin dejar a un lado, se tiene que tomar en consideración las favorables condiciones socio políticas y economías internas que Panamá tiene con cierto grado de certidumbre para el futuro. Esto antes mencionado fundamente el hecho de que Panamá puede alcanzar un mayor crecimiento económico, respecto al crecimiento histórico.

### Escenario Bajo o Pesimista:

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

Este escenario, bajo o pesimista, contempla entre otras causas un retroceso debido a la gran crisis internacional ocurrida en los años 2008-2009, en la cual se vio afectada la economía de Europa y de Estados Unidos, que a su vez afectó a gran parte del mundo y no se puede dejar de resaltar que al día de hoy no se conoce su verdadero impacto.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## CAPÍTULO 3

# 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 presenta información, evolución y perspectivas, de las Variables externas al sistema eléctrico, las cuales son la población urbana y rural del país, PIB global y variación del nivel de precios en el país (Inflación). Todos los componentes antes mencionados son esenciales para la evolución del sector eléctrico. Además, se analizan los indicadores del sistema eléctrico nacional, como el precio promedio de la energía eléctrica, ventas de electricidad total, ventas a los sectores de básicos de consumo, las pérdidas de electricidad y el factor de carga del sistema

### 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 respectivos censos nacionales de población y vivienda, en cuyos datos se basan las proyecciones oficiales de población. De los datos censales, el INEC con la ayuda del Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE), componente de la CEPAL desde 1997, realiza las conciliaciones, estimaciones, proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2050.<sup>2</sup>

En el año 2010, se realizó el último censo de población, el Undécimo Censo de Nacional Población y el VII de Vivienda, del cual se derivan los indicadores demográficos de la estructura y otros aspectos sobresalientes de la población panameña. Los últimos datos censales muestran no solo un cambio estructural de la población, resultante de cambios culturales, sino también de la imprecisión de anteriores premisas demográficas.

De acuerdo a los resultados obtenidos en el último censo, 2010, se pudo observar una disminución en la tasa

---

<sup>2</sup> Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE) publica en Internet

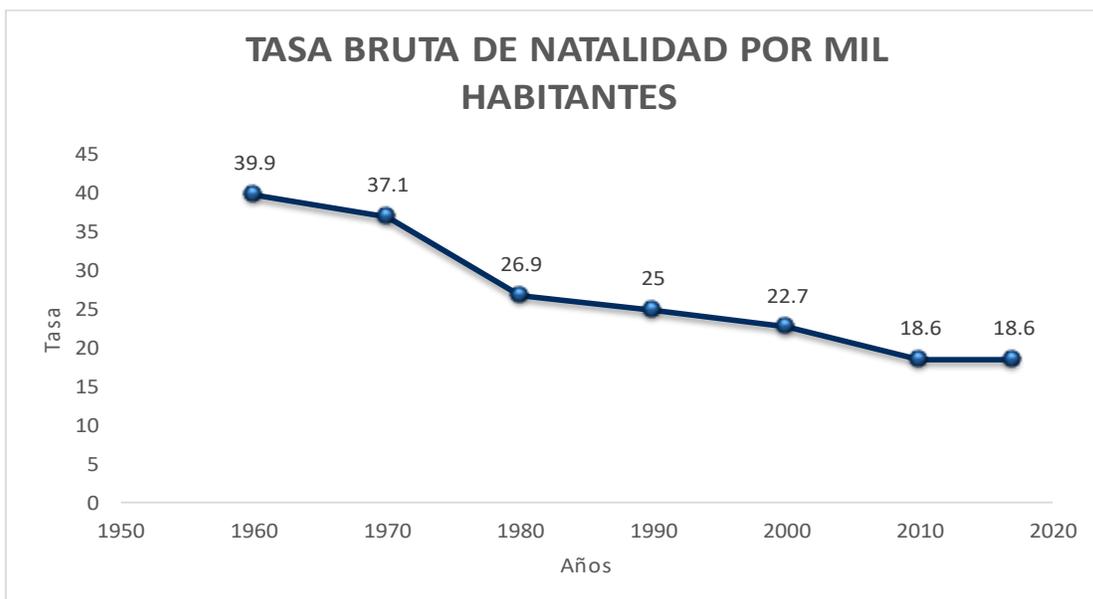
(<http://www.cepal.org/estadisticas/>).

de crecimiento poblacional (TPC), pasando de un 2.08% (1990-2000) a un 1.88% (2000-2010), véase Gráfico 3. 1. Según las proyecciones nacionales vigentes, la población panameña se incrementó aproximadamente un millón de habitantes desde el 2000 al 2016 (4,037,043 habitantes), sin embargo, de haberse mantenido el ritmo de crecimiento del milenio pasado el número de habitantes para el año 2016 debió ser más grande.

Otro factor que ha disminuido al pasar de los años es la tasa de natalidad, que paso de 22.7 nacimientos por cada mil habitantes en el 2000 a 18.6 nacimientos por cada mil habitantes

en el 2017 (véase Gráfico 3. 1). Esto nos indica que el ritmo de crecimiento de este milenio es más lento y se encuentra en descenso.

Por lo antes mencionado, se espera que la población panameña crezca a un ritmo de 1.6 por ciento anual, para alcanzar una población total, al 2020 de 4,296,732 habitantes. Esta caída en la fecundidad nacional en conjunto con un saldo neto migratorio registrado también bajo, augura para después del año 2030, TPC aun menores a 1.0% anual, véase Gráfico 3. 1.



**Gráfico 3. 1: Tasa bruta de natalidad [1].**

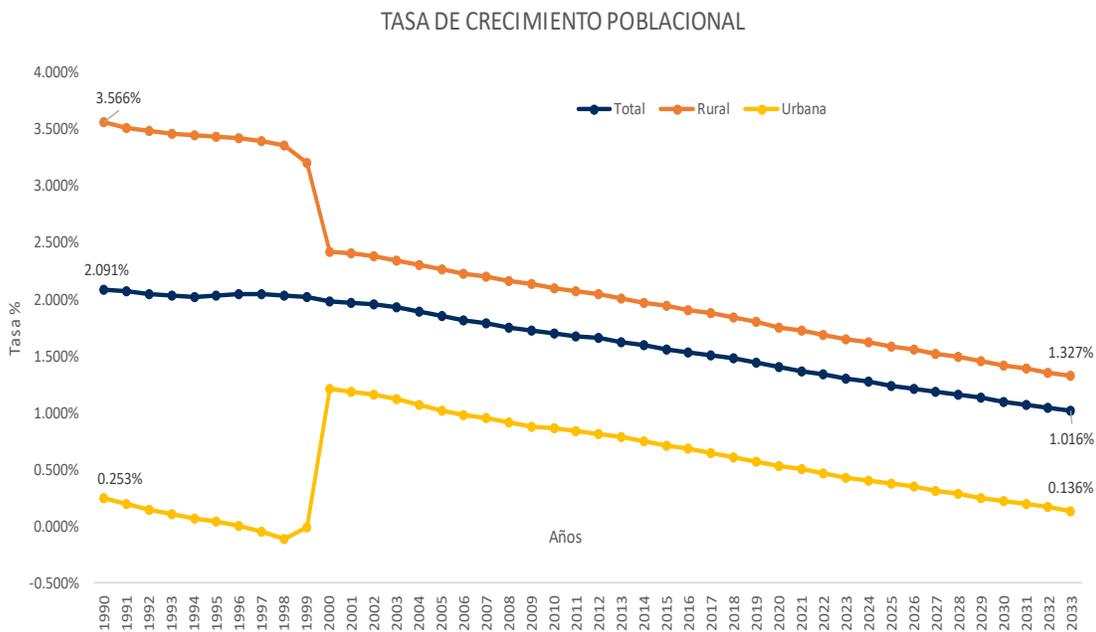
Según proyecciones publicadas por el Instituto de Estadísticas y Censo, basada a su vez en el X Censo Nacional de Población y el Sexto Censo Nacional de Vivienda, la población total de la República, al 1 de

julio de 2010, se estimaba en 3.5 millones de personas, de las cuales se consideraba que el 64.6% (2.26 millones de personas) habitaría en las

áreas urbanas.<sup>3</sup> Vale destacar que la Provincia de Panamá, con más de 51% de la población total, posee el mayor porcentaje de residentes en su área urbana, con 90.6%, lo que representa 1,6 millones de personas, equivalentes al 71.8% de la población total urbana del país. Si a esta cantidad le agregamos la población urbana de la provincia de Colon, más de ciento sesenta y seis mil habitantes urbanos. Dado que la ciudad de Colon, conforma con el área urbana de Panamá, la conocida “Región Metropolitana” del país, zona territorial comprende a un 79.7% de la población urbana del país, cerca de 4/5 de ella.

La población urbana se caracteriza por tener una tasa de crecimiento relativamente alta, véase Gráfico 3. 2, producto del desplazamiento histórico de la población del área rural y de inmigrantes de otros países, que casi en su totalidad se asientan en el área metropolitana (Eje del Canal).

En resumen, la población urbana y rural seguirán creciendo, pero su tasa de crecimiento anual viene cayendo, condicionada por los cambios demográficos de un país urbano, como es la menor cantidad de hijos por familia, por ende, la población total viene creciendo cada vez más lentamente.



**Gráfico 3. 2: Tasas de Crecimiento Poblacional [7].**

<sup>3</sup> Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, Urbana- Rural en la República de Panamá, por Provincia, Comarca Indígena, según Sexo y Grupos de

Edad: Años 2000-2010 Boletín N° 11, de marzo del 2007.

En general, la tendencia predominante es a profundizar la carga poblacional en las áreas urbanas, véase Gráfico 3. Este comportamiento obedece, tanto a la migración extranjera de los

últimos tres años, así como la migración interna, campo- ciudad, como a los avances de urbanización, propios del desarrollo económico del país.

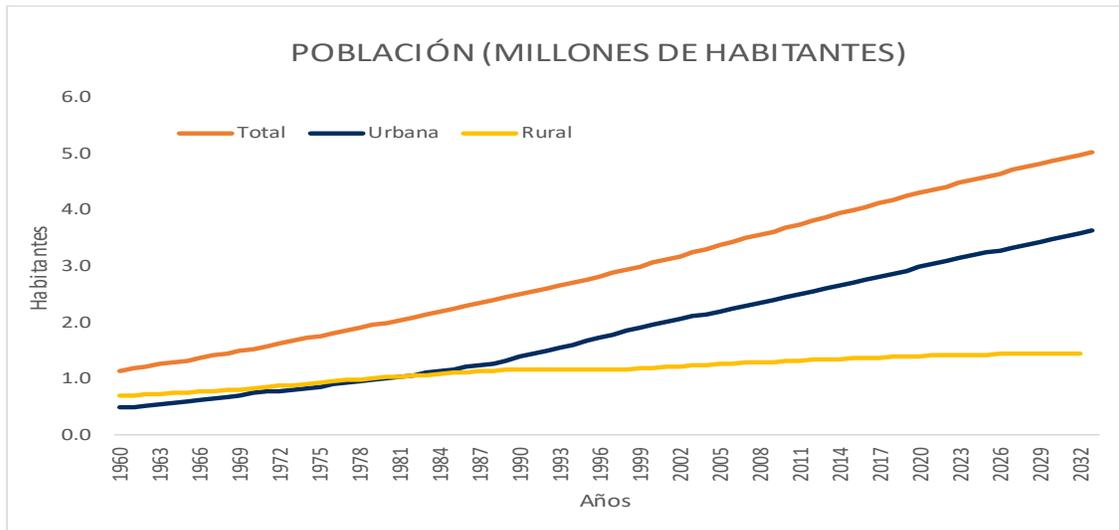


Gráfico 3. 3: Población (Millones de Habitantes) [7].

## Inflación

Hasta mediados del 2004, la paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano, le había permitido a Panamá mantener una baja inflación. Históricamente este indicador había fluctuado alrededor del 1%. Tanto que a la inversa de lo que sucedía en la mayor parte de los países de la región latinoamericana, en Panamá se registraron largos periodos de tiempo

(1985-2005), con tasas de inflación, que en su máximo no superaron cambios mayores al 1.5%, para una tasa de crecimiento promedio del nivel de precios de solo 0.9% anual.

En cambio, en correspondencia al periodo de crecimiento económico sostenido que el país tuvo en los años 2007-2014<sup>4</sup>, la inflación se manifiesta con una tasa promedio anual de

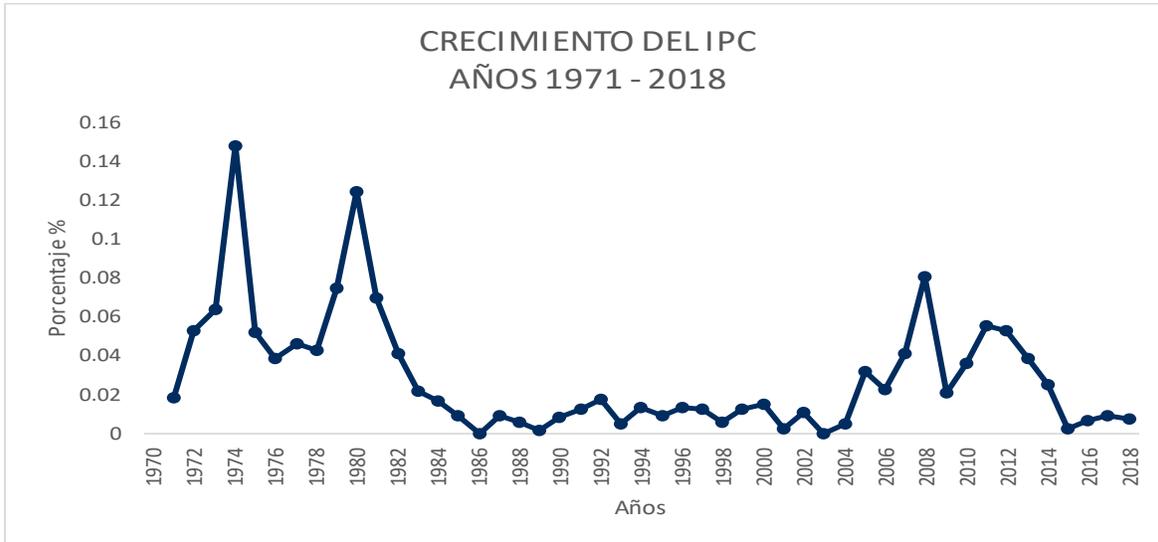
<sup>4</sup> De acuerdo al Índice de Precios al Consumidor base 1987, empalmadas con las series base 2002 y 2013, publicadas por el Instituto de Nacional de Estadística y Censo,

dependencia de la Contraloría General de la República.

4.38%, magnitud de dígitos solo alcanzados tan atrás en el tiempo, como en el año 1982.

Del 2015, en adelante, se vuelven a registros de inflación, menores a un dígito porcentual, de 0.19%, 0.68% y 0.89%. Con lo que se espera haya

terminado el anterior ciclo, de altos incrementos de precios, para volver a una senda de precios relativamente estable, como se tuvo por más de dos décadas 1982-2005. La inflación promedio anual para el año 2018, alcanzó un valor de 0.76%.



**Gráfico 3. 4: Crecimiento del IPC [11].**

El Gráfico 3. 4, muestra etapas muy definidas del efecto inflacionario en la economía nacional, una primera etapa de alta inflación, años 1970 - 1980. La etapa siguiente, que cubre casi dos décadas, 1985-2004, donde el efecto del incremento del nivel de precios fue casi imperceptible, de 1.1%, durante toda la etapa. Seguida de una etapa, 2005-2014, caracterizada por algunos registros de inflación elevados, para

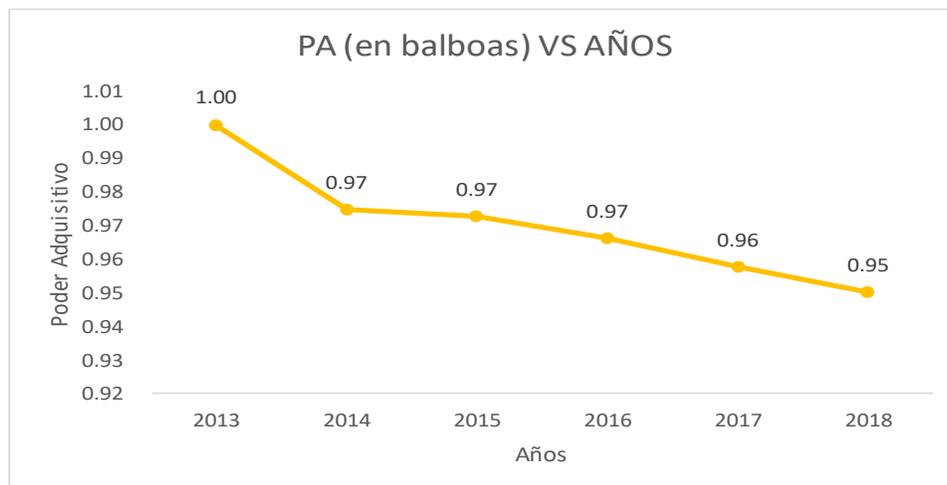
un promedio del periodo de 4.05%. En los últimos años, 2015-2018, los índices de precios han regresado a niveles menores de 1%, que esperamos sea el inicio de una nueva y larga etapa de baja inflación.

## Poder Adquisitivo

El poder adquisitivo (PA) es un indicador económico, utilizado para comparar de una manera realista el nivel de vida, entre diferentes periodos, regiones o entre distintos países, valorando el Producto Interno Bruto per Cápita en términos del coste de vida en cada país. Entendiendo por coste de vida, el nivel de la inflación. O, en su defecto, Poder adquisitivo (PA), o sea el monto de valor de un bien o un servicio comparado al monto pagado. Si el ingreso monetario se mantiene igual, pero aumenta el nivel

de precios, el poder adquisitivo de tal ingreso baja.

La inflación no implica siempre un poder adquisitivo que cae con respecto al ingreso real recibido, pues el ingreso monetario puede aumentar más rápido que la inflación. Por definición, el poder adquisitivo de un dólar decrece a la vez que el nivel general de precios aumenta.



**Gráfico 3. 5: Poder Adquisitivo [11].**

En el Gráfico 3. 5, se puede apreciar que desde el año 2013 a al 2018 el poder adquisitivo del consumidor nacional se ha reducido en un 5 %. Lo que, en otras palabras, significa que 100 Balboas en el año 2018, solo compran una cantidad de bienes por un valor noventa y cinco Balboas, de la misma calidad de los que se compraban en el año 2013.

Es necesario mencionar, que el efecto inflacionario total en Panamá, no puede ser representado únicamente por la variación del IPC, ya que por otro lado la paridad de nuestra moneda con el Dólar estadounidense, esconde la caída adicional del poder adquisitivo de compra de nuestra economía, con respecto a sus compras en Sur América, Europa y

Oriente. Consecuente con los términos de intercambio, los cuales son dependientes de la depreciación y vaivenes de la moneda norteamericana, la cual ha estado variando anualmente su cotización en los últimos años con respecto a divisas

fuertes como el Euro, el Yen y el oro (hasta un -50% en algunos casos). Por consiguiente, el costo de compra de las mercancías y bienes importados para los panameños es más oneroso de lo que indica únicamente el parámetro del IPC.

## Producto Interno Bruto

La evolución histórica del PIB en los últimos 18 años muestra en general un crecimiento estable (véase Gráfico 3. 6), con un parámetro crecimiento anual sostenido en el periodo de 6.73%, en el cual se observan pequeños periodos de contracción. Es importante señalar que las tasas de crecimiento promedio obtenidas en los últimos años son significativas, por ejemplo, en el periodo 2005 -2013, se sitúan en un 8.59% anual. En la cual, si se exceptúa el cambio anual 2008-2009, se tienen dos periodos de crecimiento, 2003-2008, reflejo una de crecimiento sostenido de 8.28% y el periodo 2010-2013 de 9.07%, con lo cual, la economía nacional retorno a la zona de excelentes perspectivas.

Durante los años 2013 al 2018, el PIB alcanzó registros más bajos de crecimiento, pero todavía dentro los niveles de crecimiento. Para el año 2013 fue de 6.61 %, el año 2014 el PIB

cayó a 6.05%, el año 2015 el registro alcanzado fue de 5.78%, en el año 2016 cayó a 4.87%, el año 2017 cuenta con un registro de 2.63% y por último en el 2018 alcanzó un valor de 3.72, para un promedio anual de 4.94% (véase Gráfico 3. 6). Que, de mantenerse como un parámetro sostenido, permitiría, que, en términos reales, el nivel alcanzado de la economía nacional, en 2018, se duplique, en un lapso de 12 años, o sea para el año 2030.

A pesar del bajo incremento alcanzado en el 2018 de 3.72%, se espera que para los próximos años este aumente hasta en 6%, debido, al impulso que puedan generar proyectos como la mina Cobre Panamá, Centro de convenciones Amador, Puerto de Corozal, Terminal de Gas (GTPP).

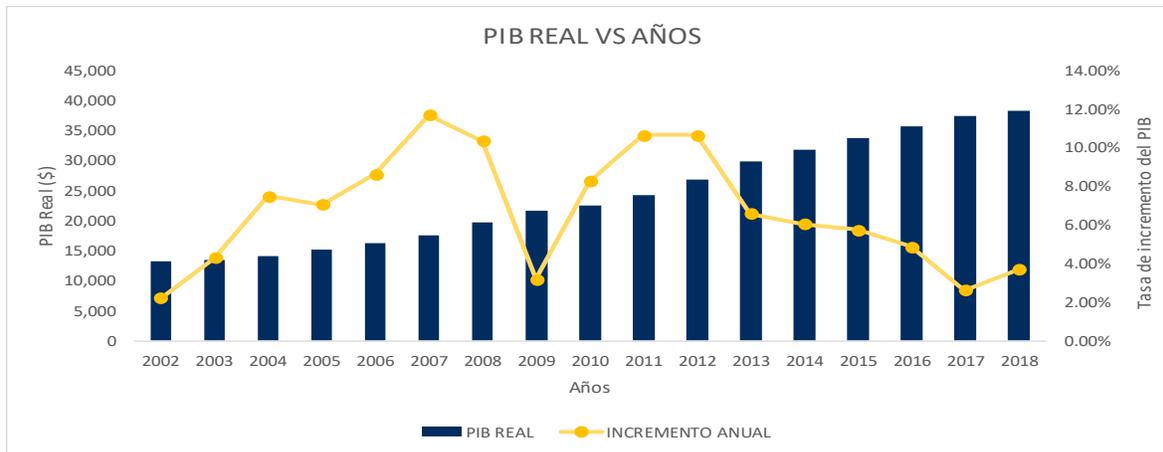


Gráfico 3. 6: PIB real y tasa de aumento anual [10].

## 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 mayor 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	
Coefficiente de correlación múltiple	0.998
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.995
R <sup>2</sup> ajustado	0.995
Error típico	131.295
Observaciones	17

Tabla 3. 1: Registros históricos.

Se debe mencionar que a partir del 2006 se tiene un incremento mayor en la tendencia del crecimiento del PIB, mientras la demanda eléctrica es levemente menos espectacular. Además, se destacan, los últimos años, 2010 en adelante, donde se

produce nacionalmente más producto versus unidad de electricidad consumida en el país, o en otras palabras se ha incrementado la productividad del país con respecto al insumo eléctrico, véase Gráfico 3. 7.

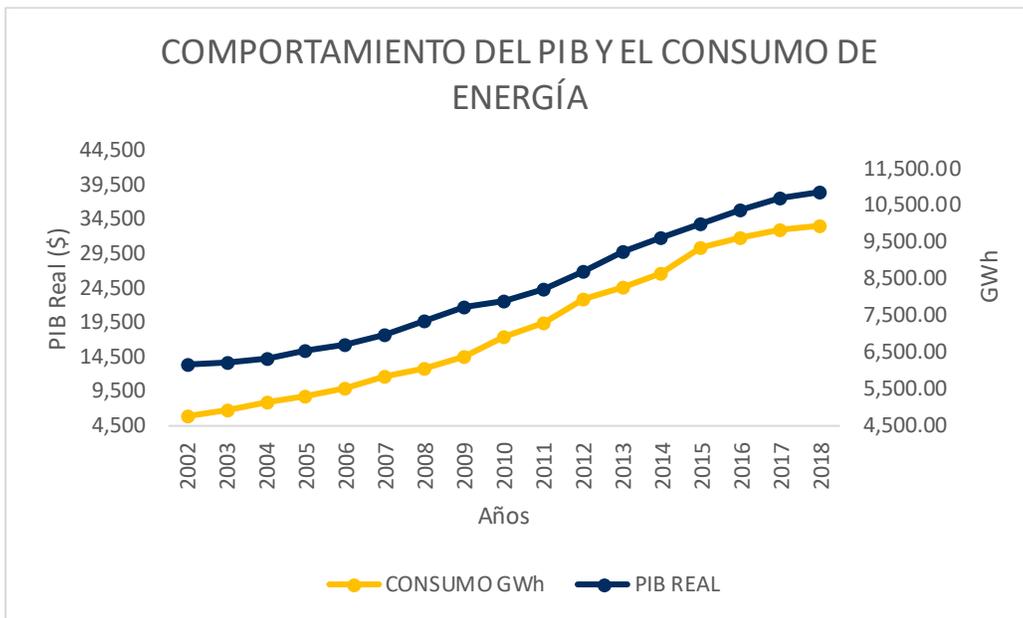


Gráfico 3. 7: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica [4, 10].

## Sistema Eléctrico Nacional

### Balance Eléctrico

A continuación, se presentan las ecuaciones de balance energético usadas para relacionar los diferentes indicadores eléctricos:

#### Oferta

$$\text{Energía Eléctrica Disponible} = \text{Generación Bruta} + \text{Autoconsumo} + \text{Importaciones} - \text{Exportaciones}$$

$$\text{Generación Neta} = \text{Generación Bruta} - \text{Autoconsumo}$$

#### Demanda

$$\text{Demanda de energía eléctrica} = \text{Ventas de energía eléctrica} + \text{pérdidas de energía eléctrica}$$

$$\text{Ventas de energía eléctrica} = \text{Consumo de energía eléctrica}$$

#### Balance

$$\text{Energía eléctrica disponible} = \text{Demanda de energía eléctrica}$$

La participación porcentual promedio (2001-2018) de los principales sectores, indica que se mantiene la estructura de los últimos cinco años, en donde el 48% de la energía eléctrica que se utiliza para el bienestar de los ciudadanos, mientras que el 52% se consume en actividades de producción económica, como se aprecia en el siguiente Gráfico 3. 8.

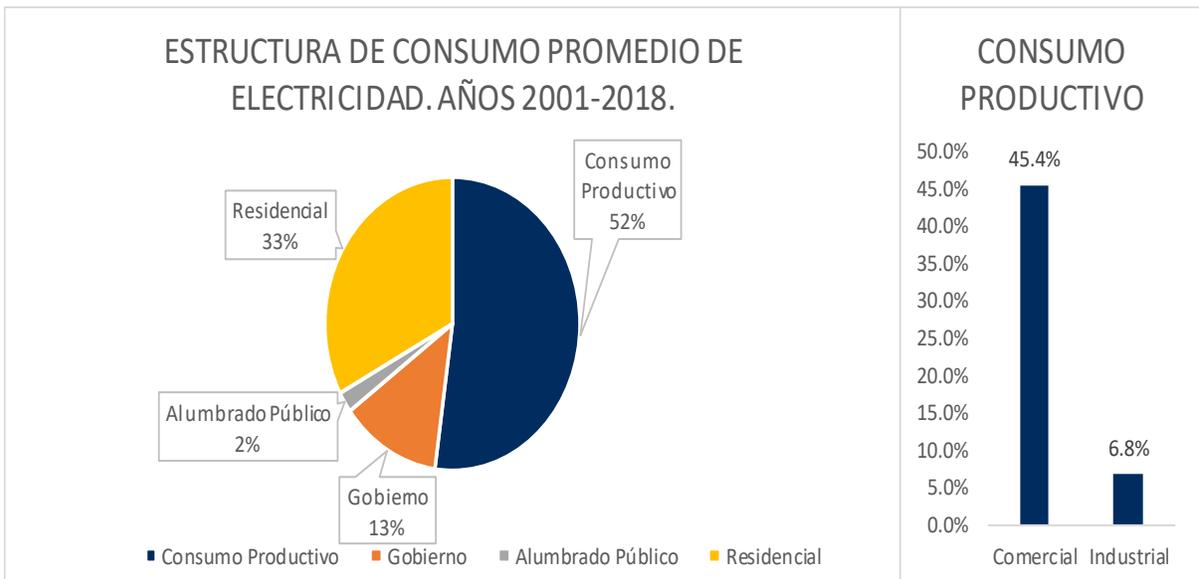


Gráfico 3. 8: Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2018 [4].

## Potencia Eléctrica del Sistema

Al fin del año 2018, la potencia eléctrica Instalada del Sistema Interconectado en Panamá, sin considerar las instalaciones de ACP no ofertadas ni Sistemas Aislados es de 3,036.148 MW, mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, alcanzó un parámetro de 1,665.0 MW.

La generación neta de energía eléctrica en el 2018 fue de 10,783 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica fueron de 8,588 GWh.

## Demanda Máxima

Tanto en la Tabla 3. 2, como en el

Gráfico 3. 9 , se muestra el constante incremento de la demanda máxima del sistema eléctrico panameño DMG, registrándose incrementos porcentuales anuales sostenidos, no menores de 3.94%. Es muy importante mencionar que se destacándose dos periodos, bien definidos, de 1970-1979 con tasa de 8.33%, la cual ha sido el periodo con mayor tasa de incremento anual y los últimos nueve años 2010-2018, con una tasa de crecimiento anual sostenida de 3.94%, presentando la tasa de incremento anual más baja.

<b>Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño</b>				
<b>Periodos</b>	<b>Max (MW)</b>	<b>Total (MW)</b>	<b>Incremento</b>	
			<b>Promedio (MW)</b>	<b>Anual (%)</b>
1970 - 1979	285.4	147	16	8.33%
1980 - 1989	474.8	141	16	4.30%
1990 - 1999	754.5	290	32	5.54%
2000 - 2009	1153.99	377	42	4.49%
2010 - 2018	1665	443	49	3.94%

Tabla 3. 2: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG [6].

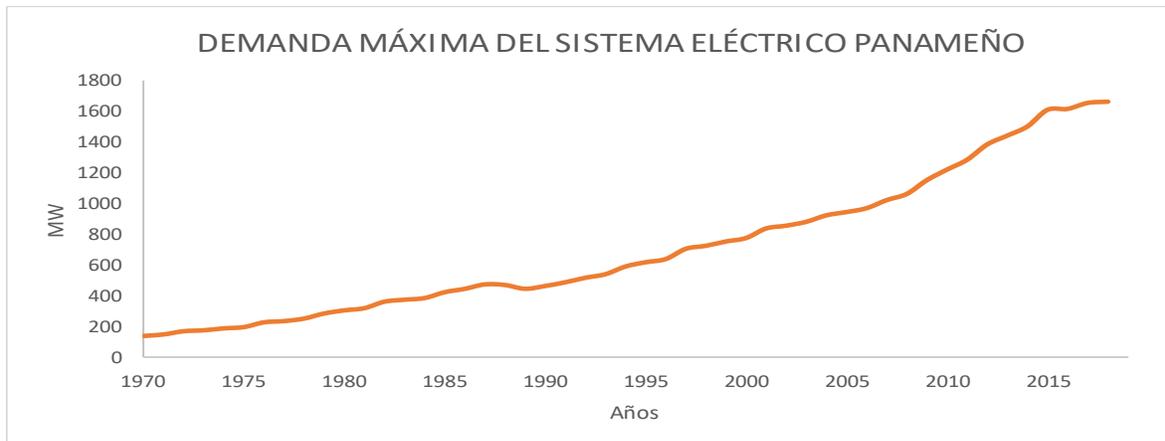
Al ver la Tabla 3. 2, podemos ver como se incrementa la demanda anual exigida por el SIN, pasando de aproximadamente 16 MW a 49 MW, en 30 años. En especial en los últimos 18 años, correspondientes a los

periodos 1999 –2000 y 2000-2018, en que se enmarca el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, en el cual, la DMG ha estado creciendo en un promedio anual de

aproximadamente 41 MW, con un mayor peso de los últimos cinco años.

La década anterior 2000-2009, la DMG creció a una tasa de 4.49%, aproximadamente 42 MW por año. Mientras que en los últimos nueve años 2010-2018, la demanda creció 3.94% anual sostenido, equivalente a un incremento anual de 49 MW por

año. Destacándose, los registros del periodo anual 2012-2011, en donde la DMG creció 99.81 MW y el periodo anual 2015-2014 en que la DMG creció, 108.54 MW. Para crecimientos porcentuales de 8 y 7%, respectivamente.



**Gráfico 3. 9: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño – DMG [6].**

Las magnitudes de crecimiento del DMG, en estos años puntuales (2011-2012 y 2014-2015), deberán ser explicados por la incorporación simultánea de grandes proyectos inmobiliarios, y de la expansión y construcción de centros comerciales en la ciudad de Panamá. Práctica, que fue transferida a otras áreas del país, con la construcción de complejos comerciales en las principales ciudades del País.

Por otro lado, la oferta del SIN fue presionado por la entrada en operación de la capacidad máxima de

dos mega proyectos estatales, primera etapa de la Planta de Tratamientos de Aguas Residuales (PTAR) y bombas conexas y de la operación a su máximo de la Línea 1 del Metro de Panamá.

Se espera que para los próximos años la demanda continúe incrementado, ya que, contaremos con un incremento en la población, incrementos en el PIB manteniendo tasas hasta de 6% y más mega proyectos como, Líneas del metro, Panamá Colón Container Port, Expansión del aeropuerto, entre otros.

## Factor de Carga (FC)

El factor de carga (FC) eléctrico, representa la relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo y la carga máxima registrada en dicho periodo.

En otras palabras, El factor de carga es una medida que nos indica que tanto se utiliza la energía eléctrica o la eficiencia en el uso de la energía

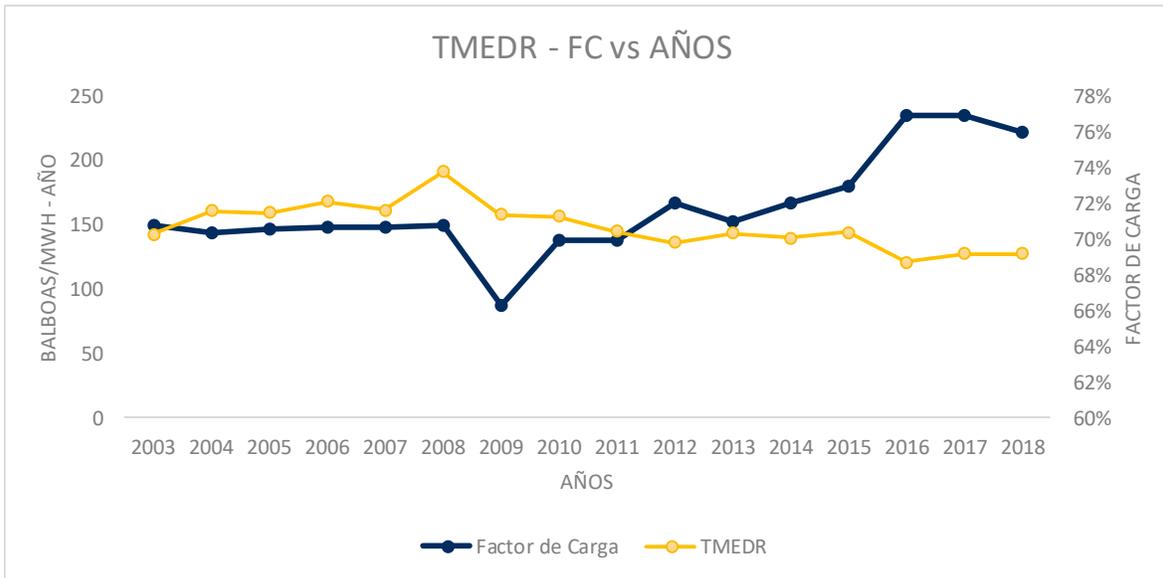
eléctrica. Este valor se encuentra siempre en un intervalo de 0 a 1, en donde siempre se busca estar cerca o más próximo al uno, ya que esto nos indica que se tiene un uso más eficiente de la energía eléctrica.

A continuación, se puede apreciar la fórmula para calcularla.

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Energía Eléctrica Disponible} * 1000}{(\text{DMG} * 8760\text{h})}$$

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. 10, se puede apreciar que al incrementarse el FC, disminuye la Tarifa media.

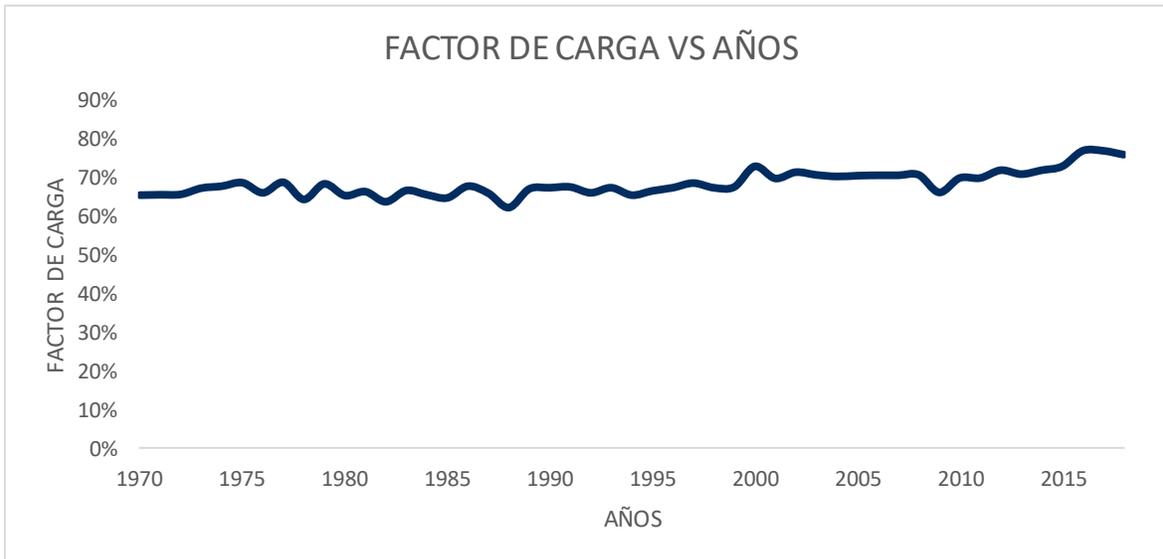


**Gráfico 3. 10: Tarifa Media Real y Factor de Carga [6].**

De acuerdo a los registros históricos anuales del sistema eléctrico nacional, el FC del SIN mantuvo una estabilidad consistente a través del tiempo, véase Gráfico 3. 11, para una variación promedio anual en todo ese largo periodo 1970 – 1998, de solo 0.10%. En un sistema eléctrico en que el consumo residencial, históricamente representó el 26%, evolución, que estuvo asociada a tradicionales patrones de consumo de la energía eléctrica de la sociedad panameña, la cual recibió durante ese periodo, escasas e ineficaces señales de

precios que incentivaran formas de consumo más eficientes.

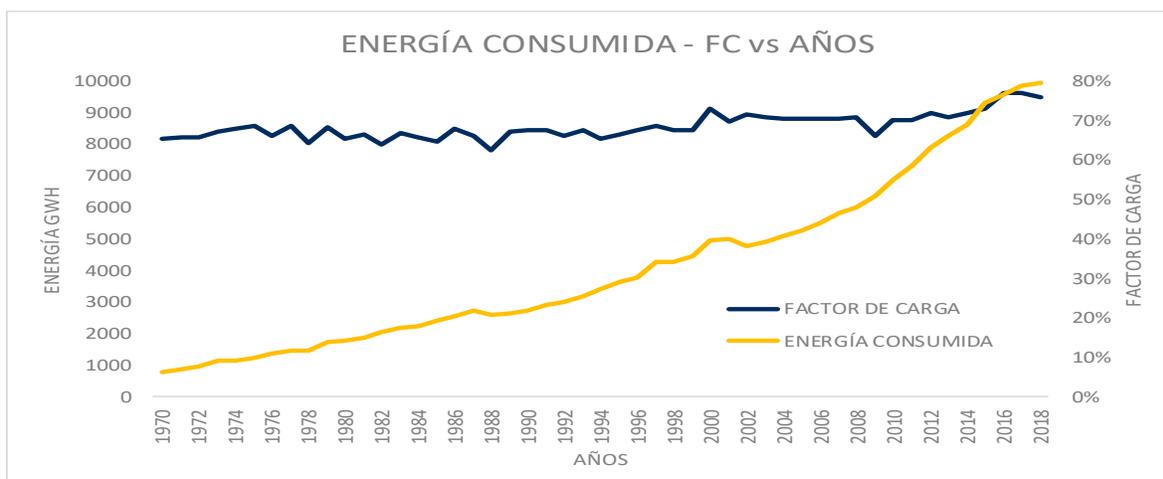
A partir de la restructuración de la prestación del servicio público de electricidad en Panamá, periodo que se inicia formalmente a partir del año 1999, el FC ajustado del sistema integrado tuvo leves incrementos, alcanzando en los primeros diez años 1999-2008 un factor máximo de 70.8 %. para el año 2007, con un factor promedio 70.2 %, para el periodo de diez años, con una variación promedio anual creciente de 0.5%.



**Gráfico 3. 11: Factor de Carga 1970-2018 [6].**

En el periodo comprendido del 2001-2008 el factor de carga mantuvo una estabilidad relativa de 70.2 %, pero en los años 2009 y 2010, el FC registró una importante, disminución con valores de 68.7%, y 68.9%. Regresando del comportamiento errático en los años subsiguientes 2011-2015 a registros promedios normales de 70.3 %, 70.7 % 71.0 % y 71.5 %, respectivamente.

En una primera etapa, 2001-2006 el FC tuvo una tasa anual sostenida de 0.7%, para un valor promedio del periodo de 70.0 %. En cambio, el periodo posterior 2007-2012, resulto en un crecimiento más lento del parámetro, con 0.2% de crecimiento anual, pero con un valor promedio del parámetro de 70.3 %, aun con el retroceso del parámetro en los años 2009-2010.



**Gráfico 3. 12: Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible [6].**

Es importante señalar que esta involución o comportamiento irregular o inestable que mostró el FC, específicamente del año 2007 al 2010, está asociado probablemente a variables tales, como la mayor penetración del servicio eléctrico, dirigido a grupos sociales no viables. Situación consecuente con la integración de subsistemas eléctricos aislados y del servicio a nuevas aéreas suburbanas, alejadas de los actuales centros de distribución. Áreas caracterizadas por consumos bajos, lo cual implica incrementos en la potencia, sin un respectivo incremento significativo en el consumo de electricidad, características intrínsecas, de esta nueva población integrada.

Adicionalmente, la disminución paulatina del consumo del sector industrial en la energía total y en su participación a la demanda máxima,

en consideración a las actuales características de operación de nuestro sector de manufactura, contribuyeron a desmejorar el parámetro global del FC.

Por último, a evolución del parámetro FC, a lo largo de los años 2011–2018, muestra una tendencia al incremento anual del FC. Análisis, que indica un uso más eficiente del consumo eléctrico con respecto a los años anteriores, debido, posiblemente al ligero aumento en estos años de la actividad manufacturera ligera y a la mejor utilización del consumo de los otros sectores básicos de consumo: residencial, comercial y oficial, consecuente con posibles repuestas a señales tarifarias de la electricidad, a la implementación obligatoria de planes de conservación y ahorro energético y a una mejor gestión de la distribución eléctrica específicamente en el sector residencial.

## Pérdidas de Energía Eléctrica

El hecho de que cada persona cuente con energía eléctrica en sus casa, trabajos, empresas y negocios, implica un proceso de producción, transmisión y distribución de energía

eléctrica ver Figura 3. 1, muy importante mencionar que, en el caso de Panamá, se cuentan con participantes diferente para cada punto antes mencionado.

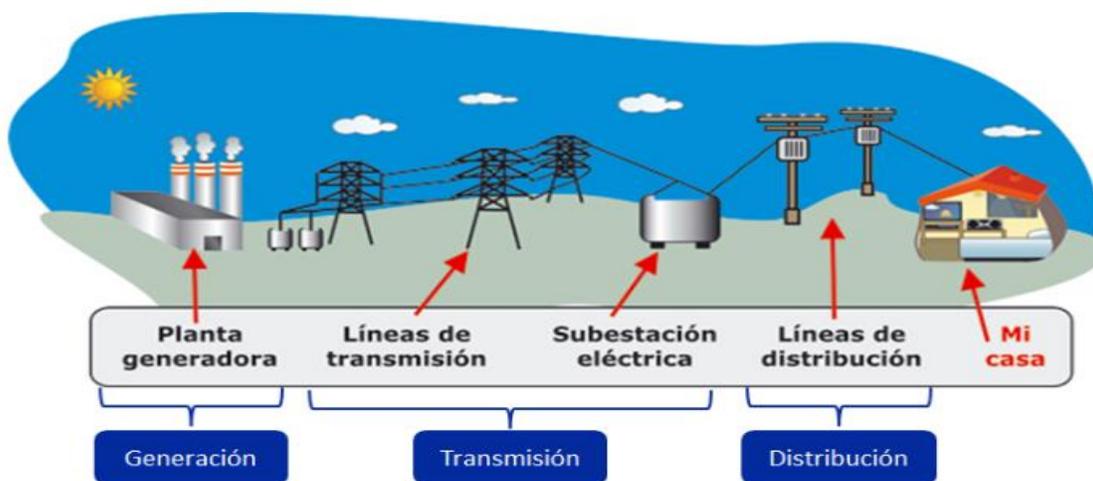


Figura 3. 1: Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica <sup>5</sup>.

Una vez se produce la energía eléctrica, para llevarla de un punto a otro, se utilizan largas líneas de transmisión, las cuales, con otros equipos, conforman la red de transmisión. En Panamá se cuentan con tres líneas de transmisión. Como en todo tipo de transporte se puede producir pérdidas, definitivamente el transporte de energía eléctrica también cuenta con pérdidas, a estas

se les conoce como Pérdidas de Energía Eléctrica y se clasifican en dos tipos, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

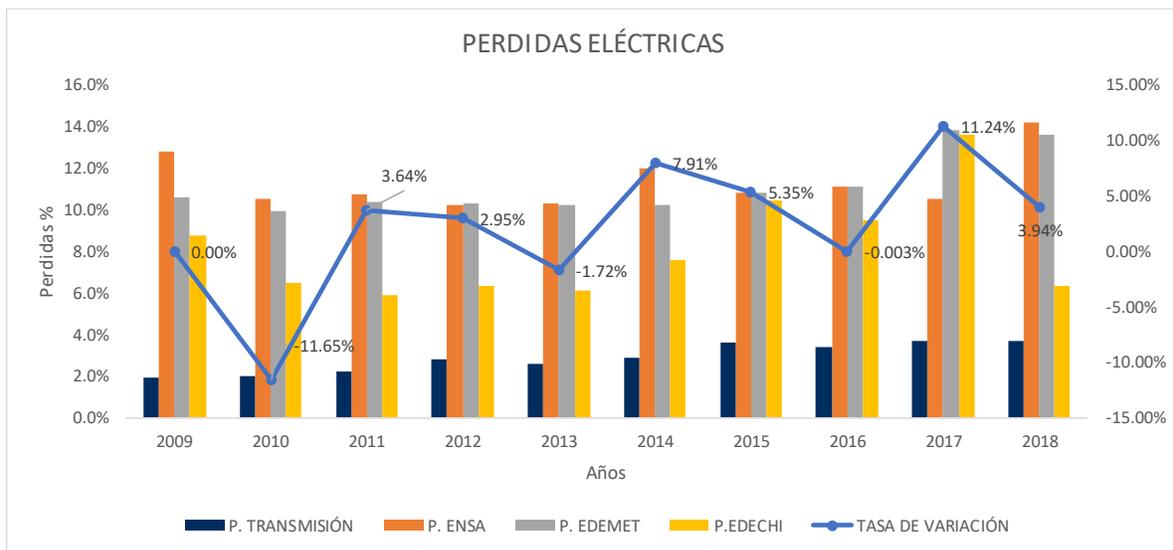
Las pérdidas técnicas, estas asociadas a las características de la red de transmisión, ya que estas son producidas en los transformadores, conductores y equipos eléctricos. Por otro lado, las pérdidas no técnicas, son las que están asociadas a

<sup>5</sup> Figura utilizada de la página Web de Gestión Energía MiPyMEs. <http://www.gestionaenergia.cl/mipymes/mercado-energetico/>

ineficiencias administrativas y comerciales como, por ejemplo, error en facturación y la más común, conexiones ilegales.

Las pérdidas en transmisión (PT) son menores a las de pérdidas en distribución (PD), esto se debe a los

distintos niveles de tensión que se manejan y también a la topología o configuración de los circuitos. En los últimos 10 años las PD, alcanzaron valores hasta de 14.2%, mientras que las PT alcanzaron valores de 3.7%, véase Gráfico 3. 13.

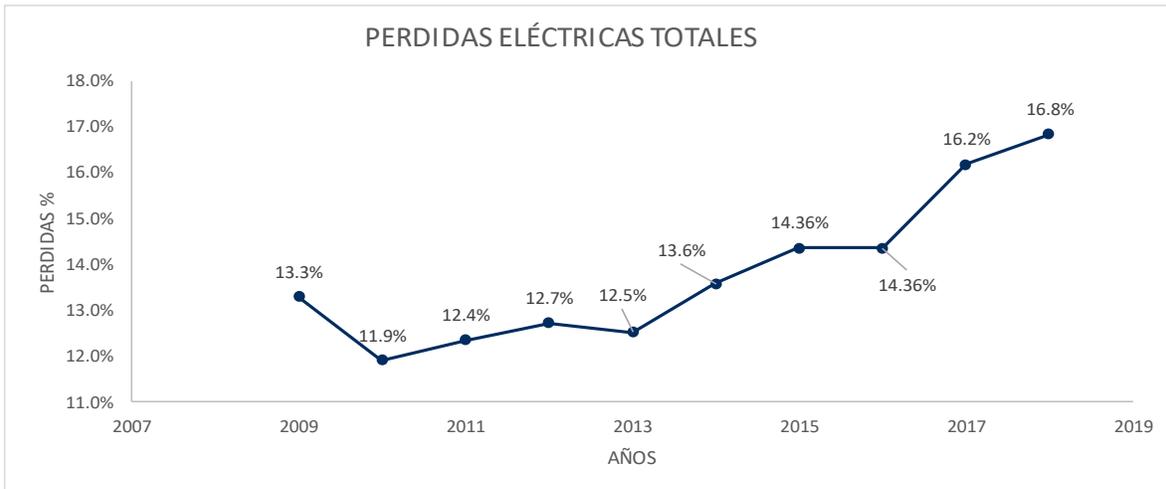


**Gráfico 3. 13: Perdidas Eléctricas [4].**

Como se aprecia en el Gráfico 3. 14, las pérdidas a través de los últimos años han tenido tasas de incremento interanual hasta de un 11.24%, además, se han presentado tasas interanuales de decrementos de un 11.65%. Para el año 2018 las pérdidas tuvieron un incremento del 3.94%, en comparación con el año 2017, en donde estas alcanzaron un valor de 11.24%, esto es positivo, ya que, a pesar del incremento en la demanda,

las pérdidas no aumentaron de forma precipitada.

En Panamá, las pérdidas totales del sistema, las comprende la suma de las pérdidas de transmisión y las pérdidas de distribución. En los últimos 10 años, la pérdida total se ha incrementado en una tasa promedio de 2.17%, véase Gráfico 3. 14. Para el 2018, las pérdidas totales alcanzaron un valor de 16.8%.



**Gráfico 3. 14: Pérdidas Totales del sistema 2009 – 2018 [4].**

Este aumento en las PTT, se deben a la incorporación de la nueva capacidad de generación renovable, lo que originó un incremento sustancial en el flujo eléctrico.

parámetro de más de 30%, registrado al inicio de la década del 2000 a un parámetro de 16.8% en el año 2018.

A pesar de que las pérdidas en los últimos años han aumentado lentamente, hay que resaltar los avances obtenidos en la gestión de las pérdidas del sistema, con respecto a las ventas de energía se pasó de un

## Precios de la Energía Eléctrica

La percepción general y permanente del consumidor residencial y en menor cuantía de los consumidores industriales y comerciales, del sistema eléctrico de Panamá, es que reciben una “energía eléctrica onerosa”. Pero en realidad el precio promedio real de la electricidad, pagada por los consumidores en Panamá se ha mantenido relativamente estable por largos periodos de tiempo, y aún más el precio real promedio, pagado en el año 2011, fue menor al precio pagado por este mismo consumidor, en el año 2003.

El servicio eléctrico, a precios corrientes, medido como la facturación total entre el total de kWh vendidos, paso de 29.3 \$/MWh, en el año 1970 a 196.2 \$/MWh en el año 2015, reflejando un crecimiento de solo 4.1%, o sea una tasa anual sostenida, en un periodo de 45 años. En el año 2016, el usuario pagó un precio corriente de solo 15.8 centésimos de Balboas por kWh consumido, una caída del 20 % con respecto al 2015, gracias a la estrepitosa caída del crudo de petróleo.

La evolución de los precios de la electricidad, pagados por los consumidores nacionales del año 1970, a la fecha se pueden separar en tres etapas bien diferenciadas, una primera etapa, años 1970 -1984, catorce años en que el precio de la electricidad se incrementó de 2.93 cent/kWh a 12.54 cent/kWh, un

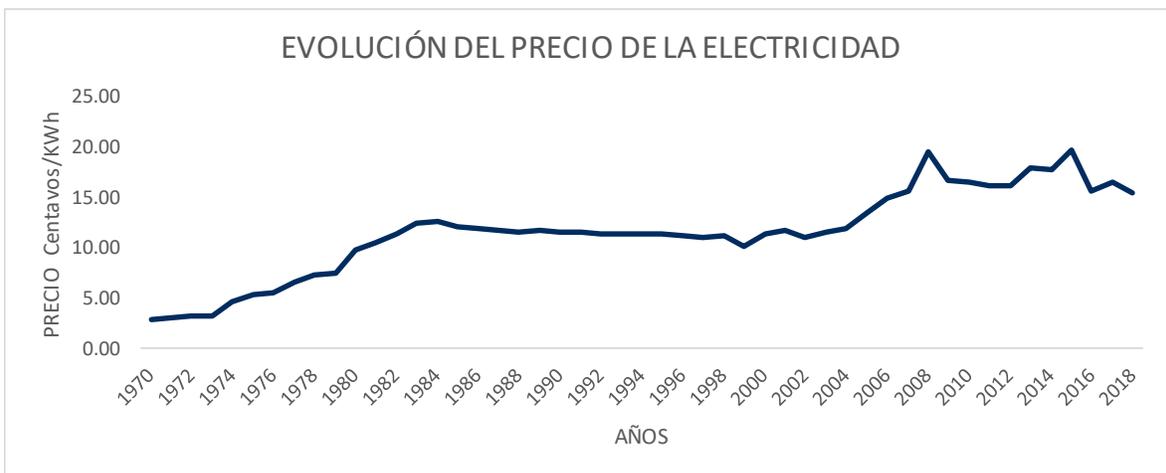
incremento anual de 11%. Periodo enmarcado, dentro de las dos primeras crisis del petróleo, años 1973 y 1979.

Una segunda etapa en donde los precios estuvieron estabilizados, años 1985-2003, 15 años en que el promedio de precios fue de 11.39 cent/kWh, con una variación anual sostenida durante este periodo de -0.24%. Una tercera etapa, años 2003-2018, en que el precio varió anualmente 1.97% con tres sub-etapas bien diferenciadas. Por conveniencia del análisis, esta etapa se examina en mayor detalle.

La evolución de los precios corrientes entre los años 2003 y 2018, muestra a su vez tres sub-etapas bien marcadas, la primera comprendida por los años 2003 – 2008, con precios crecientes de la electricidad, en donde el precio se incrementa en forma sostenida anual por 10.9%, pasando de 10.98 centavos por kWh en el año 2003 a 19.4 cent/kWh, en el año 2008. Mientras en la sub- etapa subsiguiente, años 2009-2012 el precio cae en -0.9% anualmente alcanzando un precio de 16.2 cent/kWh en el 2012. En la última sub-etapa, años 2013 -2015, el precio promedio de la electricidad tuvo un repunte, alcanzando en el año 2015 el precio tope de 19.62 cent/kWh, o sea una tasa de crecimiento en estos tres años de 5%.

En los tres últimos años, 2016-2018, se marca una nueva tendencia de precio de la electricidad, por disminución de los precios de los combustibles de la generación térmica, derivada del derrumbe de los precios internacionales del crudo de petróleo. Lo cual, se reflejó, en una caída del precio corriente de la electricidad, en el año 2016 de 20.5%

con respecto al precio logrado en el 2015, de 19.6 cent/kWh. En el año 2017, el precio promedio de ventas de la electricidad, se vuelve a incrementar a 16.40 cent/ kWh y por último se presentó una pequeña disminución para el 2018 en donde el precio fue de 16.35 cent/KWh.



**Gráfico 3. 15: Evolución del precio de la electricidad, 1970-2018 [4].**

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## CAPÍTULO 4

# 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 globales o explicativas necesitadas por el modelo ME-SIProDe, para realiza las estimaciones o proyecciones de la demanda eléctrica. Además, se presentarán las consideraciones y modelos utilizados para cada variable dependiente proyectada, que contribuyeron para la proyección de la demanda total del país.

### VARIABLES GLOBALES

Las variables globales, no son más que las variables explicativas que utiliza el modelo Me-SIProDe. Estas variables son los indicadores socioeconómicos de Panamá, que se correlacionan con la demanda de

energía eléctrica. Las variables globales son de suma importancia, ya que, ellas condicionan los resultados de las variables calculadas por el programa, como, por ejemplo, las ventas de las distribuidoras.

### Producto Interno Bruto (PIB)

Para la proyección del producto interno bruto, se utilizó la información presente en la Página del INEC, la cual, se encontró de forma trimestral a precios constantes de comprador base 2007 (millones de dólares), véase Tabla 4. 1. Para utilizar estos

valores en el ME-SIProDe, se tuvo que pasar sus datos trimestrales a datos mensuales, para ello se utilizó el comportamiento mensual del IMAE, este último también se obtuvo del INEC.

AÑO	PIB - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2002	B/.	13,561.92	2.23%
2003	B/.	14,147.48	4.32%
2004	B/.	15,210.95	7.52%
2005	B/.	16,287.64	7.08%
2006	B/.	17,696.85	8.65%
2007	B/.	19,771.78	11.72%
2008	B/.	21,822.64	10.37%
2009	B/.	22,520.68	3.20%
2010	B/.	24,389.27	8.30%
2011	B/.	26,995.30	10.69%
2012	B/.	29,876.28	10.67%
2013	B/.	31,851.88	6.61%
2014	B/.	33,779.92	6.05%
2015	B/.	35,731.55	5.78%
2016	B/.	37,471.72	4.87%
2017	B/.	38,456.83	2.63%
2018	B/.	39,887.62	3.72%

Tabla 4. 1: Registros históricos del PIB.

## Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 1), en el caso referencia o moderado, se utilizó un modelo tendencial, en este, nosotros le indicamos la tendencia mensual de incremento. Para esta, utilizamos la

estimación propuesta por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), la cual indicó que Panamá crecería alrededor de un 5.6% interanual, véase Tabla 4. 2.



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

ESCENARIO MODERADO			
AÑO	PIB - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	42,077.26	5.49%
2020	B/.	44,459.60	5.66%
2021	B/.	46,976.86	5.66%
2022	B/.	49,636.58	5.66%
2023	B/.	52,446.93	5.66%
2024	B/.	55,416.39	5.66%
2025	B/.	58,553.96	5.66%
2026	B/.	61,869.17	5.66%
2027	B/.	65,372.12	5.66%
2028	B/.	69,073.37	5.66%
2029	B/.	72,984.18	5.66%
2030	B/.	77,116.42	5.66%
2031	B/.	81,482.60	5.66%
2032	B/.	86,096.00	5.66%
2033	B/.	90,970.62	5.66%

Tabla 4. 2: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario moderado.

## Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Pesimista.

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

este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 3.43%, ver Tabla 4. 3, aproximado al valor obtenido al año 2018 de 3.72%, en donde, se presentó una desaceleración en las actividades económicas del país.



**Gráfico 4. 2: Proyección del PIB – Escenario Pesimista.**

ESCENARIO PESIMISTA			
AÑO	PIB - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	41,778.48	4.74%
2020	B/.	43,519.44	4.17%
2021	B/.	45,260.41	4.00%
2022	B/.	47,001.36	3.85%
2023	B/.	48,742.34	3.70%
2024	B/.	50,483.28	3.57%
2025	B/.	52,224.25	3.45%
2026	B/.	53,965.20	3.33%
2027	B/.	55,706.16	3.23%
2028	B/.	57,447.12	3.13%
2029	B/.	59,188.08	3.03%
2030	B/.	60,929.04	2.94%
2031	B/.	62,670.00	2.86%
2032	B/.	64,410.96	2.78%
2033	B/.	66,151.92	2.70%

**Tabla 4. 3: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.**

## Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Optimista.

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

Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 7.48%, ver Tabla 4. 4. Según estimaciones del Banco Mundial los próximos años Panamá podrá mejorar su desarrollo económico, debido al impulso que pueda causar grandes proyectos.

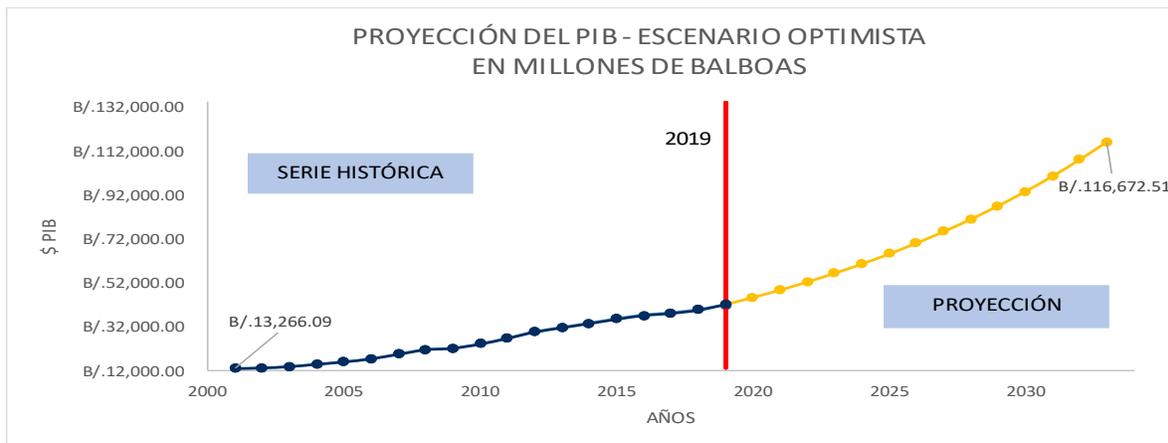


Gráfico 4. 3: Proyección del PIB – Escenario Optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA			
AÑO	PIB - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	42,472.64	6.48%
2020	B/.	45,651.45	7.48%
2021	B/.	49,068.43	7.48%
2022	B/.	52,741.06	7.48%
2023	B/.	56,688.57	7.48%
2024	B/.	60,931.64	7.48%
2025	B/.	65,492.29	7.48%
2026	B/.	70,394.38	7.48%
2027	B/.	75,663.23	7.48%
2028	B/.	81,326.72	7.49%
2029	B/.	87,413.87	7.48%
2030	B/.	93,956.58	7.48%
2031	B/.	100,989.08	7.48%
2032	B/.	108,547.78	7.48%
2033	B/.	116,672.51	7.48%

Tabla 4. 4: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario Optimista.

## Producto Interno Bruto Comercial (PIBCOM)

Para la proyección del producto interno bruto comercial, se utilizó la información presente en la Página del INEC de los sectores de servicio y comercial, en donde, se presenta esta información de forma trimestral a precios constantes de comprador base 2007 (millones de dólares),

véase Tabla 4. 5. Para utilizar estos valores en el ME-SIProDe, se tuvo que pasar sus datos trimestrales a datos mensuales, para ello se utilizó el comportamiento mensual del IMAE, este último también se obtuvo del INEC.

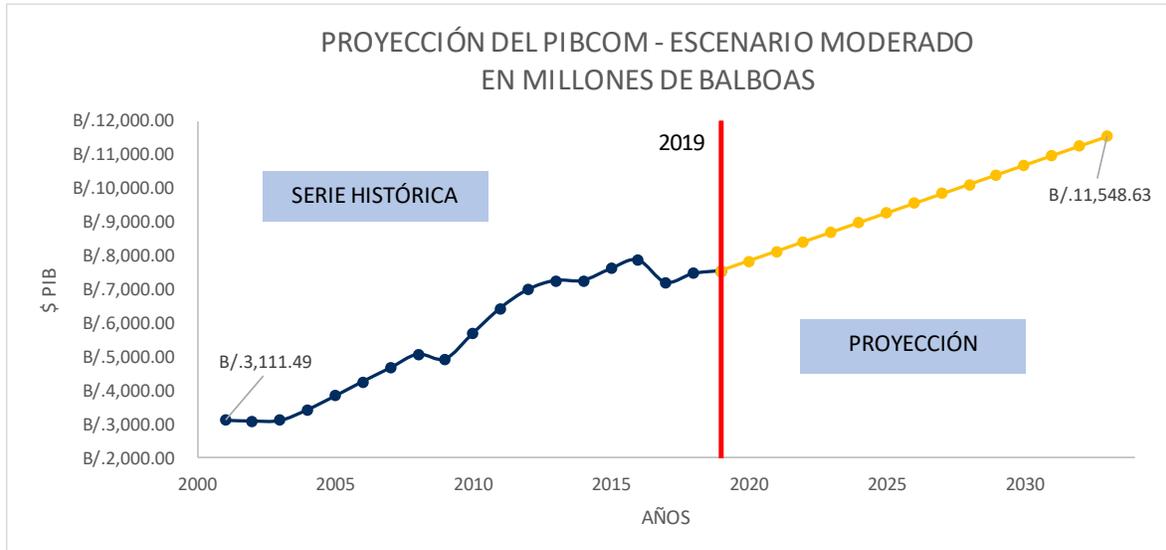
AÑO	PIBCOM - EN		INCREMENTO ANUAL
	MILLONES DE BALBOA		
2002	B/.	3,088.66	-0.73%
2003	B/.	3,105.27	0.54%
2004	B/.	3,426.61	10.35%
2005	B/.	3,832.17	11.84%
2006	B/.	4,260.44	11.18%
2007	B/.	4,666.16	9.52%
2008	B/.	5,074.18	8.74%
2009	B/.	4,936.97	-2.70%
2010	B/.	5,691.46	15.28%
2011	B/.	6,442.00	13.19%
2012	B/.	6,994.10	8.57%
2013	B/.	7,266.46	3.89%
2014	B/.	7,266.40	0.00%
2015	B/.	7,609.57	4.72%
2016	B/.	7,875.80	3.50%
2017	B/.	7,212.72	-8.42%
2018	B/.	7,469.61	3.72%

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

## Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 4), en el escenario moderado, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de

acuerdo al paso del tiempo mediante la utilización de un modelo lineal. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 2.95%, ver Tabla 4. 6.



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

ESCENARIO MODERADO			
AÑO	PIBCOM - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	7,556.94	1.17%
2020	B/.	7,842.07	3.77%
2021	B/.	8,127.18	3.64%
2022	B/.	8,412.31	3.51%
2023	B/.	8,697.42	3.39%
2024	B/.	8,982.55	3.28%
2025	B/.	9,267.66	3.17%
2026	B/.	9,552.78	3.08%
2027	B/.	9,837.90	2.98%
2028	B/.	10,123.02	2.90%
2029	B/.	10,408.14	2.82%
2030	B/.	10,693.26	2.74%
2031	B/.	10,978.38	2.67%
2032	B/.	11,263.50	2.60%
2033	B/.	11,548.63	2.53%

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

## Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Pesimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 5), en el escenario pesimista, se utilizó un modelo

tendencial, el cual, dio como resultado un incremento anual del 1.45%, alcanzando un valor de B/.9,125.77.

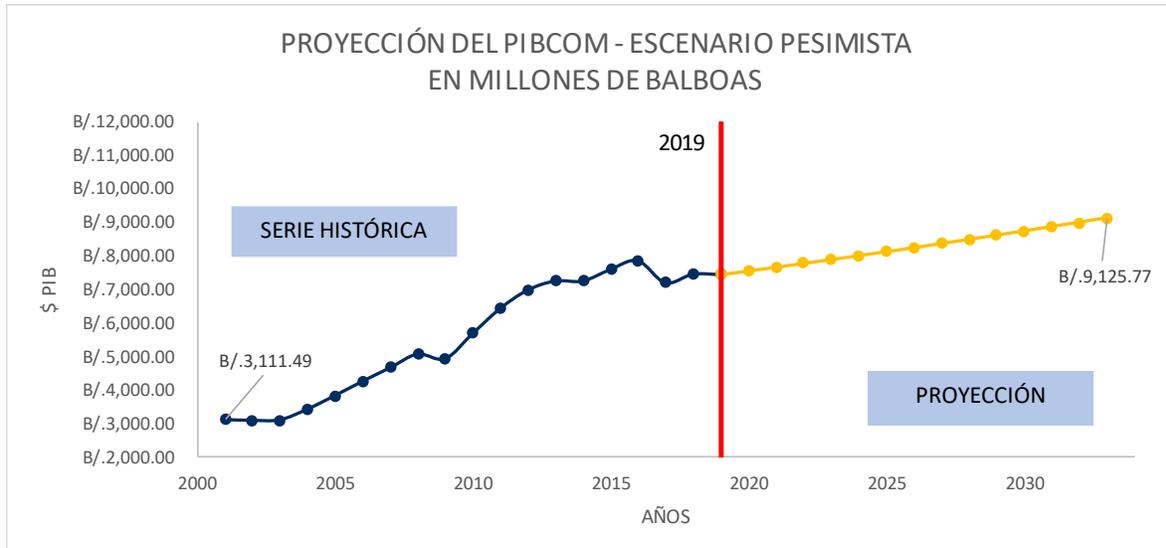


Gráfico 4. 5: Proyección del PIB Comercial– Escenario Pesimista.

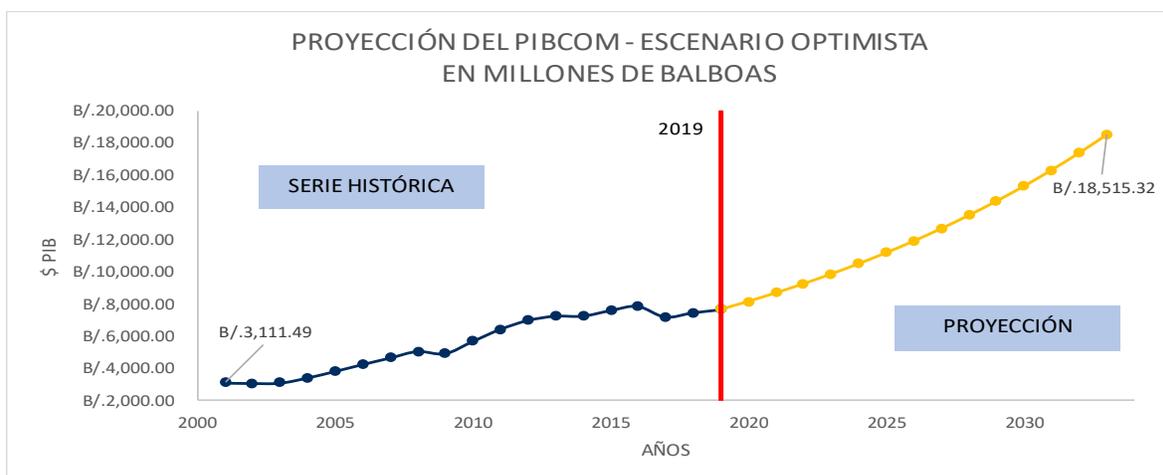
ESCENARIO PESIMISTA		
AÑO	PIBCOM - EN MILLONES DE BALBOA	INCREMENTO ANUAL
2019	B/. 7,460.52	-0.12%
2020	B/. 7,568.65	1.45%
2021	B/. 7,678.35	1.45%
2022	B/. 7,789.64	1.45%
2023	B/. 7,902.58	1.45%
2024	B/. 8,017.13	1.45%
2025	B/. 8,133.33	1.45%
2026	B/. 8,251.24	1.45%
2027	B/. 8,370.85	1.45%
2028	B/. 8,492.17	1.45%
2029	B/. 8,615.26	1.45%
2030	B/. 8,740.15	1.45%
2031	B/. 8,866.86	1.45%
2032	B/. 8,995.37	1.45%
2033	B/. 9,125.77	1.45%

Tabla 4. 7: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.

## Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Optimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 6), en el escenario optimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo al paso del tiempo mediante

la utilización de un modelo logarítmico. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 6.24%, ver Tabla 4. 8. Alcanzando un valor de B/. 18,515.32.



**Gráfico 4. 6: Proyección del PIB Comercial– Escenario Optimista.**

ESCENARIO OPTIMISTA			
AÑO	PIBCOM - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	7,660.92	2.56%
2020	B/.	8,159.44	6.51%
2021	B/.	8,690.16	6.50%
2022	B/.	9,255.52	6.51%
2023	B/.	9,857.70	6.51%
2024	B/.	10,499.13	6.51%
2025	B/.	11,182.20	6.51%
2026	B/.	11,909.74	6.51%
2027	B/.	12,684.63	6.51%
2028	B/.	13,509.86	6.51%
2029	B/.	14,388.82	6.51%
2030	B/.	15,325.00	6.51%
2031	B/.	16,322.22	6.51%
2032	B/.	17,384.18	6.51%
2033	B/.	18,515.32	6.51%

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

## Producto Interno Bruto Industrial (PIBIND)

Para la proyección del producto interno bruto del sector industrial, se utilizó la información presente en la Página del INEC del sector industrial, en donde se tiene esta información de forma trimestral a precios constantes de comprador base 2007 (millones de

dólares), véase Tabla 4. 9. Para utilizar estos valores en el ME-SIProDe, se tuvo que pasar sus datos trimestrales a datos mensuales, para ello se utilizó el comportamiento mensual del IMAE, este último también se obtuvo del INEC.

AÑO	PIBIND - EN		INCREMENTO ANUAL
	MILLONES DE BALBOA		
2002	B/.	1,319.66	-2.65%
2003	B/.	1,298.21	-1.63%
2004	B/.	1,332.38	2.63%
2005	B/.	1,356.18	1.79%
2006	B/.	1,408.59	3.86%
2007	B/.	1,492.76	5.98%
2008	B/.	1,547.58	3.67%
2009	B/.	1,542.47	-0.33%
2010	B/.	1,553.54	0.72%
2011	B/.	1,603.95	3.24%
2012	B/.	1,662.36	3.64%
2013	B/.	1,699.73	2.25%
2014	B/.	1,956.69	15.12%
2015	B/.	1,930.42	-1.34%
2016	B/.	1,876.81	-2.78%
2017	B/.	2,131.21	13.55%
2018	B/.	2,146.17	3.72%

Tabla 4. 9: Registros históricos del PIBIND.

## Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 7), en el escenario moderado, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 2.43%, ver Tabla 4. 10. Alcanzando un valor de B/. 2,951.89.

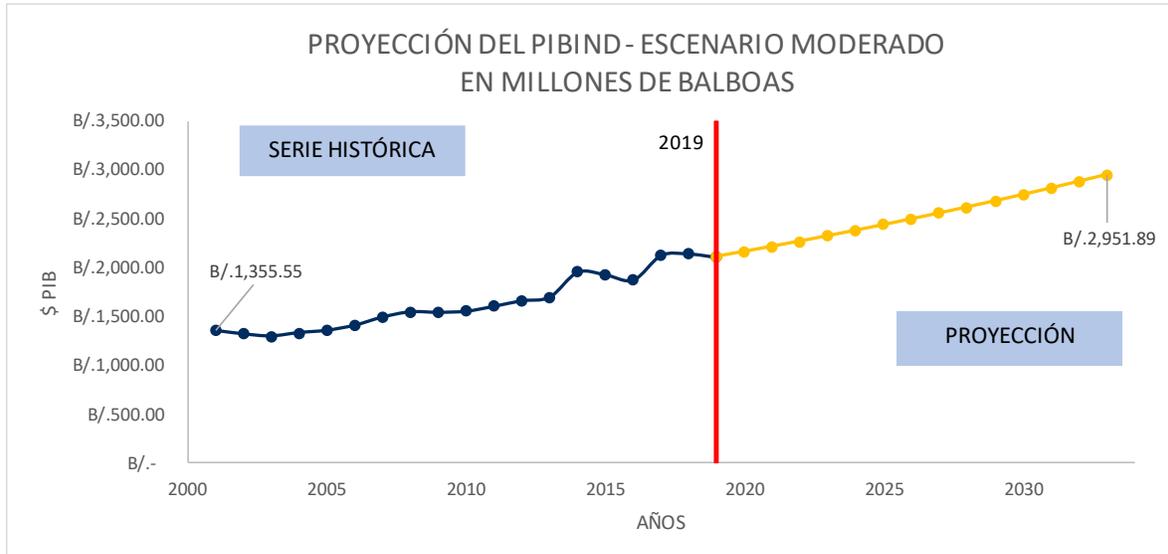


Gráfico 4. 7: Proyección del PIBIND – Escenario Moderado.

ESCENARIO MODERADO			
AÑO	PIBIND - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	2,110.18	-1.68%
2020	B/.	2,161.38	2.43%
2021	B/.	2,213.86	2.43%
2022	B/.	2,267.56	2.43%
2023	B/.	2,322.57	2.43%
2024	B/.	2,378.94	2.43%
2025	B/.	2,436.66	2.43%
2026	B/.	2,495.82	2.43%
2027	B/.	2,556.36	2.43%
2028	B/.	2,618.41	2.43%
2029	B/.	2,681.95	2.43%
2030	B/.	2,747.01	2.43%
2031	B/.	2,813.67	2.43%
2032	B/.	2,881.96	2.43%
2033	B/.	2,951.89	2.43%

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

## Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Pesimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 8), en el escenario Pesimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 1.83%, ver Tabla 4. 11. Alcanzando un valor de B/. 2,815.81.

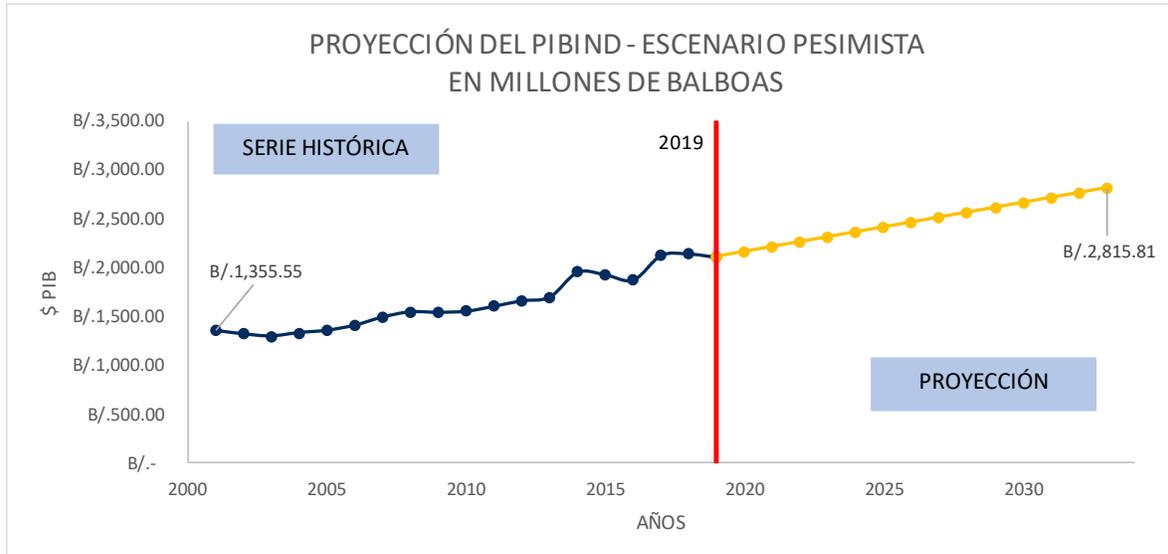


Gráfico 4. 8: Proyección del PIBIND – Escenario Pesimista.

ESCENARIO PESIMISTA			
AÑO	PIBIND - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	2,110.22	-1.68%
2020	B/.	2,160.60	2.39%
2021	B/.	2,211.02	2.33%
2022	B/.	2,261.41	2.28%
2023	B/.	2,311.81	2.23%
2024	B/.	2,362.22	2.18%
2025	B/.	2,412.60	2.13%
2026	B/.	2,463.02	2.09%
2027	B/.	2,513.41	2.05%
2028	B/.	2,563.81	2.01%
2029	B/.	2,614.22	1.97%
2030	B/.	2,664.60	1.93%
2031	B/.	2,715.02	1.89%
2032	B/.	2,765.41	1.86%
2033	B/.	2,815.81	1.82%

Tabla 4. 11: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.

## Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Optimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 9), en el escenario optimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo al paso del tiempo mediante

la utilización de un modelo logarítmico. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 3%, ver Tabla 4. 12. Alcanzando un valor de B/. 3,221.62.

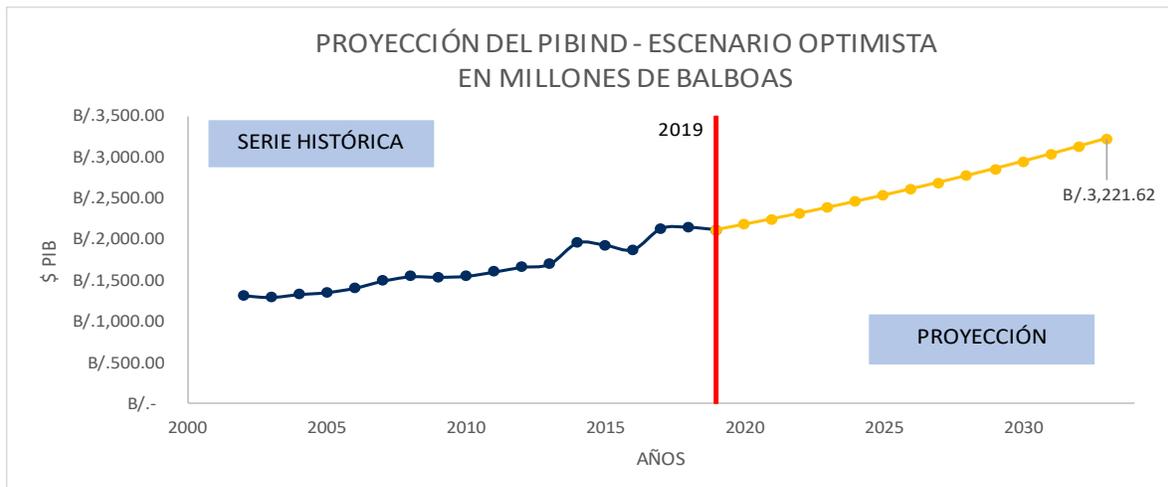


Gráfico 4. 9: Proyección del PIBIND – Escenario Optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA			
AÑO	PIBIND - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	2,117.14	-1.35%
2020	B/.	2,181.62	3.05%
2021	B/.	2,247.98	3.04%
2022	B/.	2,316.49	3.05%
2023	B/.	2,386.91	3.04%
2024	B/.	2,459.57	3.04%
2025	B/.	2,534.47	3.05%
2026	B/.	2,611.66	3.05%
2027	B/.	2,691.10	3.04%
2028	B/.	2,773.01	3.04%
2029	B/.	2,857.40	3.04%
2030	B/.	2,944.42	3.05%
2031	B/.	3,034.06	3.04%
2032	B/.	3,126.46	3.05%
2033	B/.	3,221.62	3.04%

Tabla 4. 12: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Optimista.

## Población (POB)

Para la proyección de la población urbana, se utilizó la información presente en la Página de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en donde se tiene

esta información de forma anual, véase Tabla 4. 13, por lo que se tuvo que pasar a mensual utilizando extrapolación lineal.

AÑO	POBLACIÓN	INCREMENTO ANUAL
2002	1,955,132.72	2.37%
2003	2,000,623.02	2.33%
2004	2,046,591.98	2.30%
2005	2,093,204.25	2.28%
2006	2,140,556.99	2.26%
2007	2,188,612.34	2.24%
2008	2,237,296.33	2.22%
2009	2,286,564.80	2.20%
2010	2,336,354.62	2.18%
2011	2,386,546.70	2.15%
2012	2,437,184.25	2.12%
2013	2,488,325.04	2.10%
2014	2,539,887.38	2.07%
2015	2,591,787.71	2.04%
2016	2,644,046.01	2.02%
2017	2,696,819.38	2.00%
2018	2,749,870.00	3.72%

Tabla 4. 13: Registros históricos del POB.

## Proyección de la Población – Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 10), en el escenario moderado, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 1.62%, ver Tabla 4. 14. Alcanzando un valor de 3,497,251.85 para la población urbana.

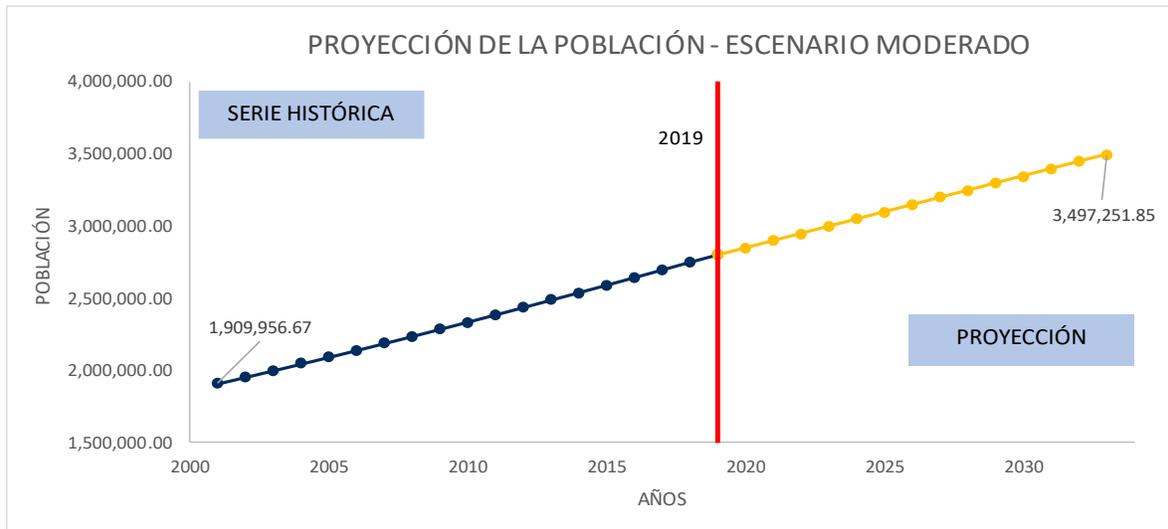


Gráfico 4. 10: Proyección de la población – Escenario Moderado.

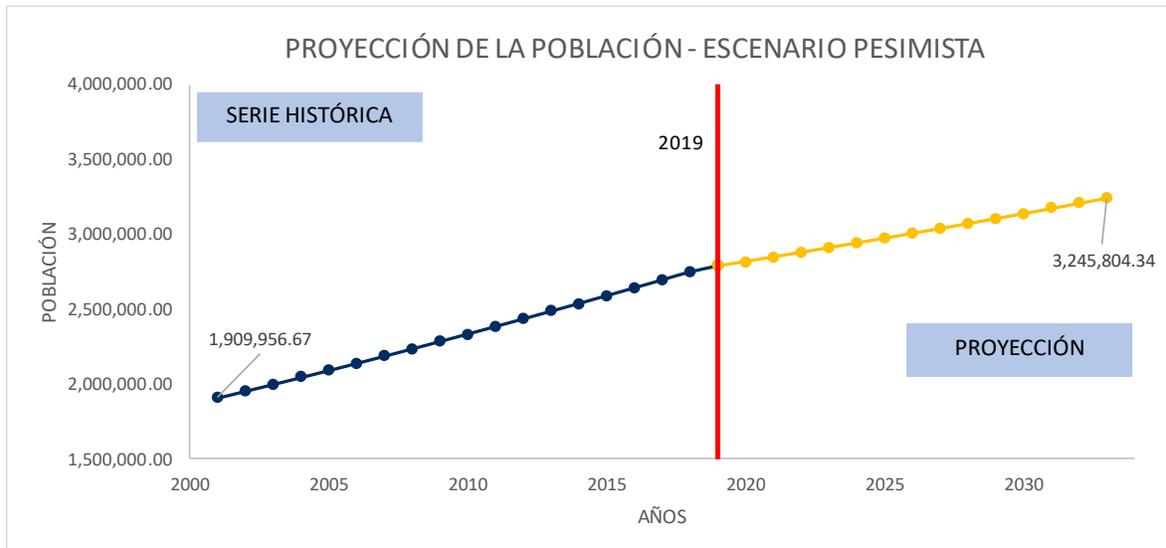
ESCENARIO MODERADO		
AÑO	POBLACIÓN	INCREMENTO ANUAL
2019	2,801,177.45	1.87%
2020	2,850,897.05	1.77%
2021	2,900,616.65	1.74%
2022	2,950,336.25	1.71%
2023	3,000,055.85	1.69%
2024	3,049,775.45	1.66%
2025	3,099,495.05	1.63%
2026	3,149,214.65	1.60%
2027	3,198,934.25	1.58%
2028	3,248,653.85	1.55%
2029	3,298,373.45	1.53%
2030	3,348,093.05	1.51%
2031	3,397,812.65	1.49%
2032	3,447,532.25	1.46%
2033	3,497,251.85	1.44%

Tabla 4. 14: Población– Escenario Moderado.

## Proyección de la Población – Escenario Pesimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 11), en el escenario pesimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 1.1%, ver Tabla 4. 15. Alcanzando un valor de 3,245,804.34 para la población urbana.



**Gráfico 4. 11: Proyección de la población – Escenario Pesimista.**

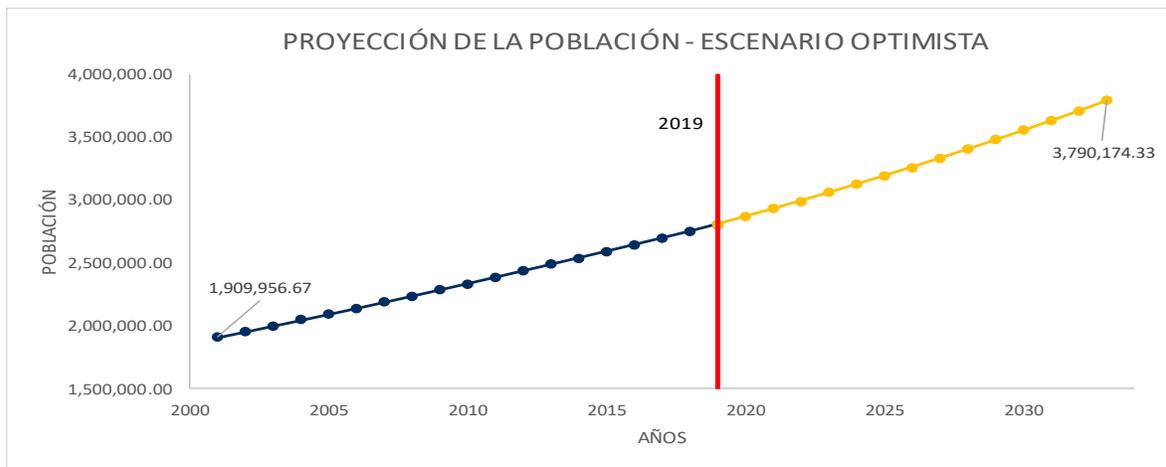
ESCENARIO PESIMISTA		
AÑO	POBLACIÓN	INCREMENTO ANUAL
2019	2,790,529.01	1.48%
2020	2,820,816.35	1.09%
2021	2,851,432.43	1.09%
2022	2,882,380.79	1.09%
2023	2,913,665.06	1.09%
2024	2,945,288.88	1.09%
2025	2,977,255.92	1.09%
2026	3,009,569.93	1.09%
2027	3,042,234.66	1.09%
2028	3,075,253.92	1.09%
2029	3,108,631.56	1.09%
2030	3,142,371.47	1.09%
2031	3,176,477.58	1.09%
2032	3,210,953.86	1.09%
2033	3,245,804.34	1.09%

**Tabla 4. 15: Población– Escenario Pesimista.**

## Proyección de la Población – Escenario Optimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 12), en el escenario optimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo al paso del tiempo mediante

la utilización de un modelo logarítmico. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 2.16%, ver Tabla 4. 16. Alcanzando un valor de 3,790,174.33 para la población urbana.



**Gráfico 4. 12: Proyección de la población – Escenario Optimista.**

ESCENARIO OPTIMISTA		
AÑO	POBLACIÓN	INCREMENTO ANUAL
2019	2,806,730.67	2.07%
2020	2,867,604.16	2.17%
2021	2,929,797.88	2.17%
2022	2,993,340.50	2.17%
2023	3,058,261.26	2.17%
2024	3,124,590.04	2.17%
2025	3,192,357.37	2.17%
2026	3,261,594.47	2.17%
2027	3,332,333.23	2.17%
2028	3,404,606.20	2.17%
2029	3,478,446.64	2.17%
2030	3,553,888.56	2.17%
2031	3,630,966.70	2.17%
2032	3,709,716.54	2.17%
2033	3,790,174.33	2.17%

**Tabla 4. 16: Población– Escenario Optimista.**

## Índice Mensual de Actividad Económica (IMAE)

Para la proyección del IMAE, se utilizó la información presente en la Página del INEC, en donde ya se tiene esta

información de forma mensual para usarlo en el programa, véase Tabla 4.17.

<b>AÑO</b>	<b>IMAE</b>	<b>INCREMENTO ANUAL</b>
2002	123.74	0.48%
2003	128.51	3.85%
2004	137.66	7.12%
2005	145.83	5.93%
2006	158.02	8.36%
2007	173.43	9.75%
2008	190.97	10.11%
2009	193.93	1.55%
2010	205.81	6.13%
2011	223.57	8.63%
2012	245.16	9.66%
2013	265.70	8.37%
2014	278.57	4.85%
2015	290.23	4.19%
2016	302.89	4.36%
2017	318.63	5.20%
2018	328.92	3.72%

**Tabla 4. 17: Registros históricos del IMAE.**

## Proyección del IMAE– Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 13), en el escenario moderado, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 3.27%, ver Tabla 4. 18. Para el 2033, se obtuvo un valor de 532.59.

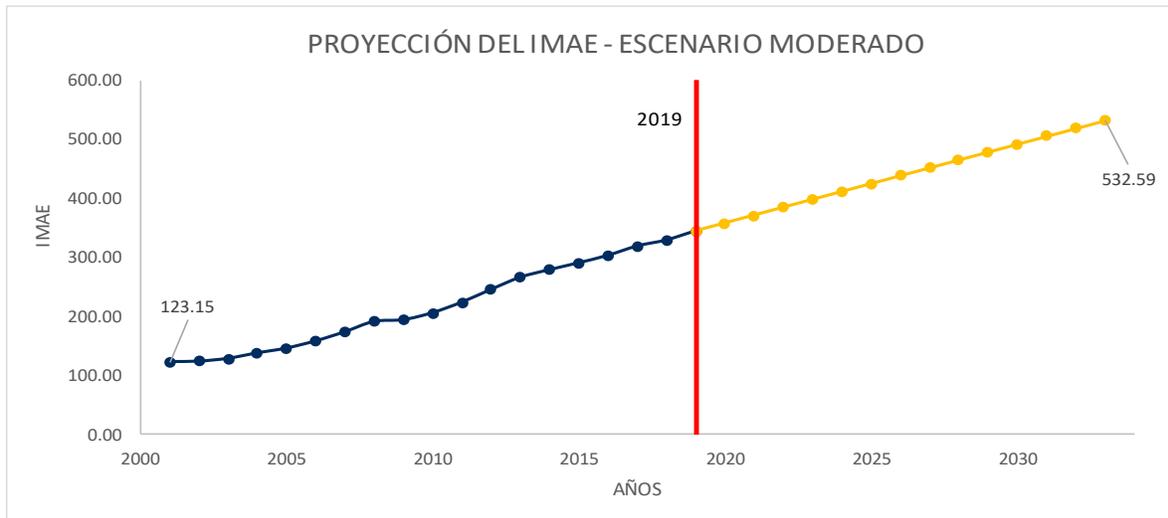


Gráfico 4. 13: Proyección del IMAE – Escenario Moderado.

ESCENARIO MODERADO		
AÑO	IMA	INCREMENTO ANUAL
2019	344.44	4.72%
2020	357.88	3.90%
2021	371.32	3.76%
2022	384.76	3.62%
2023	398.20	3.49%
2024	411.64	3.38%
2025	425.08	3.27%
2026	438.52	3.16%
2027	451.96	3.06%
2028	465.40	2.97%
2029	478.84	2.89%
2030	492.28	2.81%
2031	505.72	2.73%
2032	519.16	2.66%
2033	532.59	2.59%

Tabla 4. 18: IMAE– Escenario Moderado.

## Proyección del IMAE – Escenario Pesimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 14), en el escenario pesimista, se utilizó un modelo de tendencia determinístico. Con este se

obtuvo una tasa de incremento interanual de 2.52%, ver Tabla 4. 19. Para el 2033, se obtuvo un valor de 477.82.

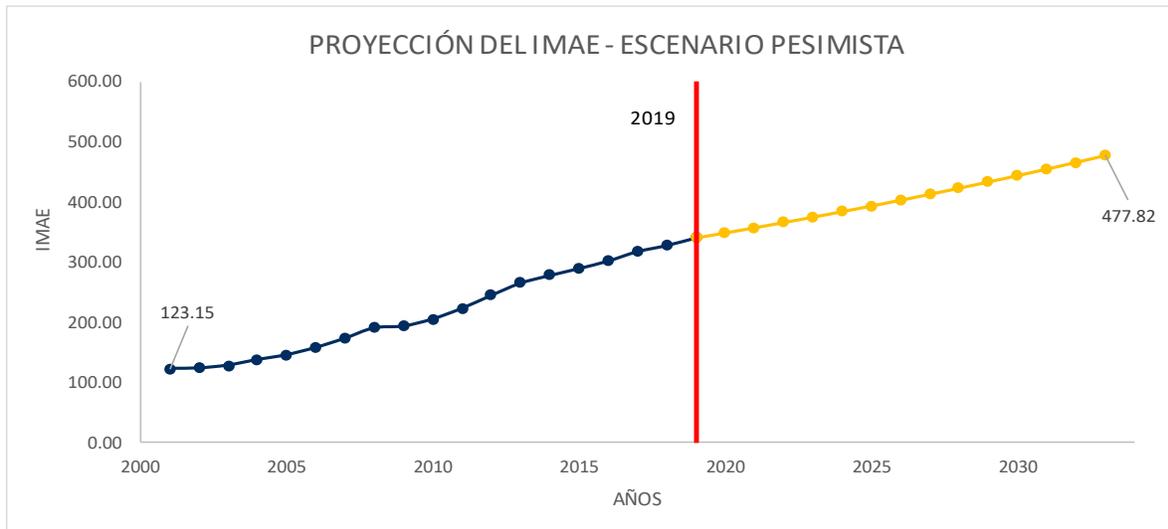


Gráfico 4. 14: Proyección del IMAE – Escenario Pesimista.

ESCENARIO PESIMISTA		
AÑO	IMA	INCREMENTO ANUAL
2019	341.57	3.84%
2020	349.86	2.43%
2021	358.35	2.43%
2022	367.04	2.43%
2023	375.95	2.43%
2024	385.07	2.43%
2025	394.42	2.43%
2026	403.99	2.43%
2027	413.79	2.43%
2028	423.84	2.43%
2029	434.12	2.43%
2030	444.65	2.43%
2031	455.44	2.43%
2032	466.50	2.43%
2033	477.82	2.43%

Tabla 4. 19: IMAE – Escenario Pesimista.

## Proyección de la Población – Escenario Optimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 15), en el escenario optimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo al paso del tiempo mediante

la utilización de un modelo logarítmico. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 2.16%, ver Tabla 4. 20. Para el 2033, se obtuvo un valor de 853.42.

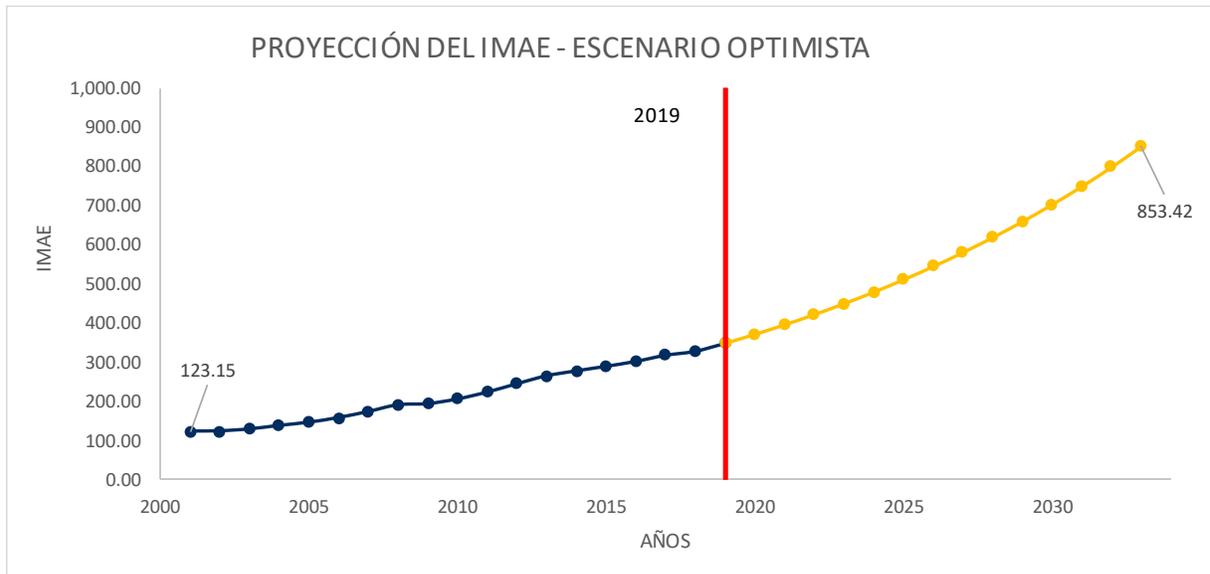


Gráfico 4. 15: Proyección del IMAE – Escenario Optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA		
AÑO	IMA	INCREMENTO ANUAL
2019	349.09	6.13%
2020	372.13	6.60%
2021	396.66	6.59%
2022	422.82	6.59%
2023	450.69	6.59%
2024	480.42	6.59%
2025	512.09	6.59%
2026	545.84	6.59%
2027	581.83	6.59%
2028	620.20	6.59%
2029	661.09	6.59%
2030	704.67	6.59%
2031	751.13	6.59%
2032	800.64	6.59%
2033	853.42	6.59%

Tabla 4. 20: IMAE – Escenario Optimista.

## PRONÓSTICOS DE DEMANDA - DISTRIBUIDORAS

La demanda de energía eléctrica para las distribuidoras se separó de acuerdo al sector económico que se encuentra asociada:

- Consumo Residencial
- Consumo Comercial
- Consumo Industrial
- Consumo de Gobierno
- Consumo de Alumbrado Público
- Consumo Otros

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

- Tarifa media Real de la Distribuidora.
- Pérdidas Técnicas
- Perdidas No Técnicas

En los apartados a continuación se presentarán los modelos considerados para la demanda de EDECHI, EDEMET y ENSA.

Además, cabe destacar que, en todos los casos, se optó por considerar los efectos de la estacionalidad mediante la inclusión de variables dicotómicas. La razón de ello, es que tradicionalmente la demanda de energía se encuentra afectada por los efectos fluctuaciones intra-anales provocados ya sea por, variaciones de clima y temperatura (asociadas al transcurso de las estaciones), el cambio en las pautas de consumo de los agentes durante los meses de vacaciones, y/u otras razones institucionales.

## Empresa De Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)

### Consumo Residencial

Para el consumo residencial de EDECHI se ensayaron múltiples especificaciones, exhibiendo la mayoría un correcto ajuste (elevado  $R^2$ ; significatividad global e individual de los coeficientes, y signos en el sentido esperado).

Las dos mejores resultaron ser el modelo n°41 que contempla el

crecimiento económico y demográfico y el n°44 conocido como Modelo de Ajuste Parcial.

Pero seleccionamos el n°41 dado a que dio un valor de  $R^2$  más elevado lo que nos indica un mejor ajuste del modelo, véase Tabla 4. 21.

Variable Dependiente: CRES

Estadístico - F = 739.88968118949  
 Probabilidad Estadístico - F = 0.000000000000000000000000  
 R-Squared = 0.985451663140973  
 R-Squared Ajustado = 0.984119773146837

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-39.002	3.171	-12.298	0
LOG(PIB/POB)	0.063	0.076	0.83	0.407
LOG(POB)	3.351	0.18	18.606	0
@seas(2)	-0.102	0.013	-7.475	0
@seas(3)	0.002	0.014	0.186	0.852
@seas(4)	0.006	0.013	0.449	0.653
@seas(5)	0	0.013	0.001	0.999
@seas(6)	-0.057	0.013	-4.103	0
@seas(7)	-0.042	0.013	-3.075	0.002
@seas(8)	-0.047	0.014	-3.364	0
@seas(9)	-0.092	0.013	-6.644	0
@seas(10)	-0.063	0.015	-4.222	0
@seas(11)	-0.106	0.013	-7.67	0
@seas(12)	-0.062	0.013	-4.503	0

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 714.742237460265  
 Mean Absolute Error: 507.872349410842  
 Mean Absolute Percent Error: 2.61516671071961  
 Theil Inequality Coefficient: 0.0184831546380333  
 Covariance Proportion: 25397950.4202269

Akaike information criterion: -3.77690384783048  
 Schwarz information criterion: -3.50319882153886

Tabla 4. 21: Modelo EDECHI: Consumo Residencial.

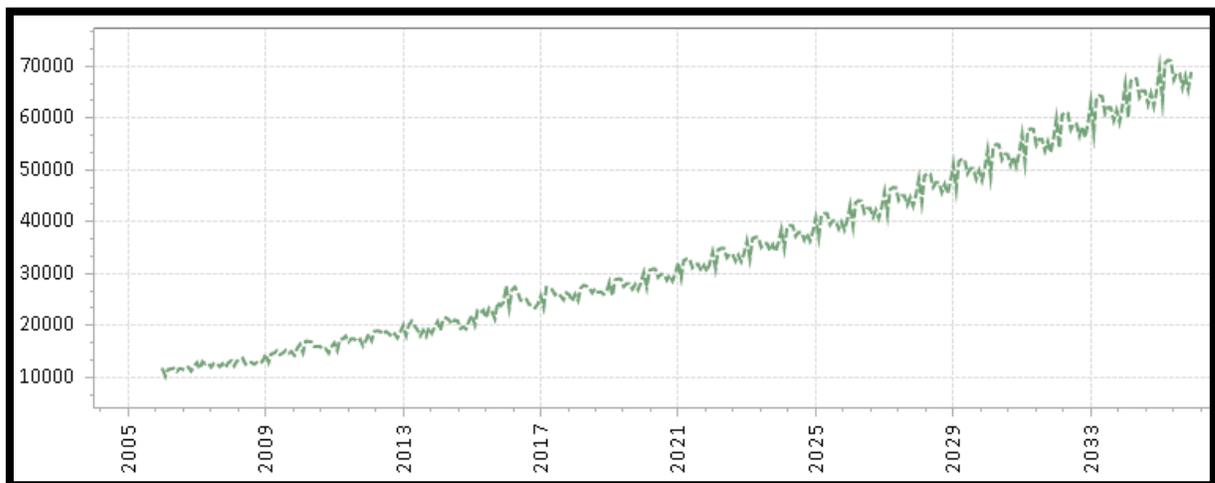


Gráfico 4. 16: Proyección EDECHI: Consumo Residencial.

## Consumo Comercial

En primer lugar, para estimar la demanda del sector comercial se utilizó información histórica a partir del año 2006. Esto se debe a la volatilidad que presenta la serie en los años previos.

Los modelos más adecuados resultaron ser el n°41 de Ajuste Parcial y el n°42 de Ajuste Parcial con evolución de precios (contemplada a través de la proyección de la tarifa media real).

Finalmente, basándose en los mismos

criterios estadísticos analizados en el modelo residencial, y en el hecho de que no se tiene seguridad de cómo será el comportamiento de la tarifa media real a futuro, se terminó optando por el modelo n°41, véase Tabla 4. 22.

Hay que resaltar que para la proyección del escenario pesimista se utilizó el modelo n°35, dado a que este, presenta valor de ajuste del modelo más elevados.

Variable Dependiente: CCOM				
Estadístico - F =	137.596337056945			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.932247641104116			
R-Squared Ajustado =	0.925472405214528			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.125	0.247	-0.507	0.612
LOG(PIBCOM)	0.588	0.081	7.222	0
LOG(CCOM(-12))	0.645	0.046	13.745	0
@seas(2)	0.002	0.035	0.063	0.949
@seas(3)	-0.025	0.035	-0.728	0.467
@seas(4)	0.013	0.035	0.389	0.697
@seas(5)	0.004	0.035	0.114	0.909
@seas(6)	-0.03	0.035	-0.864	0.388
@seas(7)	-0.021	0.035	-0.617	0.537
@seas(8)	-0.041	0.035	-1.149	0.252
@seas(9)	-0.038	0.035	-1.068	0.287
@seas(10)	-0.084	0.037	-2.266	0.025
@seas(11)	-0.067	0.036	-1.842	0.067
@seas(12)	-0.025	0.036	-0.696	0.487
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	1728.1858747382			
Mean Absolute Error:	1193.19157436211			
Mean Absolute Percent Error:	5.48255682823448			
Theil Inequality Coefficient:	0.041080202131248			
Covariance Proportion:	34784958.1973738			
Akaike information criterion:	-1.96771790127622			
Schwarz information criterion:	-1.67898605270633			

Tabla 4. 22: Modelo EDECHI: Consumo Comercial.

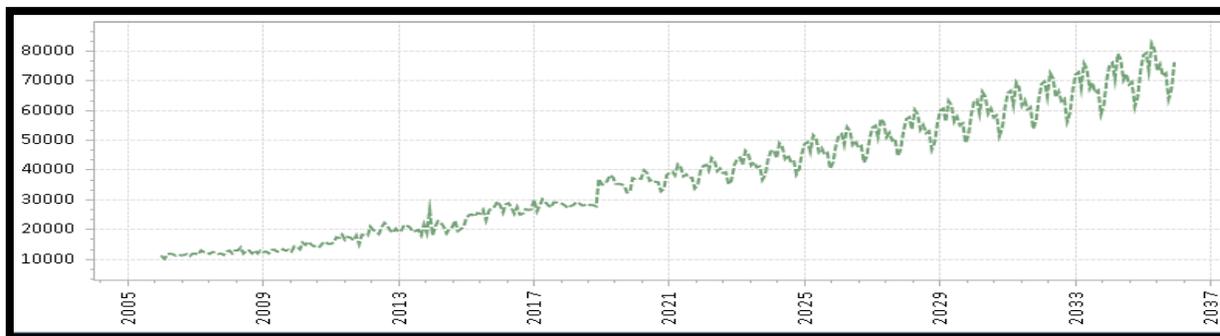


Gráfico 4. 17: Proyección EDECHI: Consumo Comercial.

## Consumo Industrial

Ninguna de las especificaciones econométricas disponibles en el programa permitió un buen ajuste en la modelización del consumo industrial de EDECHI. Se terminó optando por

utilizar el modelo nº44 autorregresivo de orden 12 (se descartaron los primeros cinco años por la volatilidad de la serie), véase Tabla 4. 23.

Variable Dependiente: CIND				
Estadístico - F =	2.1517300288456			
Probabilidad Estadístico - F =	0.01767741457219650000			
R-Squared =	0.164651416618269			
R-Squared Ajustado =	0.0881309356978048			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	6.549	0.582	11.241	0
LOG(CIND(-12))	0.218	0.069	3.155	0.001
@seas(2)	-0.035	0.039	-0.893	0.372
@seas(3)	0.005	0.039	0.137	0.891
@seas(4)	0.034	0.039	0.862	0.39
@seas(5)	-0.02	0.039	-0.516	0.606
@seas(6)	-0.035	0.039	-0.879	0.38
@seas(7)	-0.008	0.039	-0.217	0.827
@seas(8)	0.011	0.039	0.286	0.775
@seas(9)	-0.003	0.039	-0.09	0.928
@seas(10)	0.035	0.039	0.882	0.379
@seas(11)	-0.032	0.039	-0.81	0.418
@seas(12)	0.014	0.039	0.378	0.705
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	473.581289362655			
Mean Absolute Error:	288.590076738193			
Mean Absolute Percent Error:	6.55636380327356			
Theil Inequality Coefficient:	0.0537317356013047			
Covariance Proportion:	27087.4973796218			
Akaike information criterion:	-1.74726092461038			
Schwarz information criterion:	-1.47915277950977			
Hannan-Quinn information criterion:	-1.63831690292943			

Tabla 4. 23: Modelo EDECHI: Consumo Industrial.

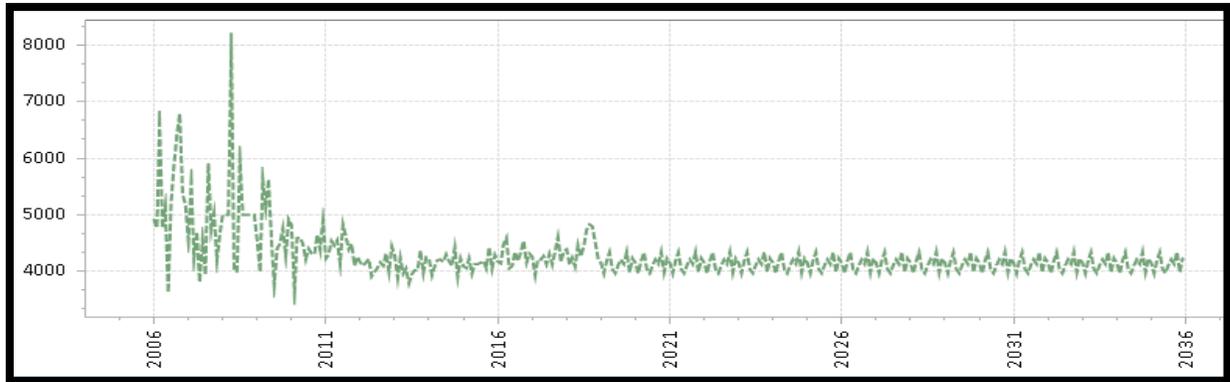


Gráfico 4. 18: Proyección EDECHI: Consumo Industrial.

## Consumo del Gobierno

Para la proyección del consumo del sector gobierno se encontró como mejor especificación el modelo n°44 que contempla un término autorregresivo de orden 12, véase

Tabla 4. 24. En el escenario pesimista el modelo con mejor ajuste fue el modelo n°41, el cual, utiliza el producto interno bruto.

Variable Dependiente: CGOB				
Estadístico - F =	60.4688114840684			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.847074405754971			
R-Squared Ajustado =	0.833065954373747			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	0.325	0.32	1.014	0.312
LOG(CGOB(-12))	0.967	0.038	25.382	0
@seas(2)	0.005	0.038	0.149	0.881
@seas(3)	0.005	0.038	0.136	0.891
@seas(4)	0.008	0.039	0.227	0.82
@seas(5)	0.011	0.039	0.293	0.769
@seas(6)	0.009	0.039	0.247	0.804
@seas(7)	0.008	0.039	0.224	0.822
@seas(8)	0.011	0.039	0.3	0.763
@seas(9)	0.006	0.039	0.156	0.875
@seas(10)	0.01	0.039	0.269	0.788
@seas(11)	0.016	0.038	0.417	0.677
@seas(12)	0.012	0.038	0.31	0.756
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	566.071320961598			
Mean Absolute Error:	458.997524658545			
Mean Absolute Percent Error:	8.0321275150961			
Theil Inequality Coefficient:	0.049601546209634			
Covariance Proportion:	1365792.38535567			
Akaike information criterion:	-1.7875948558893			
Schwarz information criterion:	-1.51948671078869			
Hannan-Quinn information criterion:	-1.67865083420835			

Tabla 4. 24: Modelo EDECHI: Consumo Gobierno.

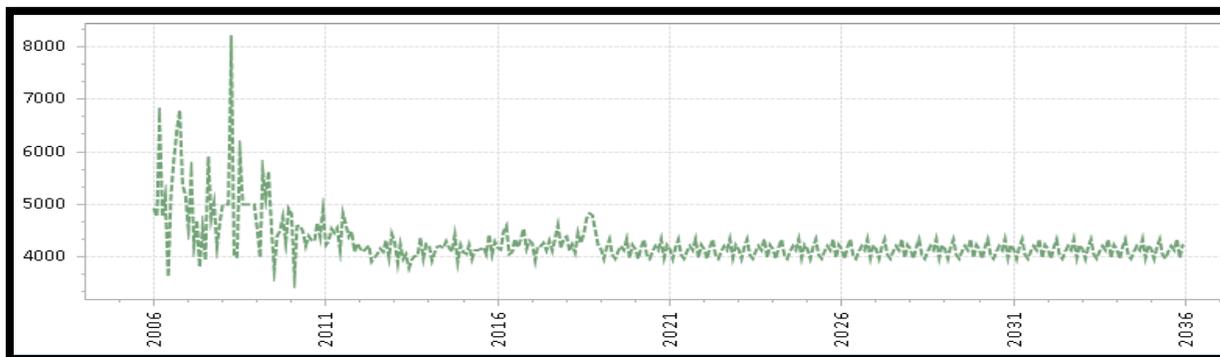


Gráfico 4. 19: Proyección EDECHI: Consumo Gobierno.

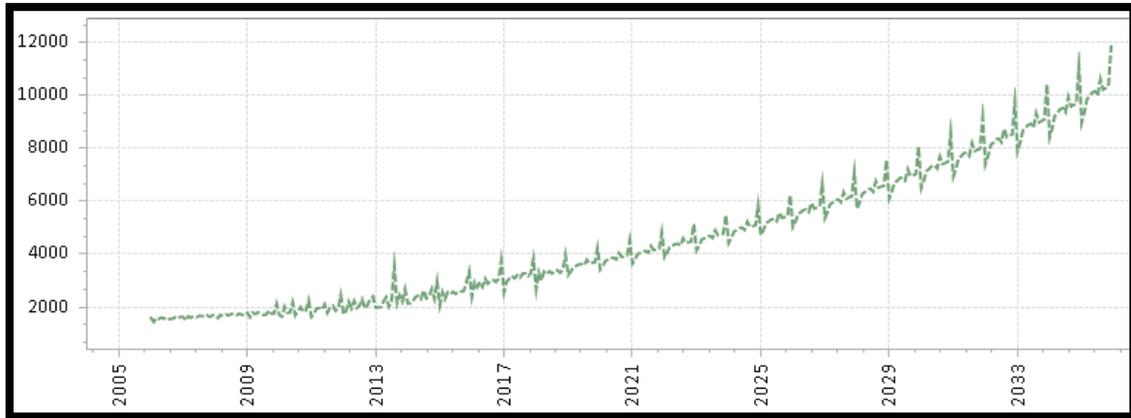
## Consumo de Alumbrado

Para el consumo del alumbrado público, la mejor especificación resultó ser la n°40 que considera una tendencia determinística y el n°44 con un vector autorregresivo de orden 12. En base a los valores de los estadísticos de ajuste

y la capacidad de predicción se eligió al n°40, véase Tabla 4. 25. Además, cabe destacar que se descartó el año 2001y el mes de diciembre del 2016 debido a su elevada volatilidad.

Variable Dependiente: CALP				
Estadístico - F =		137.355491623363		
Probabilidad Estadístico - F =		0.00000000000000000000		
R-Squared =		0.920168189412033		
R-Squared Ajustado =		0.91346901649556		
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	7.18	0.023	306.271	0
@trend	0.005	0	39.226	0
@seas(2)	0.037	0.03	1.254	0.211
@seas(3)	0.082	0.03	2.736	0.006
@seas(4)	0.088	0.03	2.94	0.003
@seas(5)	0.097	0.03	3.242	0.001
@seas(6)	0.096	0.03	3.214	0.001
@seas(7)	0.074	0.03	2.476	0.014
@seas(8)	0.129	0.03	4.289	0
@seas(9)	0.086	0.03	2.879	0.004
@seas(10)	0.087	0.03	2.892	0.004
@seas(11)	0.087	0.03	2.917	0.004
@seas(12)	0.219	0.03	7.288	0
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:		174.624799819071		
Mean Absolute Error:		129.230744912488		
Mean Absolute Percent Error:		5.76562141543828		
Theil Inequality Coefficient:		0.0374829579466573		
Covariance Proportion:		331230.579647397		
Akaike information criterion:		-2.2177526154817		
Schwarz information criterion:		-1.9635979482109		
Hannan-Quinn information criterion:		-2.11452599390423		

Tabla 4. 25: Modelo EDECHI: Consumo Alumbrado.

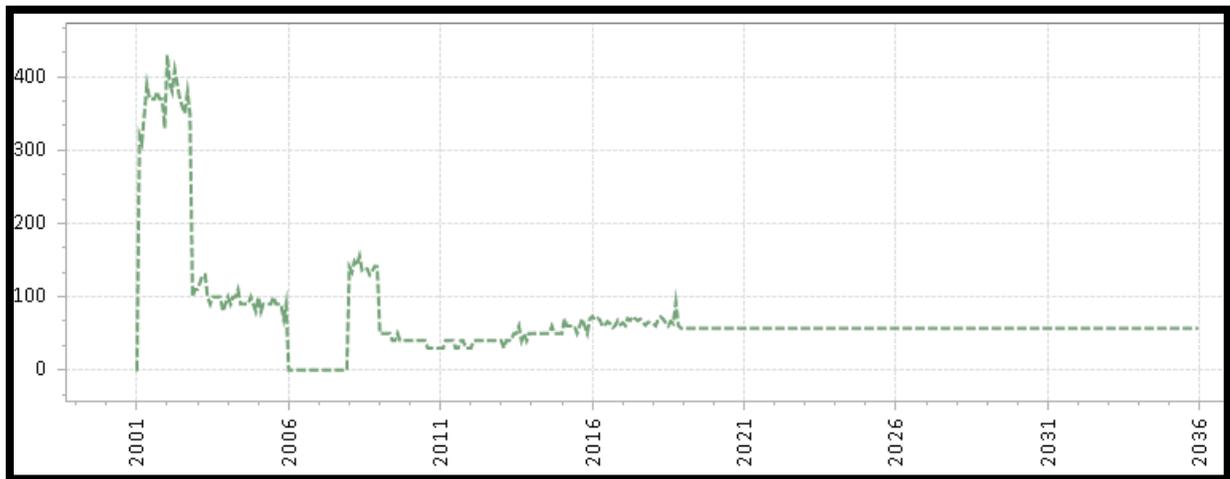


**Gráfico 4. 20: Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado.**

## Consumo Otros

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento del consumo otros, y que su impacto en el total de la demanda es reducido

(representa menos del 0.1%), se optó por dejar al mismo constante durante todo el período de análisis, véase Gráfico 4. 21.



**Gráfico 4. 21: Proyección EDECHI: Consumo otros.**

## Tarifa Media Real de la Distribuidora, Pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento de la tarifa media real de la distribuidora, las pérdidas técnicas y las pérdidas no

técnicas, se optó por dejar al mismo constante durante todo el período de análisis, véase Gráfico 4. 22, Gráfico 4. 23 y Gráfico 4. 24

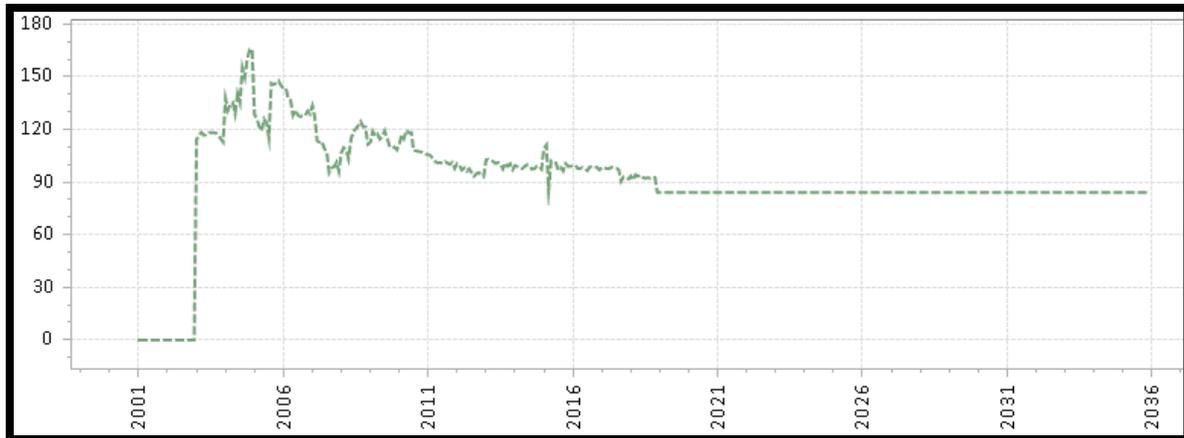


Gráfico 4. 22: Proyección EDECHI: TMEDR.

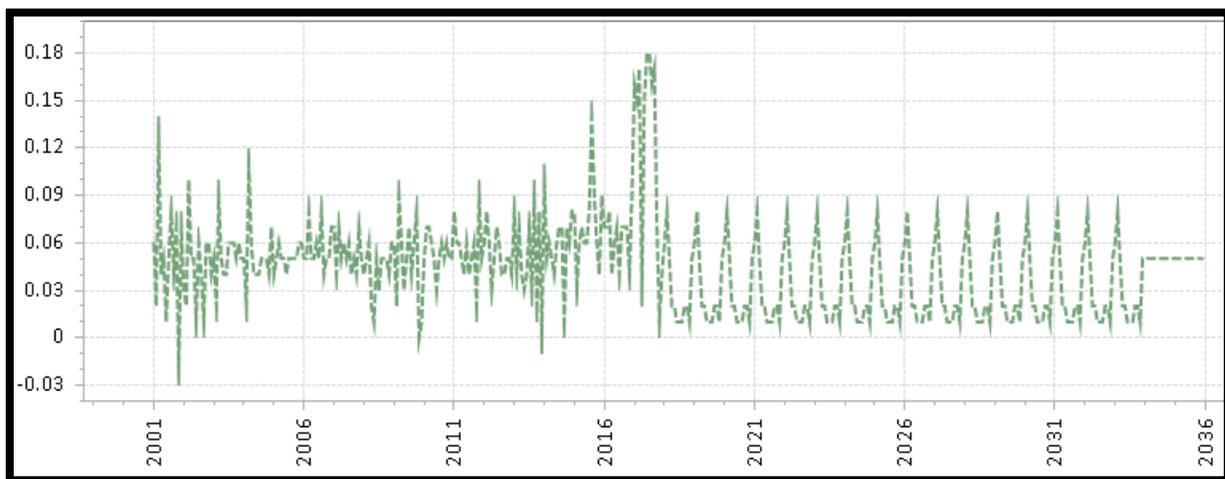
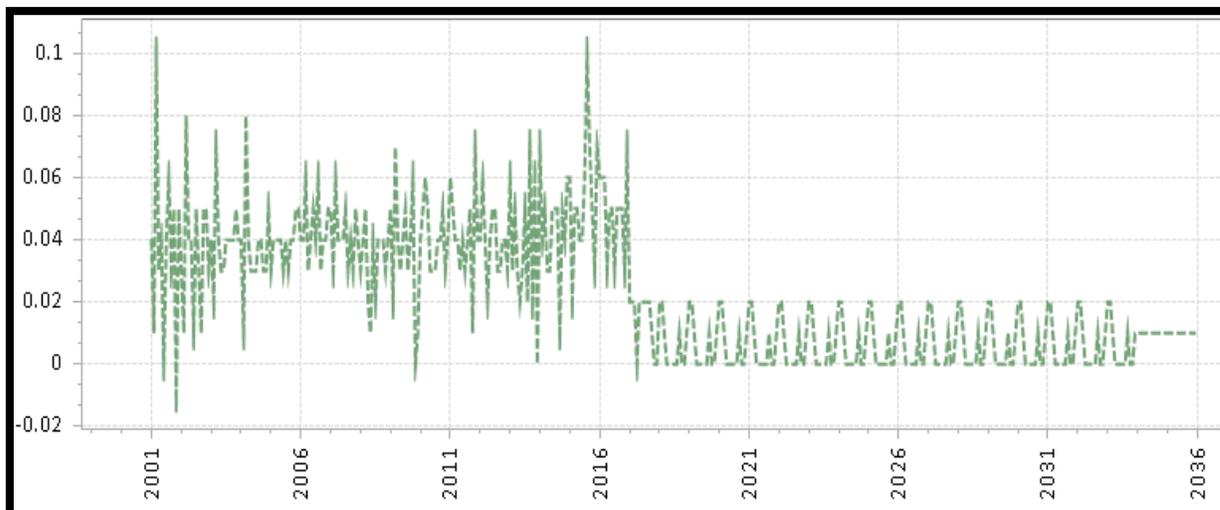


Gráfico 4. 23: Proyección EDECHI: Pérdidas técnicas.



**Gráfico 4. 24: Proyección EDECHI: Perdidas no técnicas.**

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

### **Consumo Residencial**

Al igual que para EDECHI, fue posible hallar múltiples especificaciones que estimen correctamente el consumo residencial. De ellas se eligió a la n°44 de ajuste parcial como la mejor dado el elevado  $R^2$ , menor valor en los criterios de información y mayor capacidad predictiva, véase Tabla 4. 26.

Hay que resaltar que para la proyección del escenario pesimista y optimista se utilizó el modelo n°41, dado a que este, presenta valores de ajuste del modelo más elevados.

Variable Dependiente: CRES

Estadístico - F = 699.555609078218  
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000  
 R-Squared = 0.979535174706836  
 R-Squared Ajustado = 0.978134949818357

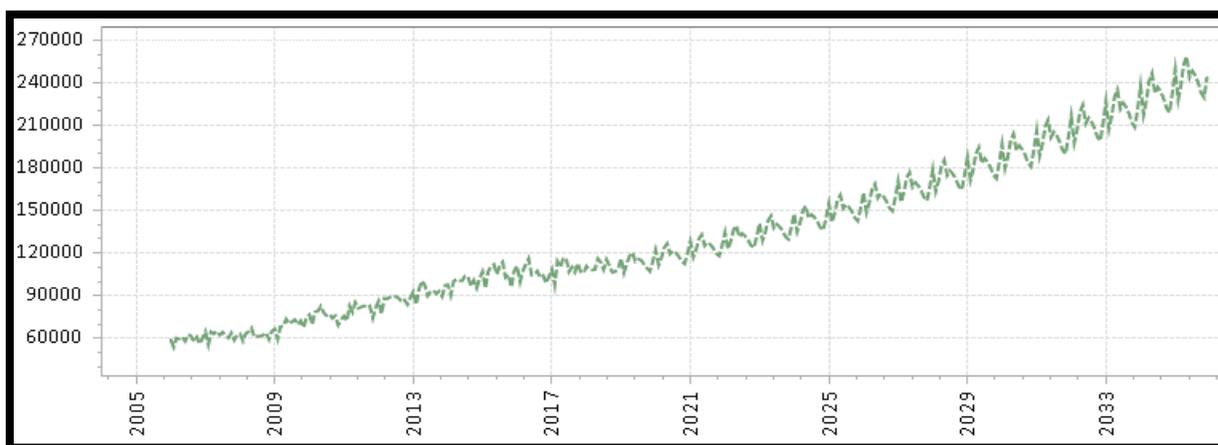
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.848	0.304	9.35	0
LOG(PIB)	0.362	0.043	8.284	0
LOG(CRES(-12))	0.505	0.055	9.075	0
@seas(2)	-0.051	0.015	-3.361	0
@seas(3)	-0.025	0.014	-1.767	0.078
@seas(4)	-0.006	0.014	-0.433	0.665
@seas(5)	0.003	0.014	0.278	0.781
@seas(6)	-0.019	0.014	-1.366	0.173
@seas(7)	-0.014	0.014	-1.044	0.297
@seas(8)	-0.017	0.014	-1.208	0.228
@seas(9)	-0.034	0.014	-2.402	0.017
@seas(10)	-0.047	0.015	-3.132	0.002
@seas(11)	-0.06	0.015	-3.915	0
@seas(12)	-0.029	0.014	-2.018	0.044

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 3269.09102860596  
 Mean Absolute Error: 2502.46056242652  
 Mean Absolute Percent Error: 3.25100023126842  
 Theil Inequality Coefficient: 0.0201018937562338  
 Covariance Proportion: 443498563.913561

Akaike information criterion: -3.47814944428805  
 Schwarz information criterion: -3.25043532706344

**Tabla 4. 26: Modelo EDEMET: Consumo Residencial.**



**Gráfico 4. 25: Proyección EDEMET: Consumo Residencial.**

## Consumo Comercial

Para estimar la demanda del sector comercial se utilizó información histórica a partir del año 2006. Esto se debe a la volatilidad que presenta la serie en los años previos.

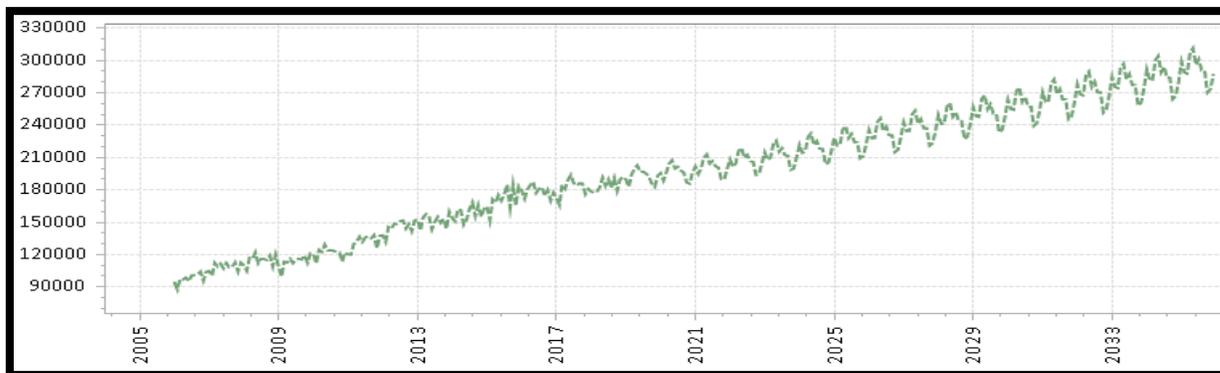
Los dos mejores modelos de acuerdo a los criterios de selección resultaron ser

el n°41 de Ajuste Parcial y el n°42 de Ajuste Parcial, pero con efecto preciso.

En este caso, la capacidad predictiva del 42 era levemente superior, pero, dado que no se puede saber de forma segura cual será la evolución de la tarifa media, se optó por seleccionar al n°41, véase Tabla 4. 27.

Variable Dependiente: CCOM				
Estadístico - F =		268.262646160445		
Probabilidad Estadístico - F =		0.00000000000000000000		
R-Squared =		0.964062729446503		
R-Squared Ajustado =		0.960469002391153		
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.996	0.223	8.924	0
LOG(PIBCOM)	0.301	0.038	7.938	0
LOG(CCOM(-12))	0.676	0.034	19.742	0
@seas(2)	-0.011	0.015	-0.719	0.473
@seas(3)	-0.013	0.015	-0.835	0.405
@seas(4)	0.007	0.015	0.47	0.638
@seas(5)	0.01	0.015	0.682	0.496
@seas(6)	-0.006	0.015	-0.386	0.699
@seas(7)	-0.001	0.015	-0.072	0.942
@seas(8)	-0.013	0.015	-0.835	0.405
@seas(9)	-0.013	0.015	-0.878	0.381
@seas(10)	-0.038	0.016	-2.314	0.022
@seas(11)	-0.035	0.016	-2.127	0.035
@seas(12)	-0.02	0.016	-1.254	0.212
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:		5501.4010905924		
Mean Absolute Error:		4222.99297383317		
Mean Absolute Percent Error:		2.87939963227768		
Theil Inequality Coefficient:		0.0183690297998811		
Covariance Proportion:		751793076.048632		
Akaike information criterion:		-3.5771709344378		
Schwarz information criterion:		-3.28843908586791		

Tabla 4. 27: Modelo EDEMET: Consumo Comercial.



**Gráfico 4. 26: Proyección EDEMET: Consumo Comercial.**

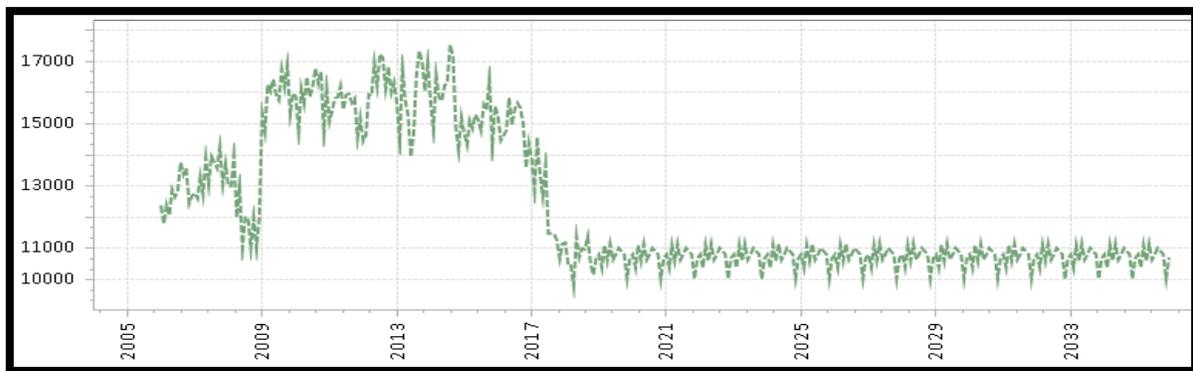
## Consumo Industrial

Ninguna de las especificaciones econométricas disponibles en el programa permitió un buen ajuste en la modelización del consumo industrial de EDEMET. Se terminó optando por

utilizar el modelo n°41 de ajuste parcial (se descartaron los primeros cinco años por la volatilidad de la serie), véase Tabla 4. 28.

Variable Dependiente: CIND				
Estadístico - F =	4.04382426315689			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00002439307959858480			
R-Squared =	0.270300238282661			
R-Squared Ajustado =	0.203457512018477			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	3.906	0.881	4.43	0
LOG(CIND(-12))	0.591	0.091	6.427	0
@seas(2)	-0.016	0.052	-0.314	0.753
@seas(3)	0.011	0.052	0.22	0.825
@seas(4)	-0.007	0.052	-0.152	0.879
@seas(5)	0.012	0.052	0.245	0.806
@seas(6)	-0.006	0.052	-0.124	0.9
@seas(7)	0	0.052	-0.004	0.996
@seas(8)	0.007	0.052	0.149	0.881
@seas(9)	0.004	0.052	0.077	0.938
@seas(10)	0	0.052	0.005	0.995
@seas(11)	-0.03	0.052	-0.586	0.558
@seas(12)	-0.004	0.052	-0.089	0.929
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	1955.79638061594			
Mean Absolute Error:	1690.27627119785			
Mean Absolute Percent Error:	12.0962348923288			
Theil Inequality Coefficient:	0.0684733523367007			
Covariance Proportion:	251543.724762975			
Akaike information criterion:	-1.19172853202845			
Schwarz information criterion:	-0.92362038692784			
Hannan-Quinn information criterion:	-1.0827845103475			

**Tabla 4. 28: Modelo EDEMET: Consumo Industrial.**



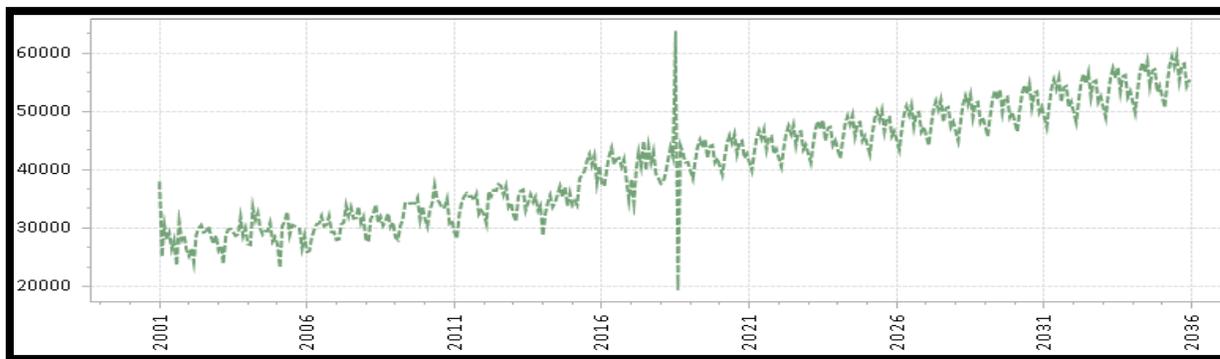
**Gráfico 4. 27: Proyección EDEMET: Consumo Industrial.**

## Consumo del Gobierno

El consumo del sector gobierno se estimó a partir del modelo nº41 que considera al PIB total como variable explicativa, véase Tabla 4. 29.

Variable Dependiente: CGOB				
Estadístico - F =	44.8828780697904			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.726265513139175			
R-Squared Ajustado =	0.71008416416218			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	7.981	0.112	71.216	0
LOG(PIB)	0.312	0.014	21.255	0
@seas(2)	-0.036	0.027	-1.364	0.173
@seas(3)	0.032	0.027	1.215	0.225
@seas(4)	0.091	0.027	3.375	0
@seas(5)	0.117	0.027	4.34	0
@seas(6)	0.086	0.027	3.187	0.001
@seas(7)	0.118	0.027	4.356	0
@seas(8)	0.041	0.027	1.513	0.131
@seas(9)	0.087	0.027	3.231	0.001
@seas(10)	0.09	0.027	3.315	0.001
@seas(11)	0.019	0.027	0.705	0.481
@seas(12)	0.036	0.027	1.333	0.183
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	2767.49933424047			
Mean Absolute Error:	1683.16037112169			
Mean Absolute Percent Error:	4.98015770841399			
Theil Inequality Coefficient:	0.0411353939623164			
Covariance Proportion:	18596994.914152			
Akaike information criterion:	-2.12441322190759			
Schwarz information criterion:	-1.92127146588957			
Hannan-Quinn information criterion:	-2.04234345521445			

**Tabla 4. 29: Modelo EDEMET: Consumo Gobierno.**



**Gráfico 4. 28: Proyección EDEMET: Consumo Gobierno.**

## Consumo de Alumbrado

Para el consumo del alumbrado público, la mejor especificación resultó ser la n°40 que considera una tendencia determinística y el n°44 con un vector autorregresivo de orden 12. En base a los valores de los estadísticos de ajuste

y la capacidad de predicción se eligió al n°40, véase Tabla 4. 30. Además, cabe destacar que se descartó el año 2001 y el mes de diciembre del 2016 debido a su elevada volatilidad.

Variable Dependiente: CALP				
Estadístico - F =		177.95317000009		
Probabilidad Estadístico - F =		0.00000000000000000000		
R-Squared =		0.917900242037002		
R-Squared Ajustado =		0.912742142060269		
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	8.078	0.023	346.786	0
@trend	0.004	0	45.338	0
@seas(2)	0.005	0.029	0.168	0.866
@seas(3)	0.054	0.029	1.821	0.07
@seas(4)	0.067	0.029	2.254	0.025
@seas(5)	0.077	0.029	2.602	0.009
@seas(6)	0.066	0.029	2.233	0.026
@seas(7)	0.059	0.029	1.982	0.048
@seas(8)	0.111	0.029	3.749	0
@seas(9)	0.064	0.029	2.169	0.031
@seas(10)	0.07	0.029	2.351	0.019
@seas(11)	0.058	0.029	1.973	0.049
@seas(12)	0.166	0.029	5.569	0
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:		552.593464101242		
Mean Absolute Error:		373.227481995197		
Mean Absolute Percent Error:		6.41857715044581		
Theil Inequality Coefficient:		0.0458318440981064		
Covariance Proportion:		2749509.83654618		
Akaike information criterion:		-1.9870918234221		
Schwarz information criterion:		-1.77564300028497		
Hannan-Quinn information criterion:		-1.90155693977822		

**Tabla 4. 30: Modelo EDEMET: Consumo Alumbrado.**

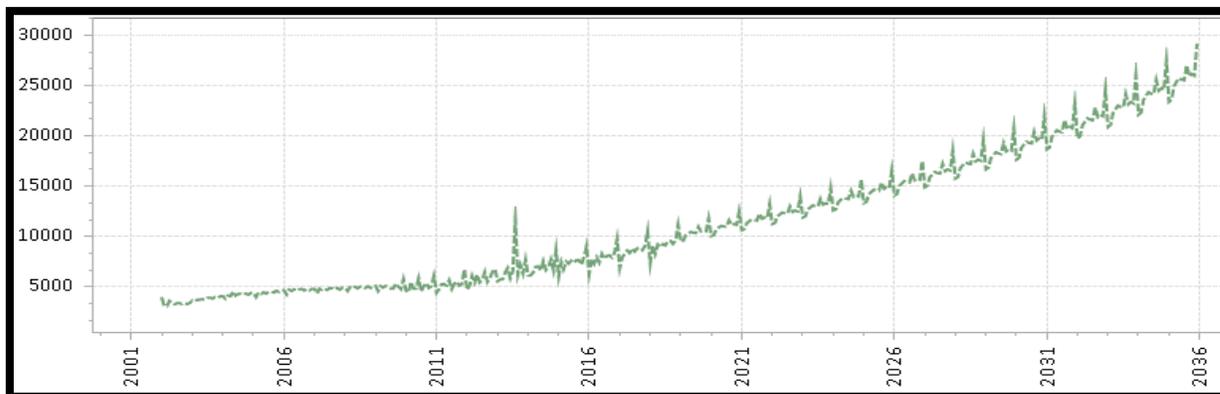


Gráfico 4. 29: Proyección EDEMET: Consumo Alumbrado.

### Consumo Otros

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento del consumo otros, y que su impacto en el total de la demanda es reducido

(representa menos del 0.1%), se optó por dejar al mismo constante durante todo el período de análisis, véase Gráfico 4. 30.

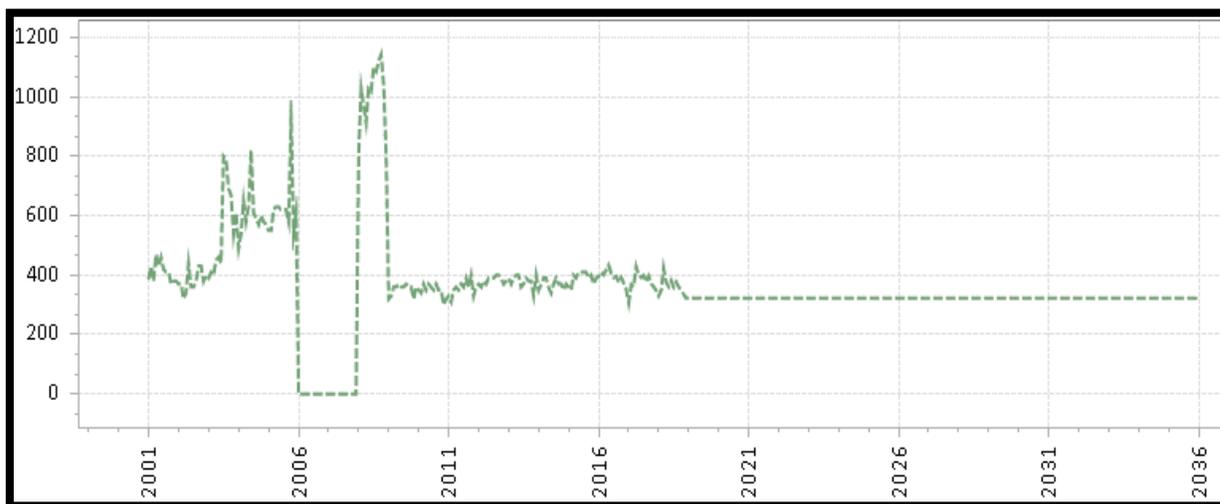


Gráfico 4. 30: Proyección EDEMET: Consumo otros.

## Tarifa Media Real de la Distribuidora, Perdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento de la tarifa media real de la distribuidora, las pérdidas técnicas y las pérdidas no

técnicas, se optó por dejar al mismo constante durante todo el período de análisis, véase Gráfico 4. 31, Gráfico 4. 32 y Gráfico 4. 33.

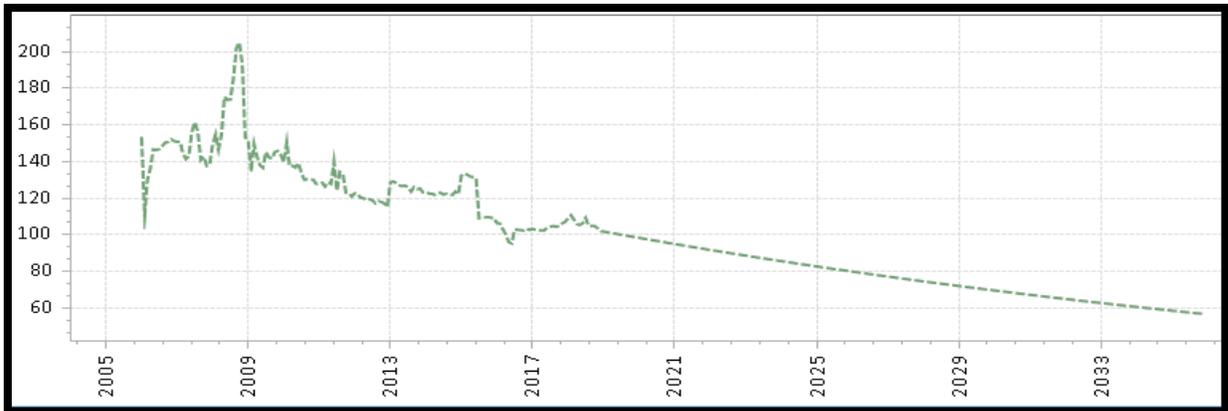


Gráfico 4. 31: Proyección EDEMET: TMEDR.

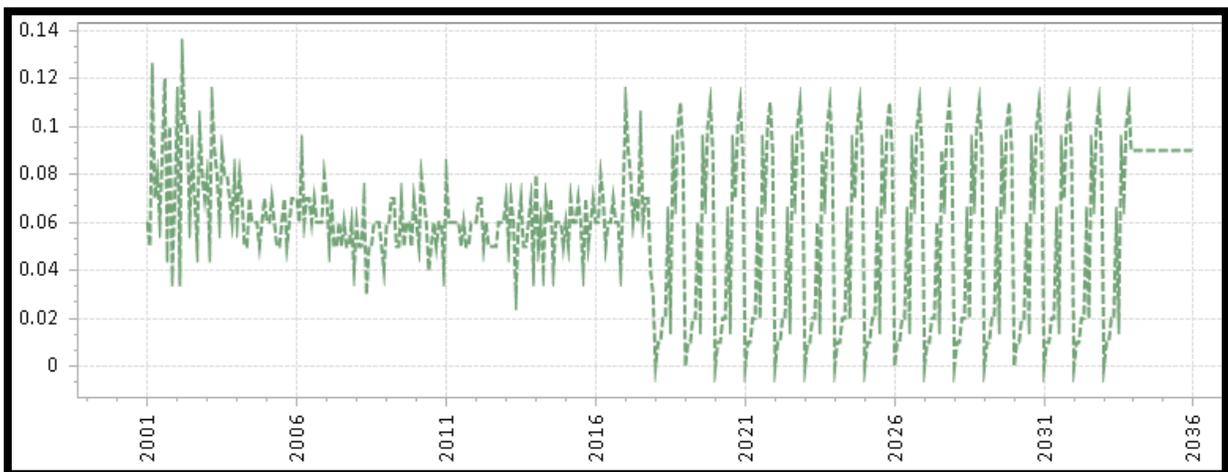
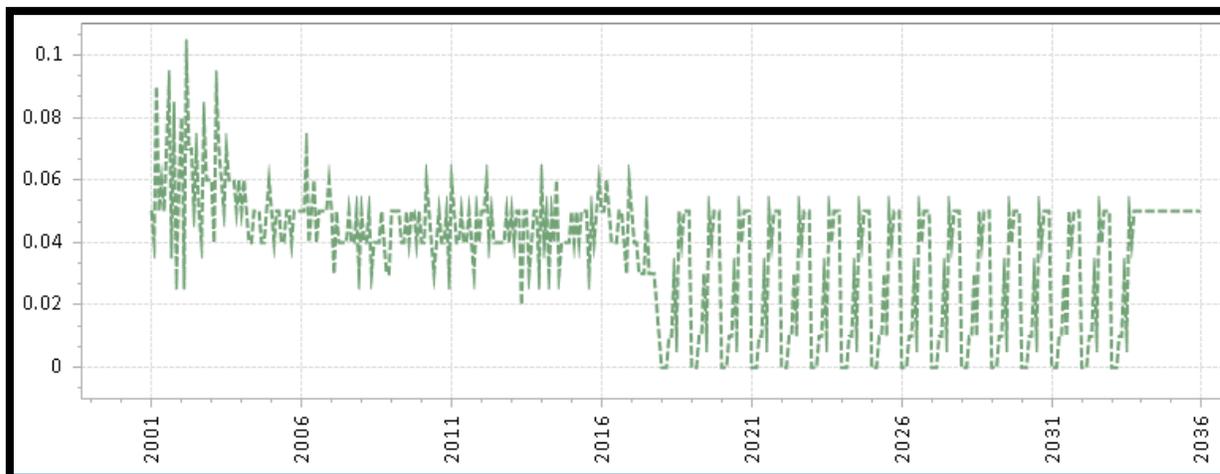


Gráfico 4. 32: Proyección EDEMET: Perdidas técnicas.



**Gráfico 4. 33: Proyección EDEMET: Perdidas no técnicas.**

## **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**

### **Consumo Residencial**

Al igual que para EDECHI y EDEMET fue posible hallar múltiples especificaciones que estimen correctamente el consumo residencial. De ellas se eligió a la n<sup>o</sup>44 de ajuste parcial como la mejor dado el elevado  $R^2$ , menor valor en los criterios de información y mayor capacidad

predictiva, véase Tabla 4. 31.

Hay que resaltar que para la proyección del escenario pesimista se utilizó el modelo n<sup>o</sup>18, dado a que este, presenta valores de ajuste del modelo más elevados.

Variable Dependiente: CRES

Estadístico - F = 735.12759991399  
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000  
 R-Squared = 0.980506140214758  
 R-Squared Ajustado = 0.979172349808399

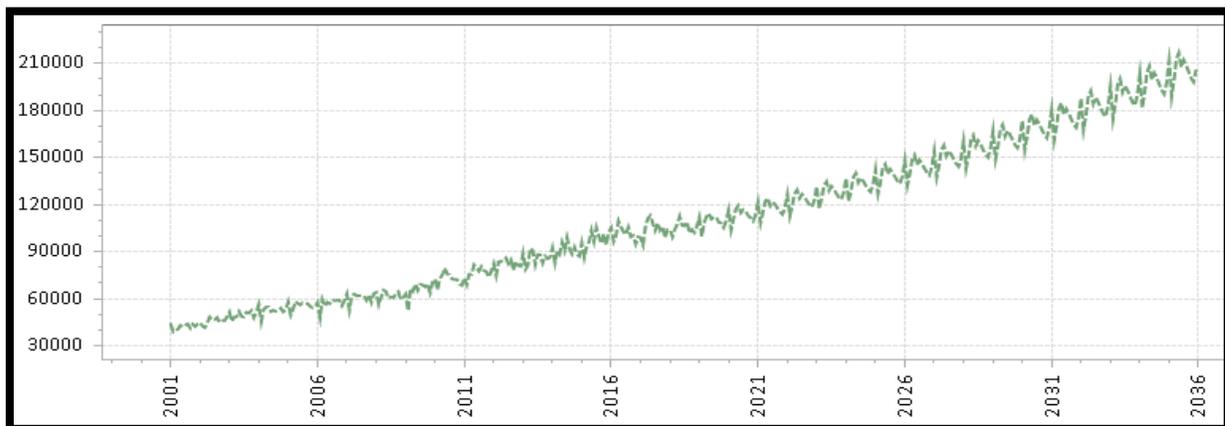
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.289	0.325	10.115	0
LOG(PIB)	0.409	0.046	8.849	0
LOG(CRES(-12))	0.431	0.059	7.234	0
@seas(2)	-0.066	0.015	-4.294	0
@seas(3)	-0.039	0.014	-2.737	0.006
@seas(4)	-0.002	0.013	-0.217	0.828
@seas(5)	0.005	0.013	0.422	0.673
@seas(6)	-0.02	0.013	-1.484	0.139
@seas(7)	-0.01	0.013	-0.737	0.461
@seas(8)	-0.02	0.013	-1.494	0.136
@seas(9)	-0.034	0.014	-2.421	0.016
@seas(10)	-0.046	0.014	-3.228	0.001
@seas(11)	-0.055	0.014	-3.757	0
@seas(12)	-0.037	0.014	-2.63	0.009

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 2795.49568414991  
 Mean Absolute Error: 2097.1804904041  
 Mean Absolute Percent Error: 2.8896380748502  
 Theil Inequality Coefficient: 0.0181361661075952  
 Covariance Proportion: 385829460.811036

Akaike information criterion: -3.56253698121607  
 Schwarz information criterion: -3.33482286399147

**Tabla 4. 31: Modelo ENSA: Consumo Residencial.**



**Gráfico 4. 34: Proyección ENSA: Consumo Residencial.**

## Consumo Comercial

Para estimar la demanda del sector comercial se utilizó información histórica a partir del año 2006. Esto se debe a la volatilidad que presenta la serie en los años previos.

Los dos mejores modelos de acuerdo a los criterios de selección resultaron ser

el n°41 de Ajuste Parcial y el n°42 de Ajuste Parcial, pero con efecto preciso.

En este caso, la capacidad predictiva del 42 era levemente superior, pero, dado que no se puede saber de forma segura cual será la evolución de la tarifa media, se optó por seleccionar al n°41, véase Tabla 4. 32.

Variable Dependiente: CCOM				
Estadístico - F =	704.850269527394			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.979685778561871			
R-Squared Ajustado =	0.978295858147683			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.14	0.21	10.194	0
LOG(PIBCOM)	0.222	0.027	8.124	0
LOG(CCOM(-12))	0.694	0.032	21.627	0
@seas(2)	-0.02	0.013	-1.505	0.133
@seas(3)	-0.001	0.013	-0.103	0.917
@seas(4)	0.006	0.013	0.515	0.606
@seas(5)	0.008	0.013	0.659	0.51
@seas(6)	-0.002	0.013	-0.201	0.84
@seas(7)	0	0.013	-0.03	0.975
@seas(8)	-0.004	0.013	-0.3	0.764
@seas(9)	-0.014	0.013	-1.095	0.274
@seas(10)	-0.021	0.013	-1.596	0.111
@seas(11)	-0.031	0.013	-2.286	0.023
@seas(12)	-0.014	0.013	-1.035	0.301
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	3789.41033640458			
Mean Absolute Error:	2843.00894232327			
Mean Absolute Percent Error:	3.19484731638681			
Theil Inequality Coefficient:	0.0215871791388535			
Covariance Proportion:	466357749.558428			
Akaike information criterion:	-3.57129862812761			
Schwarz information criterion:	-3.34358451090301			

Tabla 4. 32: Modelo ENSA: Consumo Comercial.

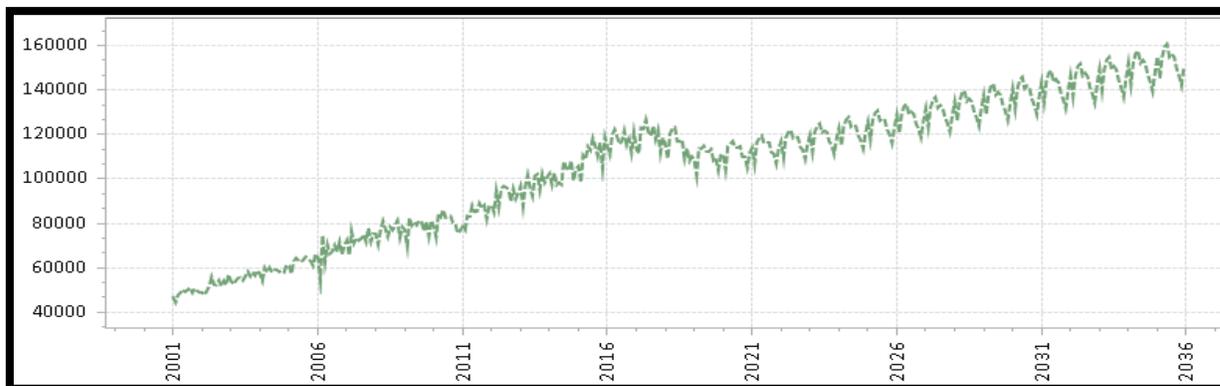


Gráfico 4. 35: Proyección ENSA: Consumo Comercial.

## Consumo Industrial

Ninguna de las especificaciones econométricas disponibles en el programa permitió un buen ajuste en la modelización del consumo industrial de

ENSA. Se terminó optando por utilizar el modelo n°44 (se descartaron los primeros cinco años por la volatilidad de la serie), véase Tabla 4. 33.

Variable Dependiente: CIND				
Estadístico - F =	6.07167279990537			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000565173510595			
R-Squared =	0.276131483650045			
R-Squared Ajustado =	0.230652833408163			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	2.183	0.954	2.287	0.023
LOG(CIND(-12))	0.775	0.097	7.995	0
@seas(2)	-0.009	0.053	-0.169	0.865
@seas(3)	0.016	0.053	0.309	0.757
@seas(4)	0	0.053	-0.002	0.997
@seas(5)	0.009	0.053	0.172	0.863
@seas(6)	-0.013	0.053	-0.245	0.806
@seas(7)	-0.015	0.053	-0.292	0.77
@seas(8)	-0.014	0.053	-0.271	0.786
@seas(9)	-0.021	0.053	-0.395	0.692
@seas(10)	-0.008	0.053	-0.16	0.872
@seas(11)	-0.03	0.053	-0.564	0.572
@seas(12)	-0.014	0.053	-0.264	0.791
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	3495.31657958615			
Mean Absolute Error:	2953.88866979473			
Mean Absolute Percent Error:	17.7029445562157			
Theil Inequality Coefficient:	0.0979061493135285			
Covariance Proportion:	-65671.063884448			
Akaike information criterion:	-0.819474245014327			
Schwarz information criterion:	-0.608025421877196			
Hannan-Quinn information criterion:	-0.733939361370448			

Tabla 4. 33: Modelo ENSA: Consumo Industrial.

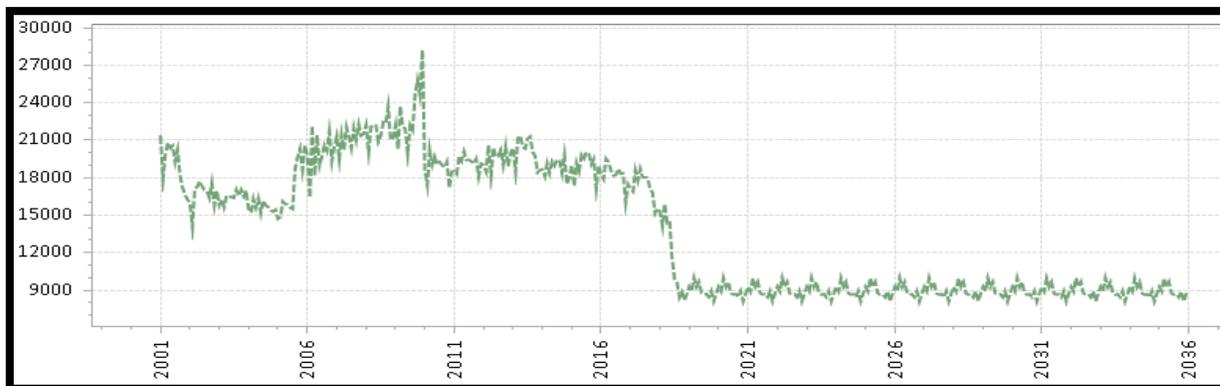


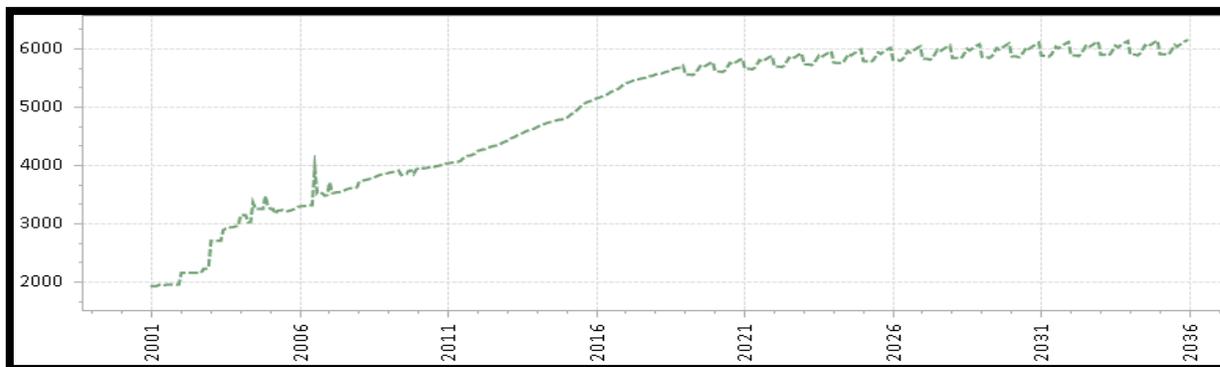
Gráfico 4. 36: Proyección ENSA: Consumo Industrial.

## Consumo del Gobierno

El consumo del sector gobierno se estimó a partir del modelo n°40 que considera a la temperatura total como variable explicativa, véase Tabla 4. 34. En el caso del escenario pesimista se utilizó el modelo n°41, que utiliza como variable explicativa el PIB.

Variable Dependiente: CGOB				
Estadístico - F =	655.725311563574			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.974850414909912			
R-Squared Ajustado =	0.973363739929217			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	9.644	0.011	865.069	0
@trend	0.004	0	86.624	0
@seas(2)	-0.074	0.014	-5.231	0
@seas(3)	0.051	0.014	3.637	0
@seas(4)	0.061	0.014	4.288	0
@seas(5)	0.101	0.014	7.148	0
@seas(6)	0.066	0.014	4.648	0
@seas(7)	0.094	0.014	6.661	0
@seas(8)	0.101	0.014	7.143	0
@seas(9)	0.06	0.014	4.266	0
@seas(10)	0.084	0.014	5.935	0
@seas(11)	0.01	0.014	0.71	0.477
@seas(12)	0.012	0.014	0.906	0.365
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	1074.3576461018			
Mean Absolute Error:	800.072767339748			
Mean Absolute Percent Error:	3.08266195086338			
Theil Inequality Coefficient:	0.0200982167773271			
Covariance Proportion:	44224573.1284679			
Akaike information criterion:	-3.40812502448025			
Schwarz information criterion:	-3.20498326846222			
Hannan-Quinn information criterion:	-3.3260552577871			

Tabla 4. 34: Modelo ENSA: Consumo Gobierno.



**Gráfico 4. 37: Proyección ENSA: Consumo Gobierno.**

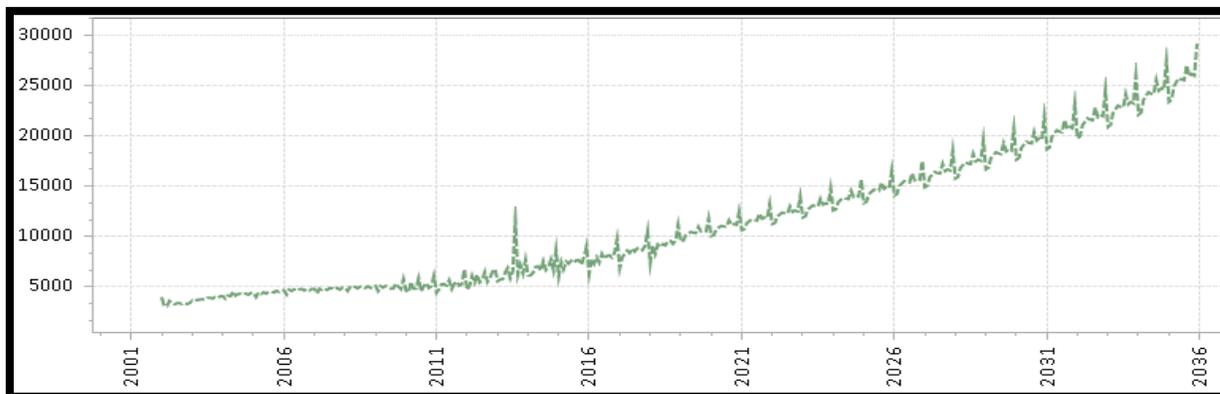
## Consumo de Alumbrado

Para el consumo del alumbrado público, la mejor especificación resultó ser la n°40 que considera una tendencia determinística y el n°44 con un vector autorregresivo de orden 12. En base a los valores de los estadísticos de ajuste

se eligió al n°44, véase Tabla 4. 35. Además, cabe destacar que se descartó el año 2001 y el mes de diciembre del 2016 debido a su elevada volatilidad.

Variable Dependiente: CALP				
Estadístico - F =	390.269129651714			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.960814319922229			
R-Squared Ajustado =	0.958352392378076			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	1.237	0.103	11.936	0
LOG(CALP(-12))	0.856	0.012	68.319	0
@seas(2)	0	0.017	-0.003	0.997
@seas(3)	0	0.017	-0.002	0.997
@seas(4)	0	0.017	-0.023	0.98
@seas(5)	0	0.017	0.021	0.983
@seas(6)	0.002	0.017	0.121	0.903
@seas(7)	0.003	0.017	0.22	0.826
@seas(8)	0.003	0.017	0.178	0.858
@seas(9)	0.003	0.017	0.223	0.823
@seas(10)	0.004	0.017	0.259	0.795
@seas(11)	0.005	0.017	0.302	0.762
@seas(12)	0.005	0.017	0.331	0.74
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	270.777905320786			
Mean Absolute Error:	235.333401226064			
Mean Absolute Percent Error:	5.7531431201922			
Theil Inequality Coefficient:	0.0320366166024641			
Covariance Proportion:	848166.10606773			
Akaike information criterion:	-3.09572143638526			
Schwarz information criterion:	-2.88427261324813			
Hannan-Quinn information criterion:	-3.01018655274138			

**Tabla 4. 35: Modelo ENSA: Consumo Alumbrado.**

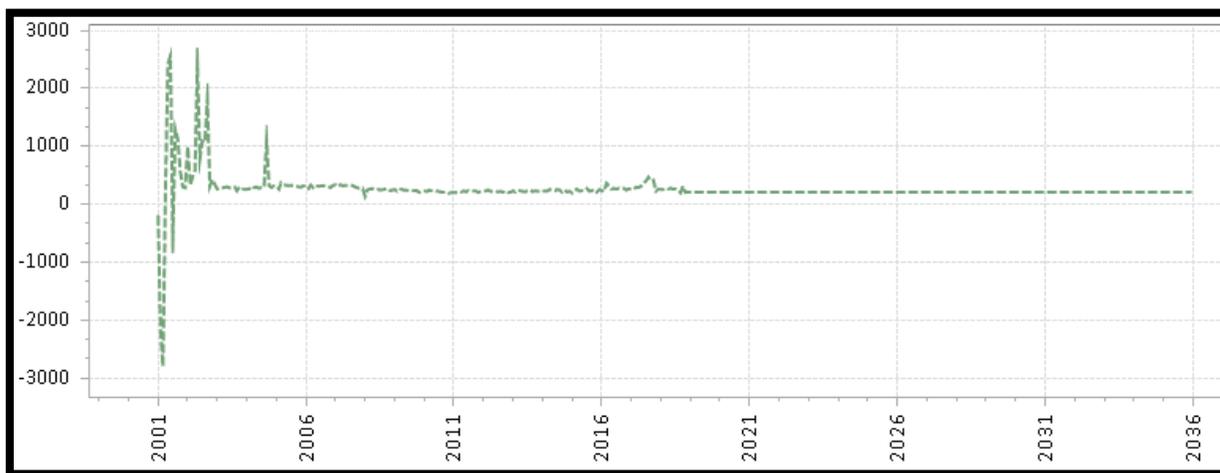


**Gráfico 4. 38: Proyección ENSA: Consumo Alumbrado.**

## Consumo Otros

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento del consumo otros, y que su impacto en el total de la demanda es reducido

(representa menos del 0.1%), se optó por dejar al mismo constante durante todo el período de análisis, véase Gráfico 4. 39.



**Gráfico 4. 39: Proyección ENSA: Consumo otros.**

## Tarifa Media Real de la Distribuidora, Pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento de la tarifa media real de la distribuidora, las pérdidas técnicas y las pérdidas no

técnicas, se optó por dejar al mismo constante durante todo el período de análisis, véase Gráfico 4. 40, Gráfico 4. 41 y Gráfico 4. 42

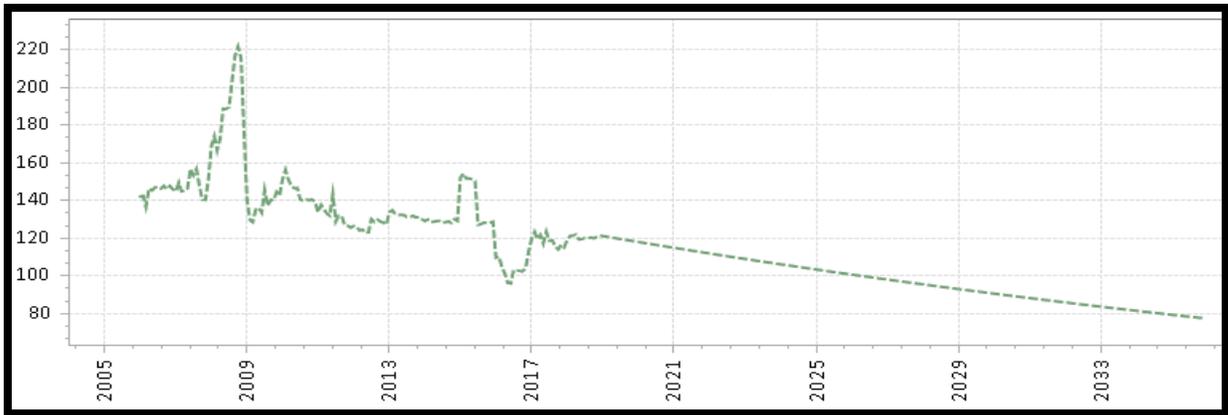
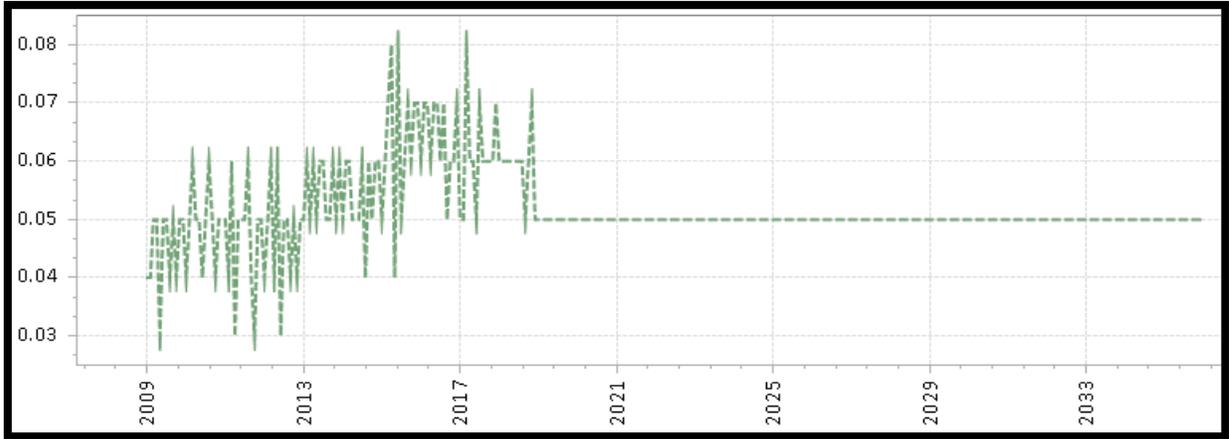


Gráfico 4. 40: Proyección ENSA: TMEDR.



Gráfico 4. 41: Proyección ENSA: Pérdidas técnicas.



**Gráfico 4. 42: Proyección ENSA: Perdidas no técnicas.**

## PRONÓSTICOS DE DEMANDA – GRANDES

La demanda de los grandes usuarios se separó de acuerdo al nivel de tensión al que se encuentran conectados:

- GU\_BT: Consumo Grandes Usuarios en Baja Tensión, energía en MWh.
- GU\_AT: Consumo Grandes Usuarios en Alta Tensión, energía en MWh.
- PERT\_GU: Pérdidas técnicas de los grandes usuarios en baja tensión.

Además, el ME-SiProDe cuenta la variable CMETRO, que permite incorporar el consumo del Metro.

### Grandes Usuarios – Baja Tensión

Si bien se contemplaron múltiples especificaciones posibles, ninguna de ellas logró alcanzar valores razonables tanto en los coeficientes como en los estadísticos de ajuste. Se entiende que ello se debe a la volatilidad propia de la serie, la cual contempla la demanda de un grupo de grandes empresas que no

se encuentran correlacionadas de forma directa o clara entre ellas ni con la evolución global de la economía. A pesar de ello, se encontró como el mejor modelo al n°43 de tendencia determinística (se descartaron las observaciones previas al 2010), véase Gráfico 4. 43.

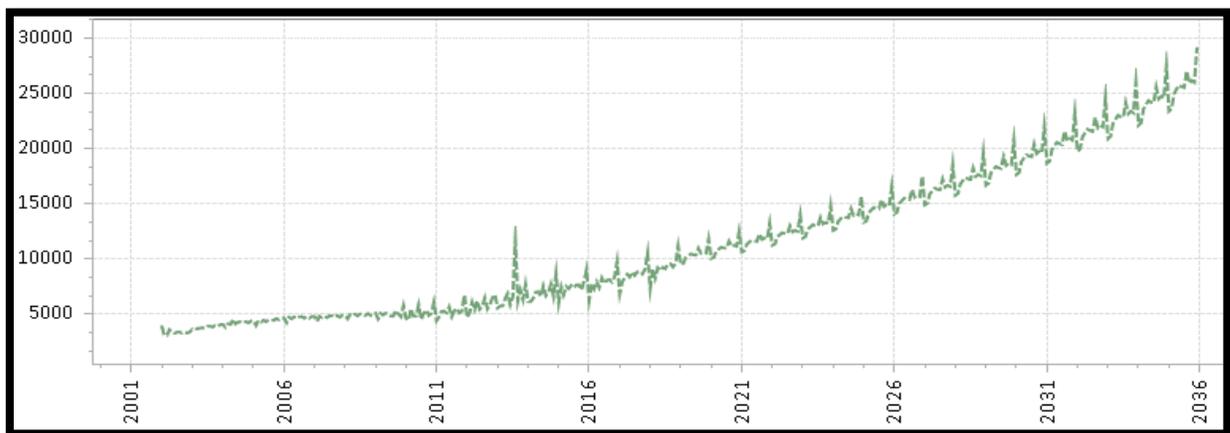


Gráfico 4. 43: Proyección GU\_BT.

```

Variable Dependiente: GU_BT

                Estadístico - F =      3.75959461055013
Probabilidad Estadístico - F =      0.00014829486304995900
                R-Squared =          0.352145241946554
                R-Squared Ajustado =    0.258479493794248
    
```

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.376	1.057	2.246	0.027
LOG(GU_BT(-12))	0.763	0.118	6.451	
@seas(2)	-0.013	0.288	-0.046	0.963
@seas(3)	0.017	0.288	0.058	0.953
@seas(4)	0.014	0.288	0.051	0.959
@seas(5)	0.025	0.289	0.087	0.93
@seas(6)	0.049	0.289	0.172	0.863
@seas(7)	0.081	0.289	0.282	0.778
@seas(8)	0.096	0.289	0.333	0.739
@seas(9)	0.065	0.289	0.225	0.822
@seas(10)	0.032	0.291	0.111	0.911
@seas(11)	0.033	0.29	0.115	0.908
@seas(12)	0.059	0.291	0.202	0.84

```

=====
Indicadores de bondad estadísticos:
=====

                Root Mean Squared Error:    10345.312882247
                Mean Absolute Error:        7235.79590766159
                Mean Absolute Percent Error: 43.4141058958423
                Theil Inequality Coefficient: 0.301967061149325
                Covariance Proportion:      47241657.859456

                Akaike information criterion: 1.86520287380689
                Schwarz information criterion: 2.21245835806816
                Hannan-Quinn information criterion: 2.00556921462562
    
```

Tabla 4. 36: Modelo GU\_BT.

## Grandes Usuarios – Alta Tensión

Para el caso de los grandes usuarios de alta tensión, se arribaron a resultados similares que el caso anterior. Los modelos no resultaron tener un buen ajuste, por lo que se optó por

seleccionar el modelo n°41 que explica la demanda mediante el PIB y población (se descartaron las observaciones previas al 2010), véase Gráfico 4. 44.

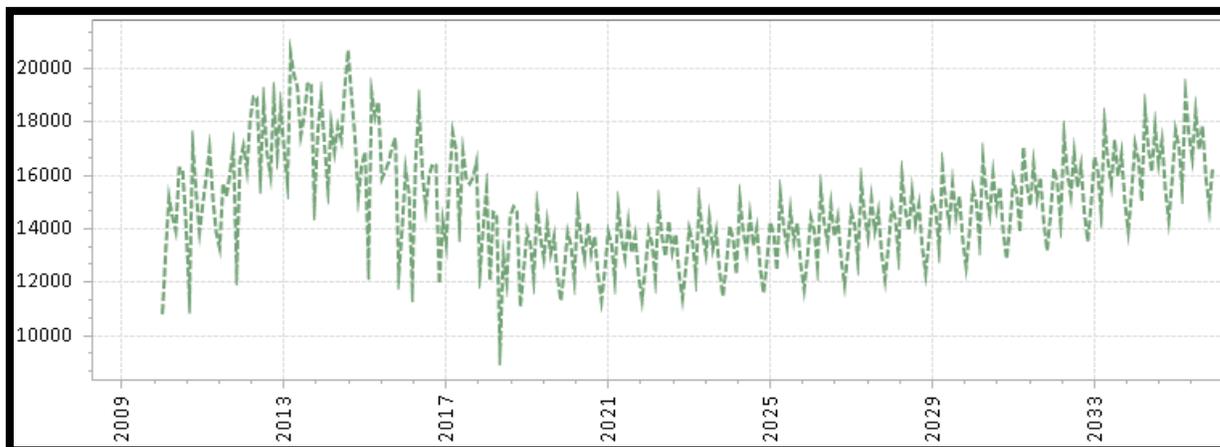


Gráfico 4. 44: Proyección GU\_AT.

Variable Dependiente: GU\_AT

Estadístico - F = 7.873099991744326  
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000022458366050  
 R-Squared = 0.521263779511426  
 R-Squared Ajustado = 0.455055578805559

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	115.065	12.28	9.369	0
LOG(PIB/POB)	2.732	0.334	8.178	0
LOG(POB)	-5.876	0.682	-8.605	0
@seas(2)	-0.036	0.052	-0.7	0.485
@seas(3)	-0.137	0.059	-2.319	0.022
@seas(4)	0.066	0.052	1.267	0.207
@seas(5)	-0.018	0.052	-0.343	0.731
@seas(6)	-0.074	0.054	-1.371	0.173
@seas(7)	0.023	0.052	0.448	0.655
@seas(8)	-0.06	0.055	-1.089	0.278
@seas(9)	-0.011	0.053	-0.219	0.826
@seas(10)	-0.125	0.058	-2.13	0.035
@seas(11)	-0.205	0.054	-3.793	0
@seas(12)	-0.109	0.054	-2.004	0.047

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 1561.14938639922  
 Mean Absolute Error: 1257.45194671069  
 Mean Absolute Percent Error: 8.01861513169981  
 Theil Inequality Coefficient: 0.0488044344197438  
 Covariance Proportion: 2755401.13867078

Akaike information criterion: -1.43434257289956  
 Schwarz information criterion: -1.08665889530938

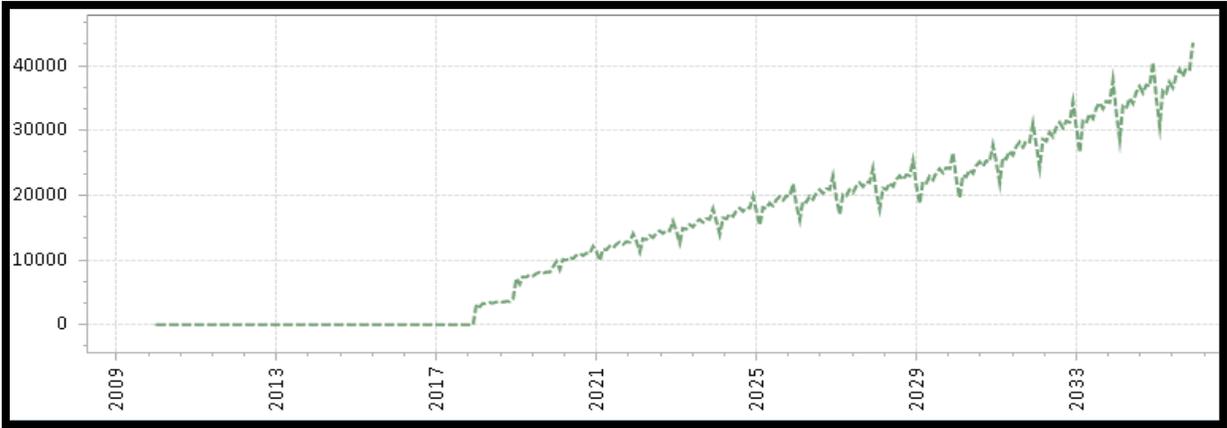
Tabla 4. 37: Modelo GU\_AT.

## Pérdidas Técnicas de Grandes Usuarios de Baja Tensión.

Para el consumo del metro, el modelo que presento el mejor ajuste fue el modelo n°35 de tendencia determinística (se descartaron las observaciones previas al 2010), véase Tabla 4. 38.

Variable Dependiente: CMETRO				
Estadístico - F =		1913.62448556805		
Probabilidad Estadístico - F =		0.00000000000000000000		
R-Squared =		0.98867672400488		
R-Squared Ajustado =		0.988160072628677		
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
CMETRO(-12)	1.048	0.006	150.83	0
c	800.432	256.501	3.12	0.002
@seas(2)	-100.406	347.079	-0.289	0.772
@seas(3)	25.229	346.96	0.072	0.942
@seas(4)	16.8	346.956	0.048	0.961
@seas(5)	56.013	346.992	0.161	0.871
@seas(6)	36.074	346.969	0.103	0.917
@seas(7)	77.925	347.029	0.224	0.822
@seas(8)	100.394	347.079	0.289	0.772
@seas(9)	75.81	347.025	0.218	0.827
@seas(10)	106.371	347.095	0.306	0.759
@seas(11)	101.163	347.081	0.291	0.77
@seas(12)	191.757	347.416	0.551	0.581
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:		3025.18321273035		
Mean Absolute Error:		2324.66631718371		
Mean Absolute Percent Error:		37.1710351615036		
Theil Inequality Coefficient:		0.085967467433375		
Covariance Proportion:		109459780.021804		
Akaike information criterion:		17.0245574157268		
Schwarz information criterion:		17.1950835434599		
Hannan-Quinn information criterion:		17.0929866828801		

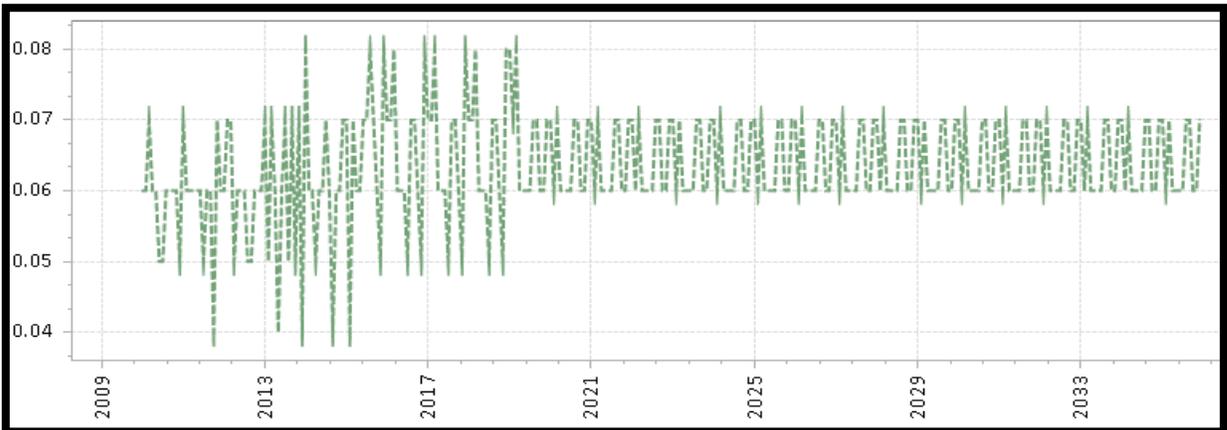
Tabla 4. 38: Modelo GU\_AT.



**Gráfico 4. 45: Proyección Perdidas Técnicas\_GU.**

### **Pérdidas Técnicas de Grandes Usuarios de Baja Tensión.**

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento de las pérdidas técnicas, se optó por dejar al mismo con el comportamiento presentado los últimos años (ver Gráfico 4. 46).



**Gráfico 4. 46: Proyección Perdidas Técnicas\_GU.**

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## CAPÍTULO 5

**RESULTADOS OBTENIDOS DE LA  
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA  
ELÉCTRICA**

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

# CAPÍTULO 5

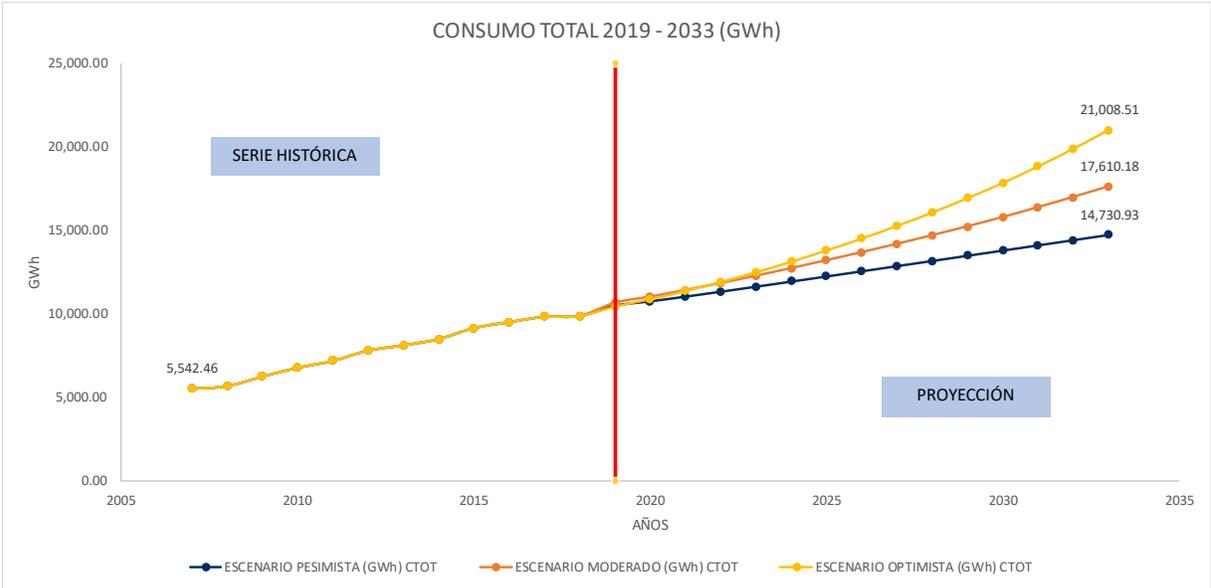
## RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

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

### DEMANDA DE ENERGÍA

A continuación, se presentará una tabla resumen de las proyecciones de demanda para cada escenario, veremos los resultados de energía para cada distribuidora, grandes usuarios y el consumo total (ver Gráfico 5. 1).

Como es visto el ME-SIProDe, realiza cálculos para la proyección del consumo en Panamá, esto indica que la información presente, no contempla estas, véase Tabla 5. 1.



**Gráfico 5. 1: Consumo total de Panamá - Tres escenarios.**

AÑO	ESCENARIO PESIMISTA (GWh)					ESCENARIO MODERADO (GWh)					ESCENARIO OPTIMISTA (GWh)				
	EDECHI	EDEMET	ENSA	GU	CTOT	EDECHI	EDEMET	ENSA	GU	CTOT	EDECHI	EDEMET	ENSA	GU	CTOT
2007	460.56	2,902.78	2,179.12		5,542.46	460.56	2,902.78	2,179.12		5,542.46	460.56	2,902.78	2,179.12		5,542.46
2008	474.40	2,967.83	2,249.72		5,691.95	474.40	2,967.83	2,249.72		5,691.95	474.40	2,967.83	2,249.72		5,691.95
2009	500.33	3,148.07	2,614.04		6,262.44	500.33	3,148.07	2,614.04		6,262.44	500.33	3,148.07	2,614.04		6,262.44
2010	548.70	3,328.06	2,695.49	219.15	6,791.40	548.70	3,328.06	2,695.49	219.15	6,791.40	548.70	3,328.06	2,695.49	219.15	6,791.40
2011	591.40	3,526.34	2,814.23	270.71	7,202.68	591.40	3,526.34	2,814.23	270.71	7,202.68	591.40	3,526.34	2,814.23	270.71	7,202.68
2012	648.03	3,833.24	3,034.67	301.75	7,817.69	648.03	3,833.24	3,034.67	301.75	7,817.69	648.03	3,833.24	3,034.67	301.75	7,817.69
2013	668.30	3,982.24	3,158.85	324.68	8,134.07	668.30	3,982.24	3,158.85	324.68	8,134.07	668.30	3,982.24	3,158.85	324.68	8,134.07
2014	702.76	4,168.73	3,289.97	343.15	8,504.62	702.76	4,168.73	3,289.97	343.15	8,504.62	702.76	4,168.73	3,289.97	343.15	8,504.62
2015	825.89	4,508.41	3,572.25	256.68	9,163.23	825.89	4,508.41	3,572.25	256.68	9,163.23	825.89	4,508.41	3,572.25	256.68	9,163.23
2016	889.10	4,633.19	3,720.86	275.89	9,519.04	889.10	4,633.19	3,720.86	275.89	9,519.04	889.10	4,633.19	3,720.86	275.89	9,519.04
2017	944.21	4,678.21	3,776.39	437.70	9,836.50	944.21	4,678.21	3,776.39	437.70	9,836.50	944.21	4,678.21	3,776.39	437.70	9,836.50
2018	882.31	4,599.44	3,657.18	745.50	9,884.43	882.31	4,599.44	3,657.18	745.50	9,884.43	882.31	4,599.44	3,657.18	745.50	9,884.43
2019	885.97	5,050.42	3,596.70	1,014.48	10,499.97	1,002.15	5,036.10	3,620.60	1,010.49	10,669.35	988.02	4,799.62	3,655.11	1,014.48	10,451.97
2020	924.95	5,168.17	3,663.04	1,087.68	10,763.22	1,041.99	5,181.72	3,737.10	1,075.96	11,036.78	1,045.63	4,987.48	3,784.46	1,087.68	10,890.94
2021	965.86	5,299.15	3,738.82	1,143.26	11,045.60	1,088.79	5,346.30	3,869.05	1,123.40	11,427.54	1,115.84	5,212.13	3,935.62	1,143.26	11,379.58
2022	1,008.62	5,438.93	3,820.57	1,193.98	11,338.89	1,140.83	5,525.01	4,012.40	1,165.50	11,843.73	1,197.38	5,466.55	4,103.78	1,193.98	11,919.25
2023	1,053.17	5,584.58	3,906.02	1,241.01	11,638.88	1,197.08	5,715.01	4,165.06	1,203.33	12,280.48	1,289.80	5,747.37	4,286.45	1,241.01	12,504.99
2024	1,099.46	5,734.09	3,993.70	1,285.40	11,943.01	1,256.93	5,914.49	4,326.03	1,237.85	12,735.29	1,393.19	6,052.88	4,482.36	1,285.40	13,134.75
2025	1,147.46	5,886.08	4,082.56	1,328.00	12,249.59	1,320.02	6,122.29	4,494.81	1,269.82	13,206.92	1,507.93	6,382.28	4,690.88	1,328.00	13,808.21
2026	1,197.15	6,039.61	4,172.05	1,361.83	12,557.75	1,386.15	6,337.70	4,671.23	1,292.13	13,687.21	1,634.70	6,735.46	4,911.82	1,361.83	14,518.50
2027	1,248.50	6,194.03	4,261.64	1,395.27	12,866.79	1,455.22	6,560.33	4,855.35	1,313.06	14,183.96	1,774.38	7,112.75	5,145.25	1,395.27	15,275.00
2028	1,301.52	6,348.90	4,351.15	1,428.85	13,176.48	1,527.21	6,790.00	5,047.33	1,332.99	14,697.53	1,928.06	7,514.83	5,391.40	1,428.85	16,079.96
2029	1,356.21	6,503.90	4,440.32	1,463.03	13,486.60	1,602.16	7,026.68	5,247.42	1,352.26	15,228.52	2,096.98	7,942.66	5,650.65	1,463.03	16,936.12
2030	1,412.58	6,658.83	4,529.07	1,498.25	13,797.08	1,680.12	7,270.46	5,455.96	1,371.12	15,777.66	2,282.59	8,397.41	5,923.46	1,498.25	17,846.61
2031	1,470.65	6,813.55	4,617.35	1,557.29	14,107.96	1,761.18	7,521.52	5,673.32	1,412.18	16,368.20	2,486.50	8,880.47	6,210.38	1,557.29	18,837.41
2032	1,530.44	6,967.97	4,705.08	1,618.11	14,419.23	1,845.47	7,780.09	5,899.95	1,453.20	16,978.70	2,710.52	9,393.34	6,512.03	1,618.11	19,889.95
2033	1,591.98	7,122.04	4,792.23	1,681.06	14,730.93	1,933.11	8,046.46	6,136.31	1,494.31	17,610.18	2,956.65	9,937.73	6,829.09	1,681.06	21,008.51

Tabla 5. 1: Proyección total de la demanda eléctrica.

Como es visto en la Tabla 5. 2, para el 2033 la demanda alcanzara un valor de 14,730.93 GWh, 17,610.18 GWh y 21,008.51GWh, para el escenario pesimista, moderado y optimista. A partir de los resultados alcanzados, se puedo apreciar que estas alcanzaran

tasas levemente mayores a las indicadas para el corto plazo, exceptuando el escenario pesimista, lo que nos indica un leve incremento en el crecimiento económico del país, véase Tabla 5. 2.

AÑO	ESCENARIO PESIMISTA ( $\Delta$ GWh - %)	ESCENARIO MODERADO ( $\Delta$ GWh - %)	ESCENARIO OPTIMISTA ( $\Delta$ GWh - %)
	CTOT	CTOT	CTOT
2019-2023	2.54%	3.45%	4.38%
2023-2033	2.33%	3.54%	5.06%
2019-2033	2.39%	3.52%	4.86%

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

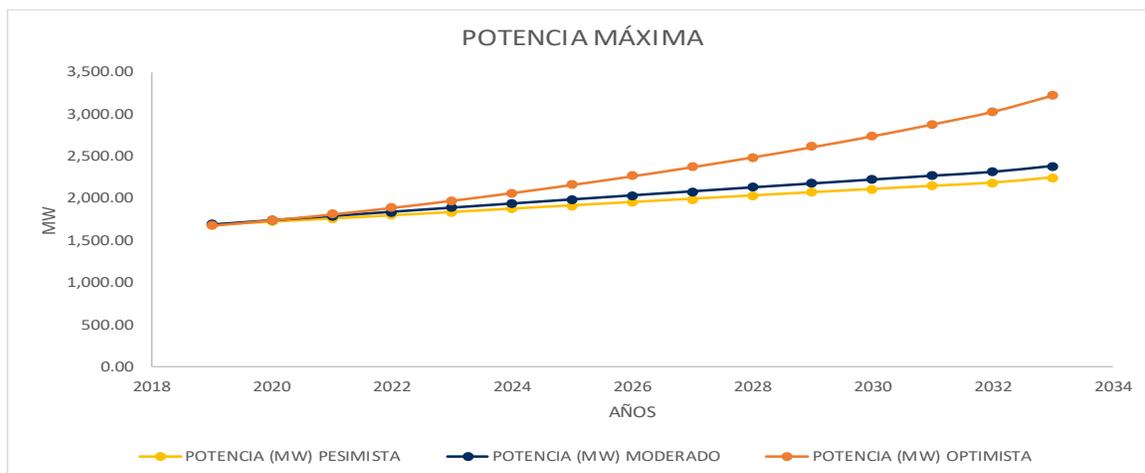
En cuanto a la demanda individual de las distribuidoras, EDECHI continuará siendo la de mayor dinamismo con una tasa anual acumulativa del 4.58%, en el escenario moderado. Por el lado de EDEMET y ENSA, sus tasas se

encuentren en el orden de los 3.29% y 3.70% respectivamente. Finalmente, en lo que respecta a la demanda de los grandes usuarios se observa que tendrá en promedio un crecimiento del 2.76%.

## POTENCIA MÁXIMA

A continuación, se presentan los resultados de la potencia máxima anual de ETESA (ver Tabla 5. 3), la cual fue estimada a partir del factor de carga

anual y la potencia media (que surge de las proyecciones de demanda). Debemos recordar que esta no contempla las pérdidas de transmisión.



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

<b>POTENCIA (MW)</b>			
<b>AÑO</b>	<b>PESIMISTA</b>	<b>MODERADO</b>	<b>OPTIMISTA</b>
2019	1,684.91	1,687.49	1,677.64
2020	1,719.28	1,738.35	1,741.00
2021	1,756.35	1,788.70	1,811.78
2022	1,794.76	1,838.57	1,890.09
2023	1,833.85	1,887.94	1,975.05
2024	1,873.20	1,936.82	2,066.27
2025	1,912.53	1,985.22	2,163.61
2026	1,951.70	2,033.14	2,265.94
2027	1,990.62	2,080.58	2,374.65
2028	2,029.24	2,127.54	2,490.01
2029	2,067.53	2,174.04	2,612.38
2030	2,105.49	2,220.06	2,742.15
2031	2,143.12	2,265.62	2,883.19
2032	2,180.42	2,310.72	3,032.56
2033	2,241.54	2,380.99	3,225.55

Tabla 5. 3: Potencia máxima anual por escenario.

## **PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA CON PERDIDAS DE TRANSMISIÓN**

Como se indicó en las secciones anteriores, los resultados obtenidos para la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima anual, no contemplan las pérdidas de transmisión. Debido a lo antes expuesto, se realizaron los cálculos correspondientes para incluir estas pérdidas en los resultados finales, por lo cual, se mantuvo hasta el 2033 el valor de las pérdidas obtenidas en el año 2018. Este valor alcanzó un valor de 3.7%. A continuación, podremos apreciar estos valores, Véase Tabla 5. 4.

Año	Escenario Pesimista				Escenario Moderado				Escenario Optimista			
	Generación		Potencia		Generación		Potencia		Generación		Potencia	
	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
2007	6,078.11	6.19%	1,024.16	5.41%	6,078.11	6.19%	1,024.16	5.41%	6,078.11	6.19%	1,024.16	5.41%
2008	6,206.51	2.11%	1,064.25	3.91%	6,206.51	2.11%	1,064.25	3.91%	6,206.51	2.11%	1,064.25	3.91%
2009	6,605.15	6.42%	1,153.99	8.43%	6,605.15	6.42%	1,153.99	8.43%	6,605.15	6.42%	1,153.99	8.43%
2010	7,083.37	7.24%	1,222.40	5.93%	7,083.37	7.24%	1,222.40	5.93%	7,083.37	7.24%	1,222.40	5.93%
2011	7,489.16	5.73%	1,286.46	5.24%	7,489.16	5.73%	1,286.46	5.24%	7,489.16	5.73%	1,286.46	5.24%
2012	8,226.42	9.84%	1,386.27	7.76%	8,226.42	9.84%	1,386.27	7.76%	8,226.42	9.84%	1,386.27	7.76%
2013	8,583.48	4.34%	1,443.94	4.16%	8,583.48	4.34%	1,443.94	4.16%	8,583.48	4.34%	1,443.94	4.16%
2014	9,021.43	5.10%	1,503.46	4.12%	9,021.43	5.10%	1,503.46	4.12%	9,021.43	5.10%	1,503.46	4.12%
2015	9,849.98	9.18%	1,612.00	7.22%	9,849.98	9.18%	1,612.00	7.22%	9,849.98	9.18%	1,612.00	7.22%
2016	10,392.26	5.51%	1,618.00	0.37%	10,392.26	5.51%	1,618.00	0.37%	10,392.26	5.51%	1,618.00	0.37%
2017	10,597.33	1.97%	1,657.00	2.41%	10,597.33	1.97%	1,657.00	2.41%	10,597.33	1.97%	1,657.00	2.41%
2018	10,783.14	1.75%	1,665.00	0.48%	10,783.14	1.75%	1,665.00	0.48%	10,783.14	1.75%	1,665.00	0.48%
2019	10,887.39	0.97%	1,747.08	4.93%	11,063.02	2.60%	1,749.75	5.09%	10,840.41	0.53%	1,739.54	4.48%
2020	11,160.36	2.51%	1,782.72	2.04%	11,444.01	3.44%	1,802.49	3.01%	11,301.35	4.25%	1,805.24	3.78%
2021	11,453.16	2.62%	1,821.15	2.16%	11,849.19	3.54%	1,854.70	2.90%	11,814.62	4.54%	1,878.63	4.07%
2022	11,757.27	2.66%	1,860.99	2.19%	12,280.73	3.64%	1,906.41	2.79%	12,381.70	4.80%	1,959.83	4.32%
2023	12,068.33	2.65%	1,901.52	2.18%	12,733.60	3.69%	1,957.60	2.69%	12,997.53	4.97%	2,047.92	4.50%
2024	12,383.68	2.61%	1,942.31	2.15%	13,205.19	3.70%	2,008.29	2.59%	13,660.06	5.10%	2,142.51	4.62%
2025	12,701.57	2.57%	1,983.09	2.10%	13,694.23	3.70%	2,058.47	2.50%	14,369.08	5.19%	2,243.44	4.71%
2026	13,021.10	2.52%	2,023.71	2.05%	14,192.24	3.64%	2,108.16	2.41%	15,117.56	5.21%	2,349.54	4.73%
2027	13,341.55	2.46%	2,064.07	1.99%	14,707.31	3.63%	2,157.35	2.33%	15,915.37	5.28%	2,462.26	4.80%
2028	13,662.67	2.41%	2,104.11	1.94%	15,239.84	3.62%	2,206.04	2.26%	16,764.99	5.34%	2,581.89	4.86%
2029	13,984.22	2.35%	2,143.82	1.89%	15,790.41	3.61%	2,254.25	2.19%	17,669.41	5.39%	2,708.77	4.91%
2030	14,306.16	2.30%	2,183.18	1.84%	16,359.81	3.61%	2,301.98	2.12%	18,632.06	5.45%	2,843.33	4.97%
2031	14,628.51	2.25%	2,222.20	1.79%	16,972.15	3.74%	2,349.22	2.05%	19,680.07	5.62%	2,989.57	5.14%
2032	14,951.26	2.21%	2,260.88	1.74%	17,605.18	3.73%	2,395.98	1.99%	20,794.42	5.66%	3,144.46	5.18%
2033	15,274.46	2.16%	2,324.24	2.80%	18,259.96	3.72%	2,468.85	3.04%	21,979.80	5.70%	3,344.56	6.36%

**Proyección de Demanda 2019 - 2033**
**Tabla 5. 4: Proyección de la demanda de energía y Potencia máxima, con pérdidas de transmisión.**

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## CAPÍTULO 6

# CURVAS TÍPICAS

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

# CAPÍTULO 6

## CURVAS TÍPICAS.

Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la Potencia Máxima consumida en función del tiempo. A continuación, se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras. A menos que se indique lo contrario, las curvas típicas son representación del día 2 de mayo de 2019.

### EDEMET

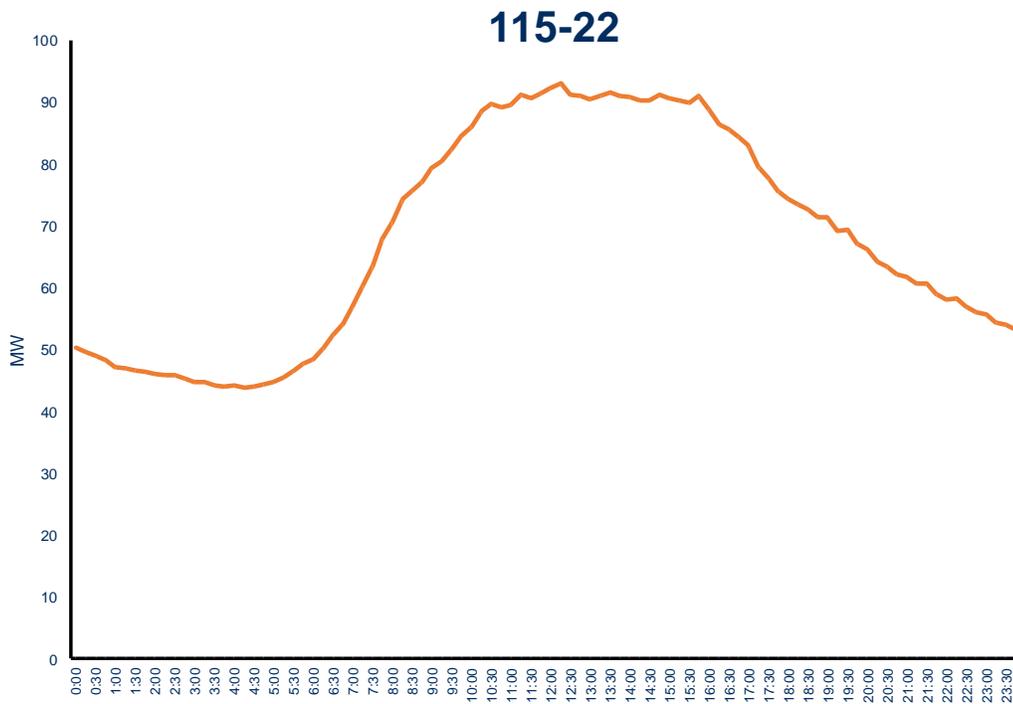
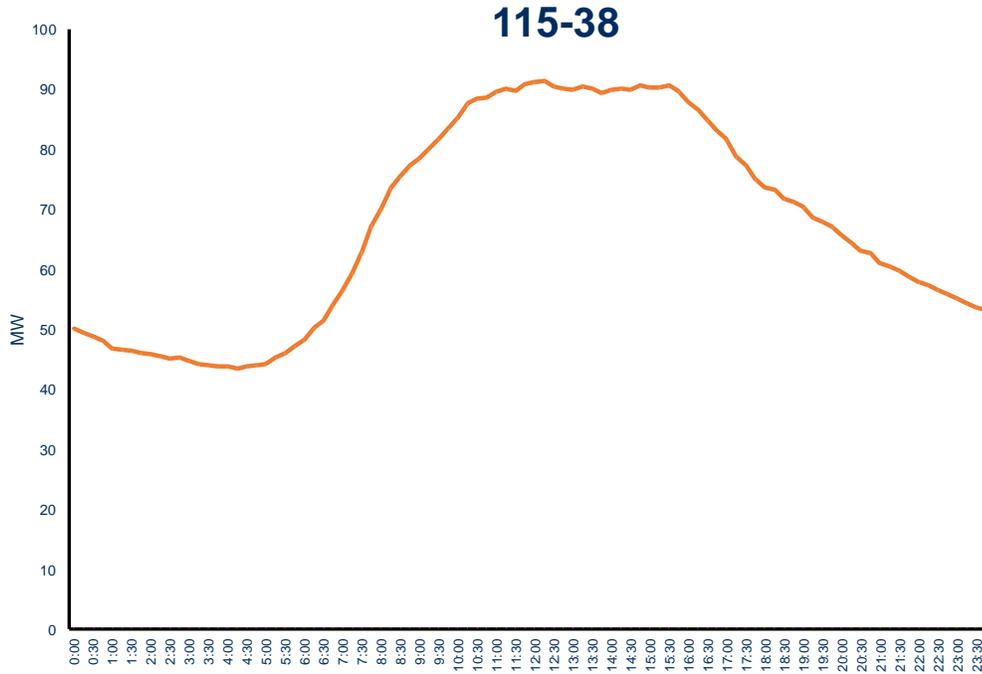
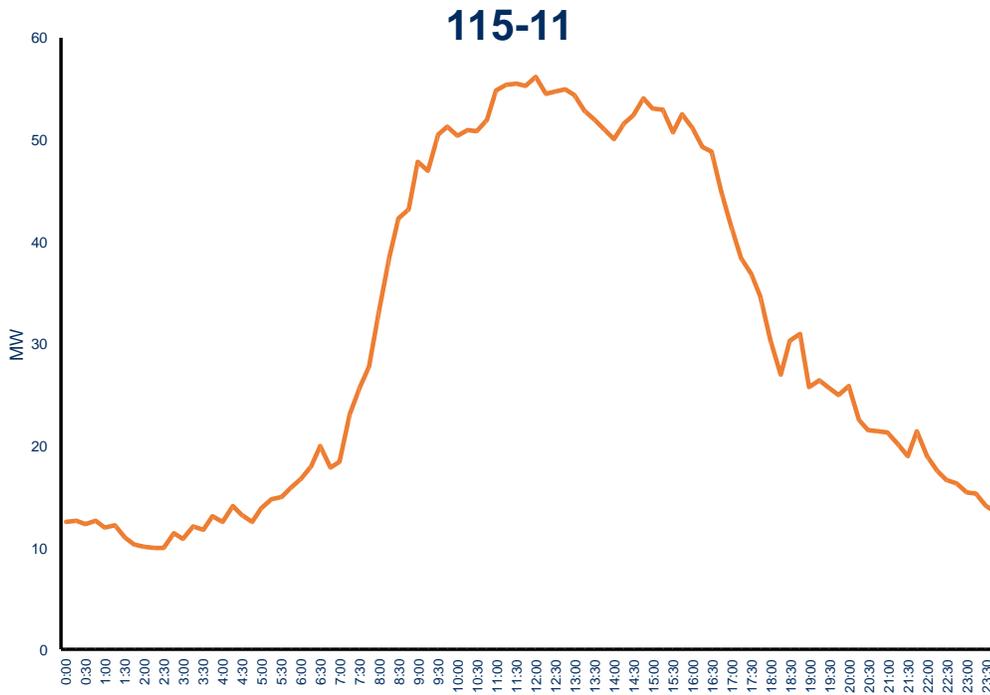


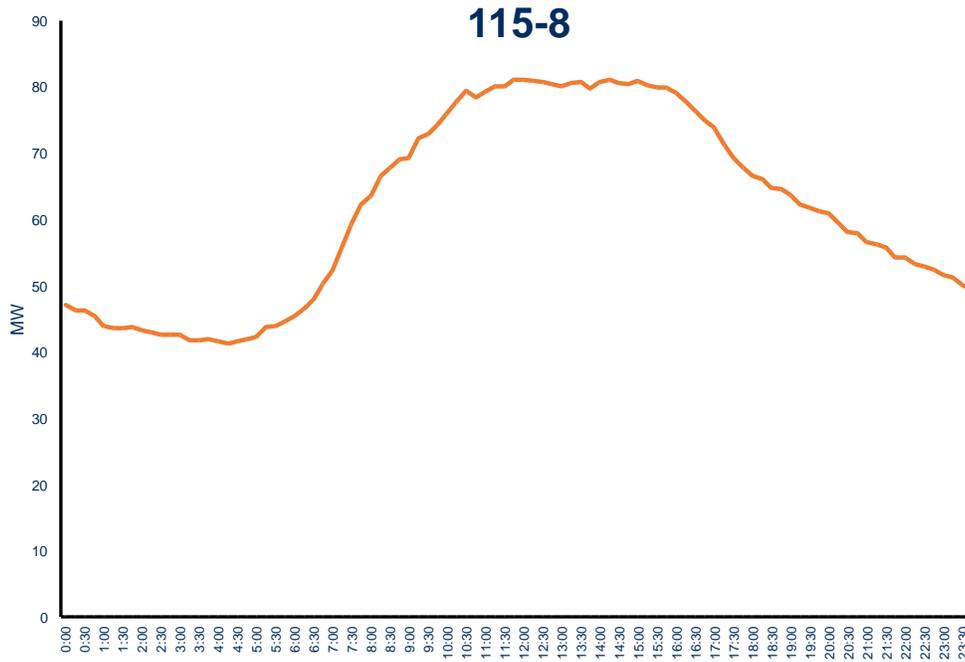
Gráfico 6. 1: Curva Típica de Carga – Línea 115-22.



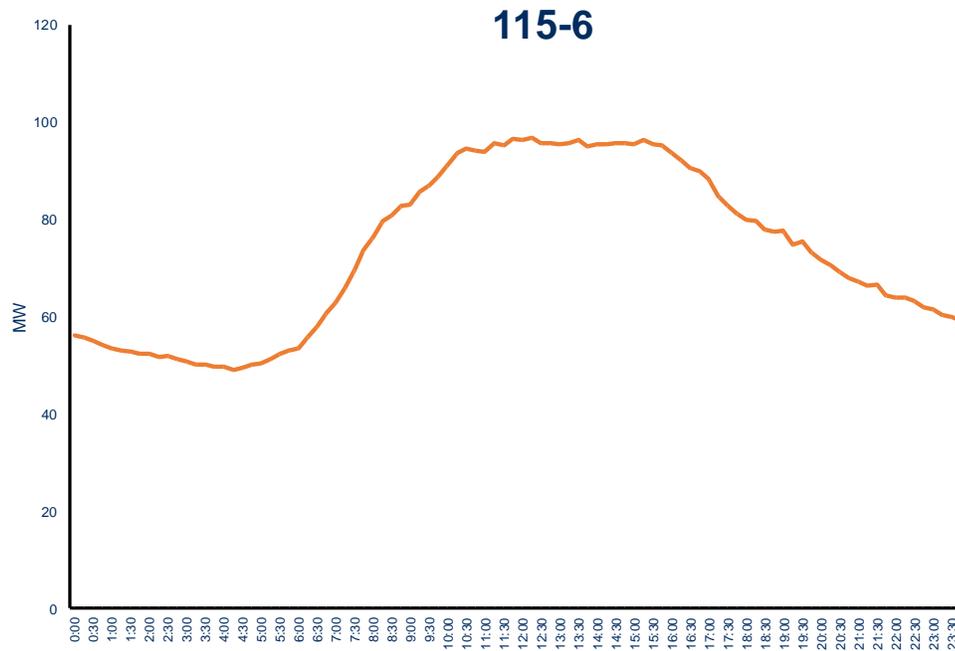
**Gráfico 6. 2: Curva Típica de Carga - Línea 115-38.**



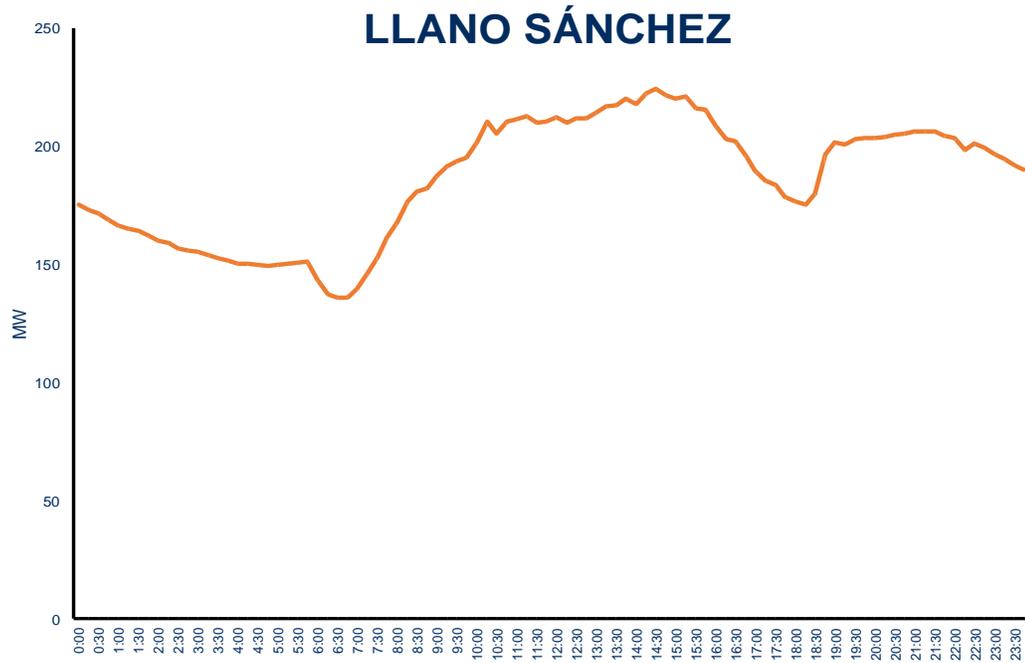
**Gráfico 6. 3: Curva Típica de Carga Línea 115-11.**



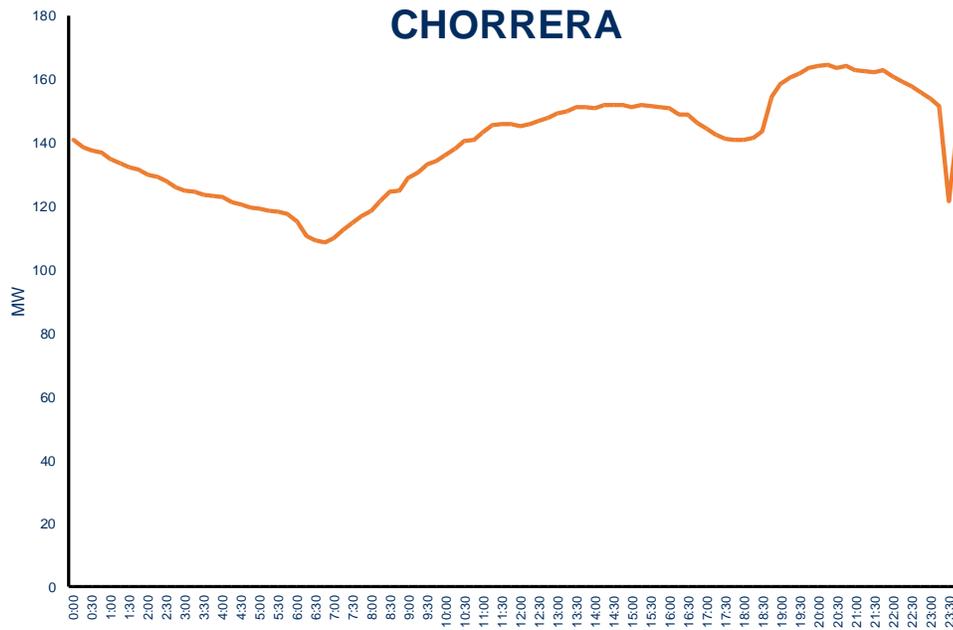
**Gráfico 6. 4: Curva Típica de Carga - Línea 115-8.**



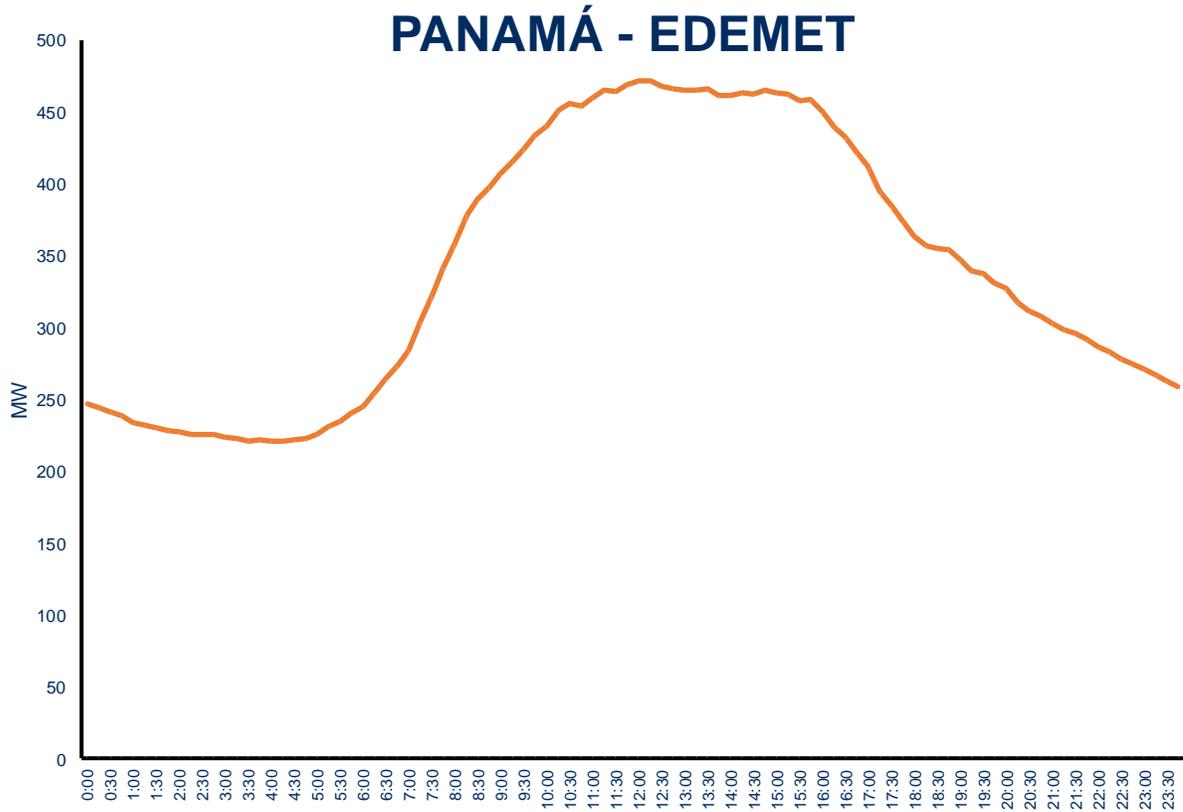
**Gráfico 6. 5: Curva Típica de Carga - Línea 115-6.**



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

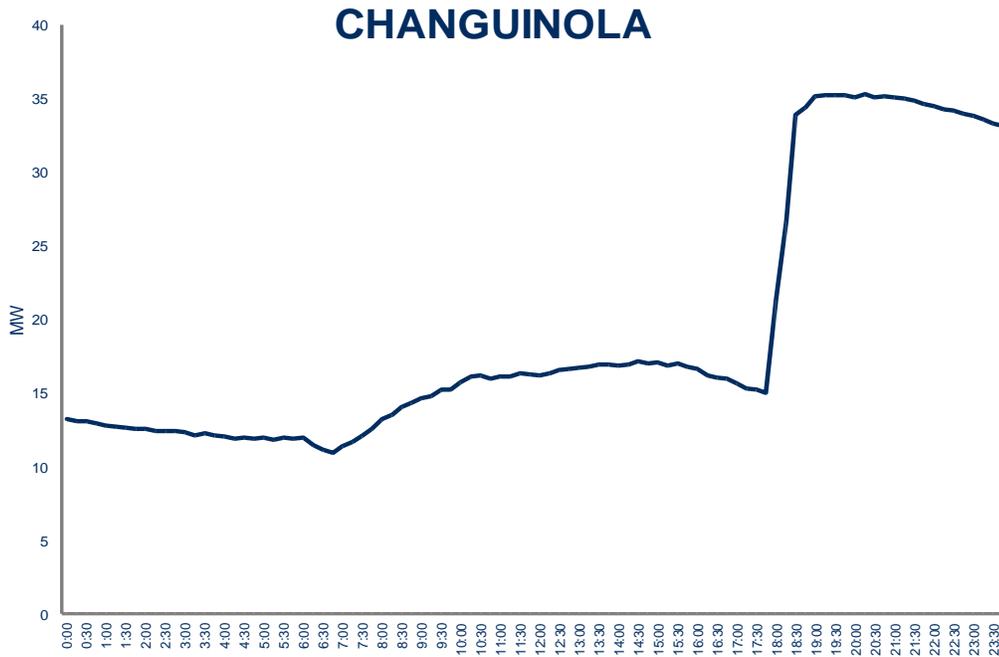


**Gráfico 6. 7: Curva Típica De Carga - Chorrera.**

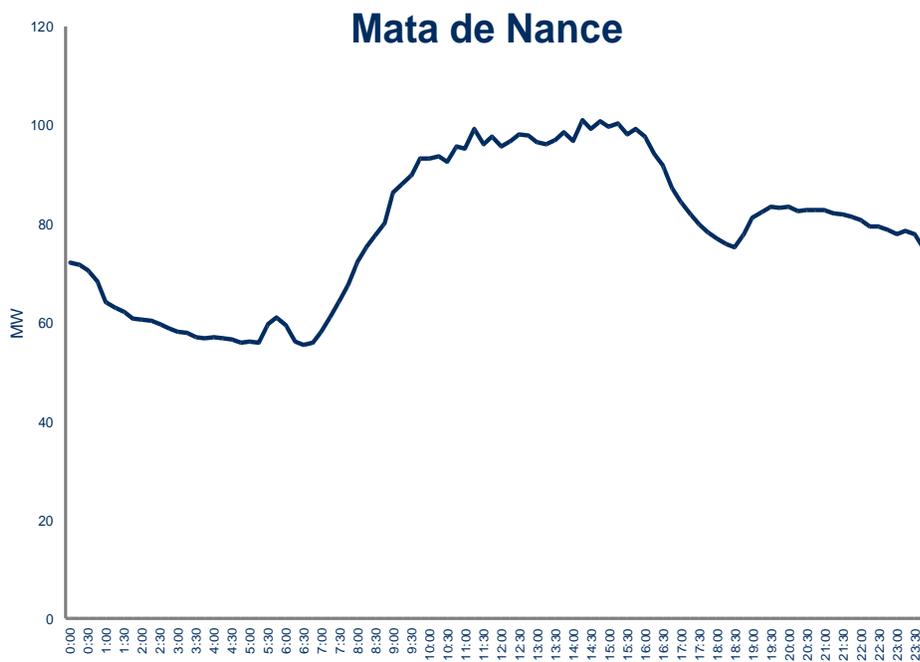


**Gráfico 6. 8: Curva Típica de Carga – Panamá - EDEMET.**

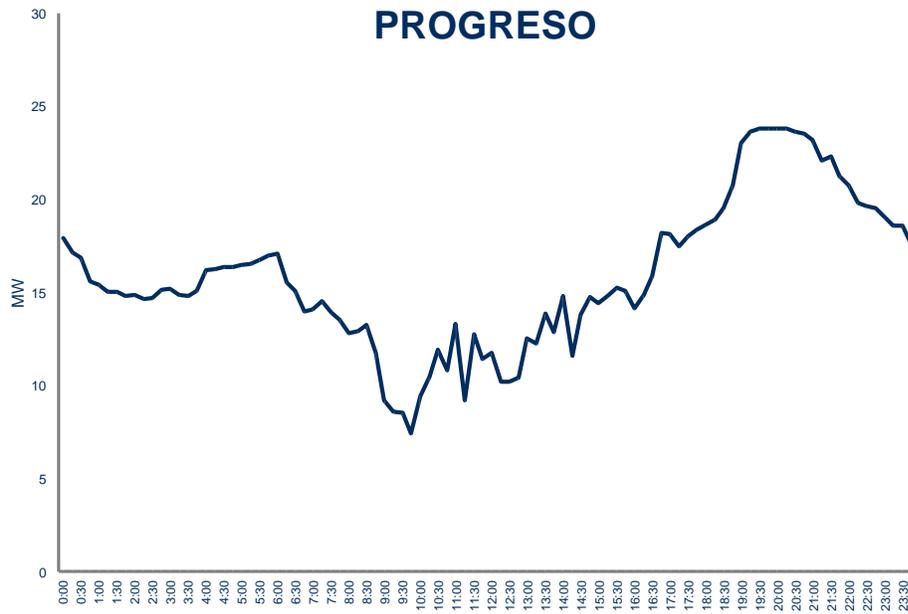
**EDECHI**



**Gráfico 6. 9: Curva Típica De Carga - Changuinola.**

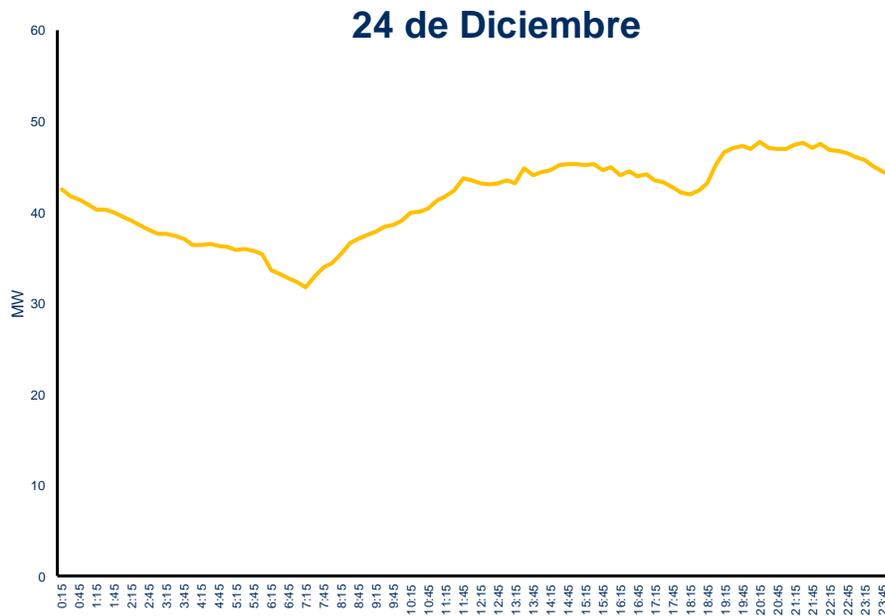


**Gráfico 6. 10: Curva Típica De Carga – Mata de Nance.**

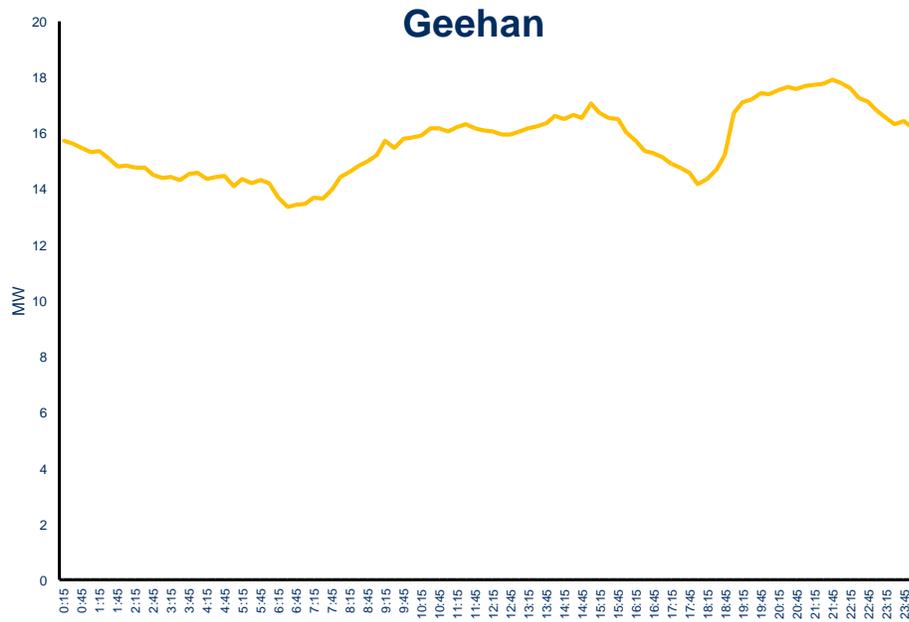


**Gráfico 6. 11: Curva Típica de Carga - Progreso.**

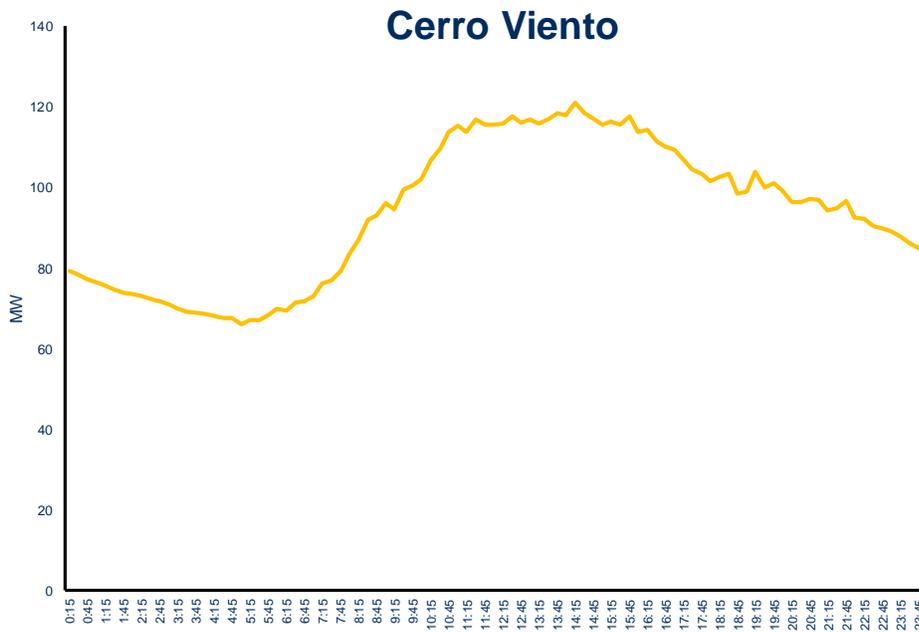
## ENSA



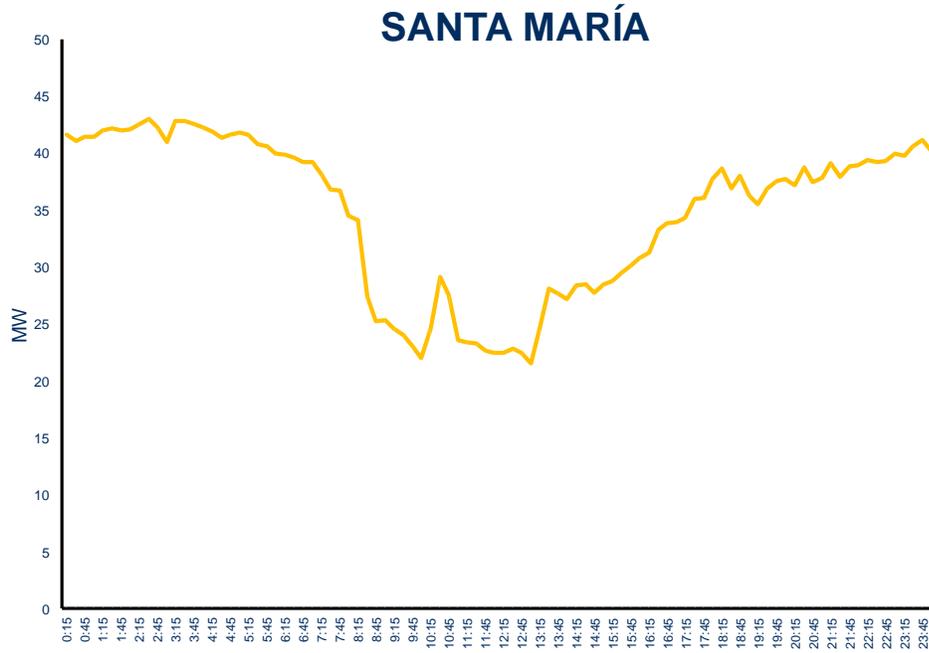
**Gráfico 6. 12: Curva Típica de Carga - 24 de Diciembre.**



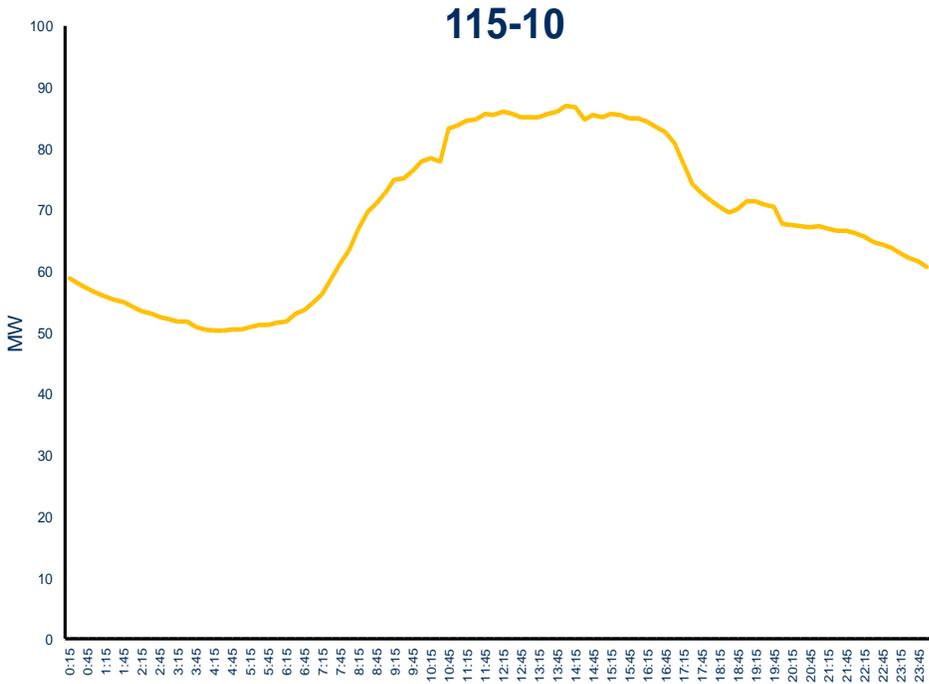
**Gráfico 6. 13: Curva Típica de Carga - Geehan.**



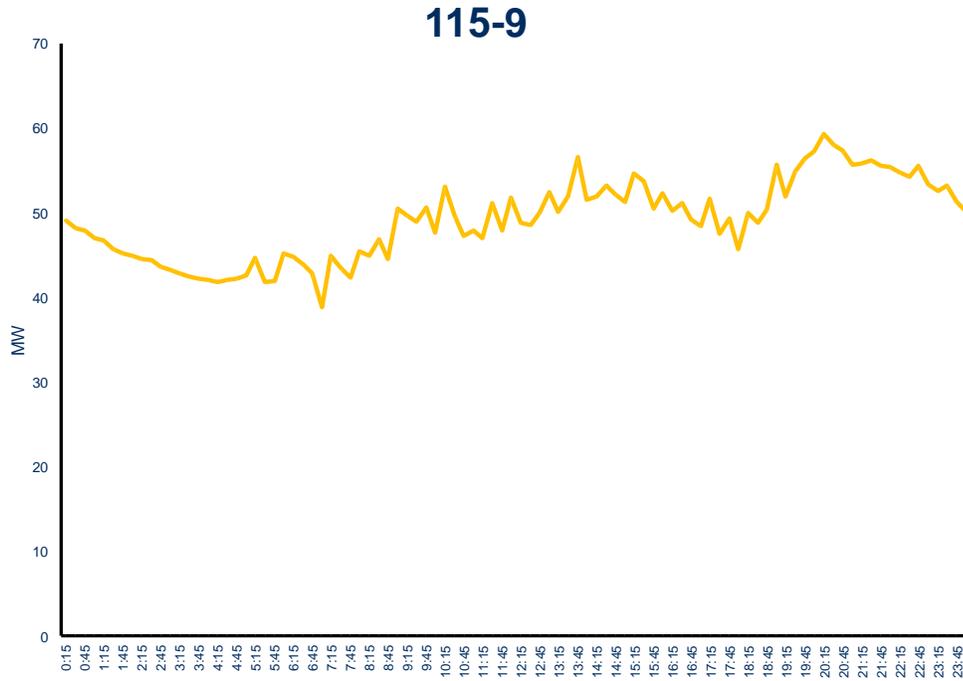
**Gráfico 6. 14: Curva Típica de Carga - Cerro Viento.**



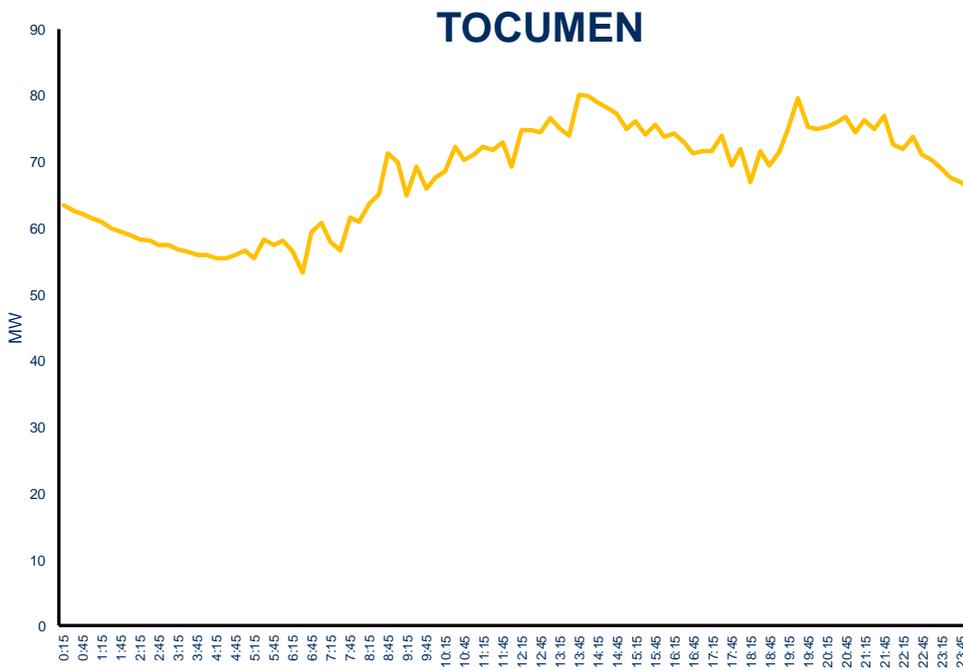
**Gráfico 6. 15: Curva Típica De Carga – Santa María.**



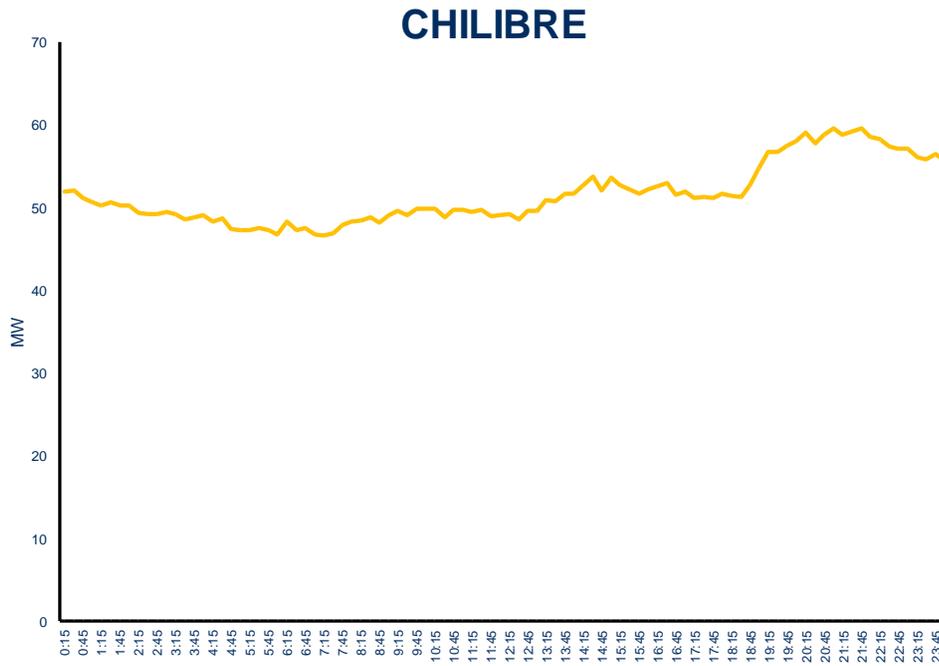
**Gráfico 6. 16: Curva Típica De Carga - Línea 115-10.**



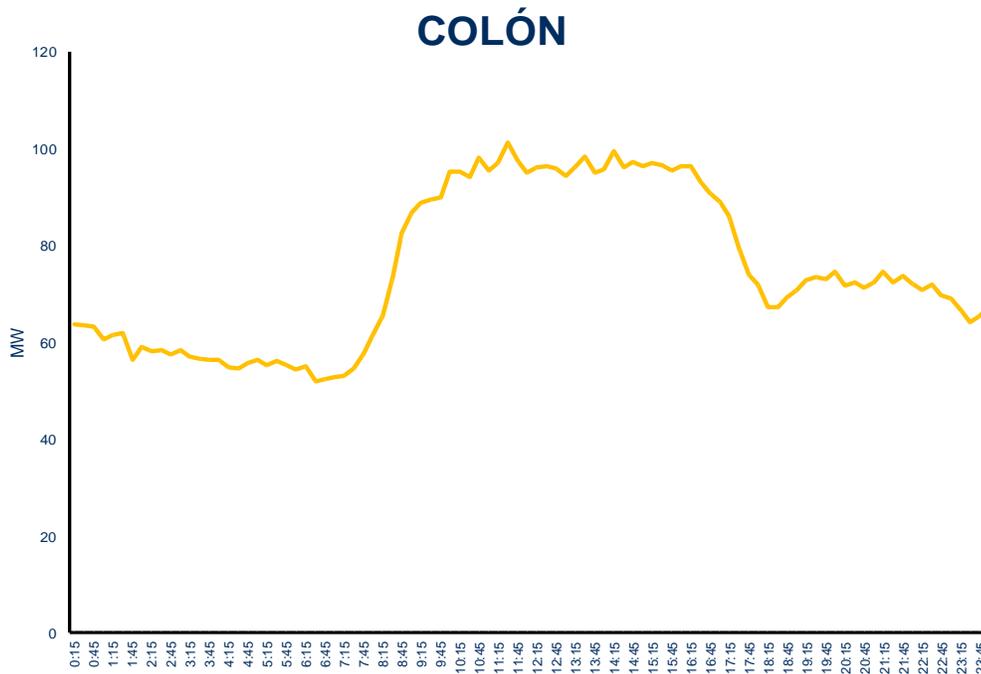
**Gráfico 6. 17: Curva Típica De Carga – Línea 115-9.**



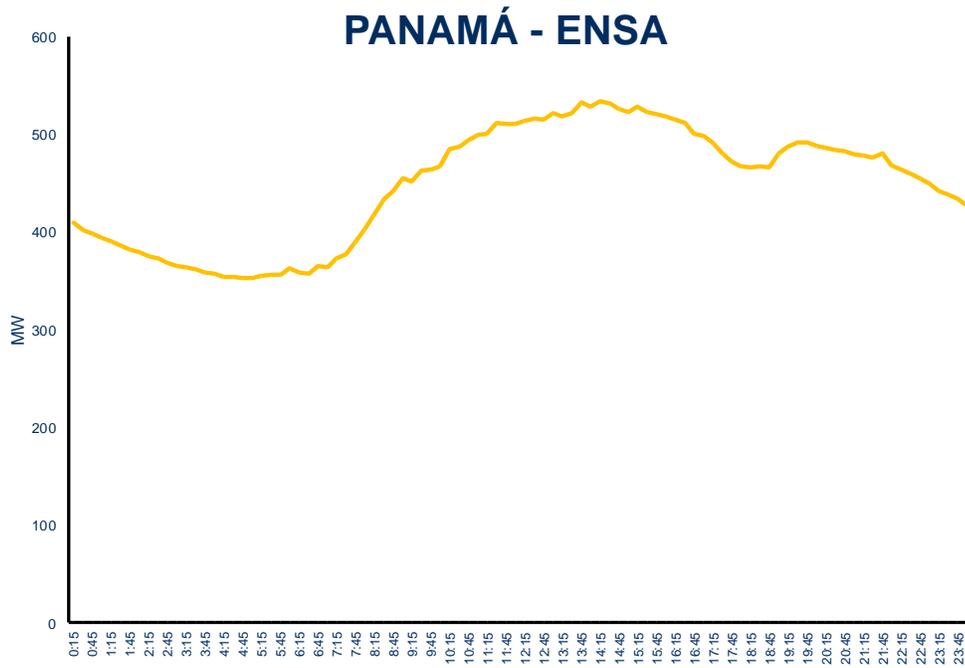
**Gráfico 6. 18: Curva Típica De Carga – Tocumen.**



**Gráfico 6. 19: Curva Típica De Carga - Chilibre.**



**Gráfico 6. 20: Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza).**



**Gráfico 6. 21: Curva Típica de Carga ENSA – 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).**

## GRANDES USUARIOS

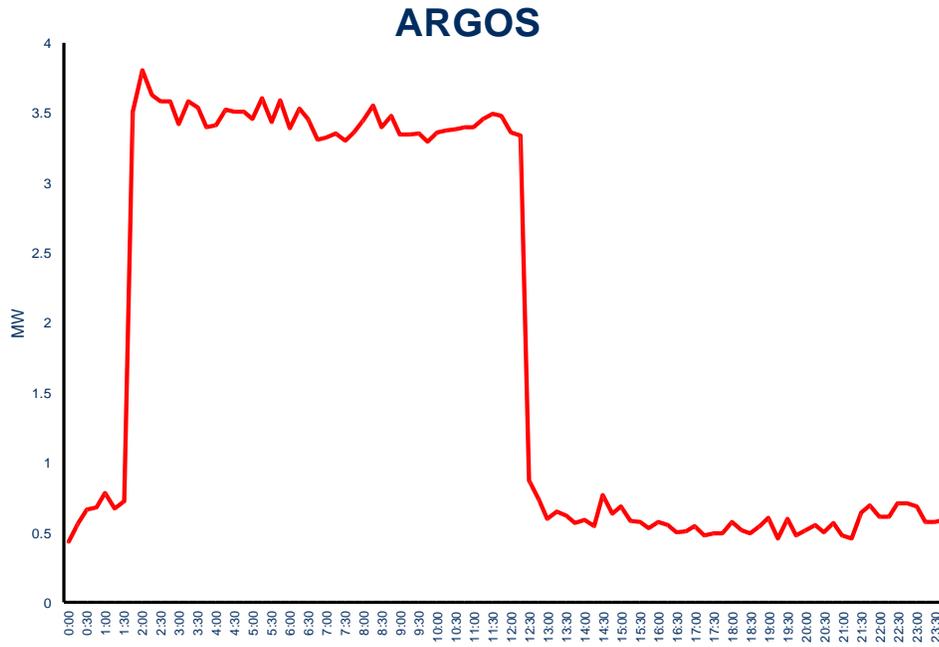


Gráfico 6. 22: Curva Típica de Carga – ARGOS.

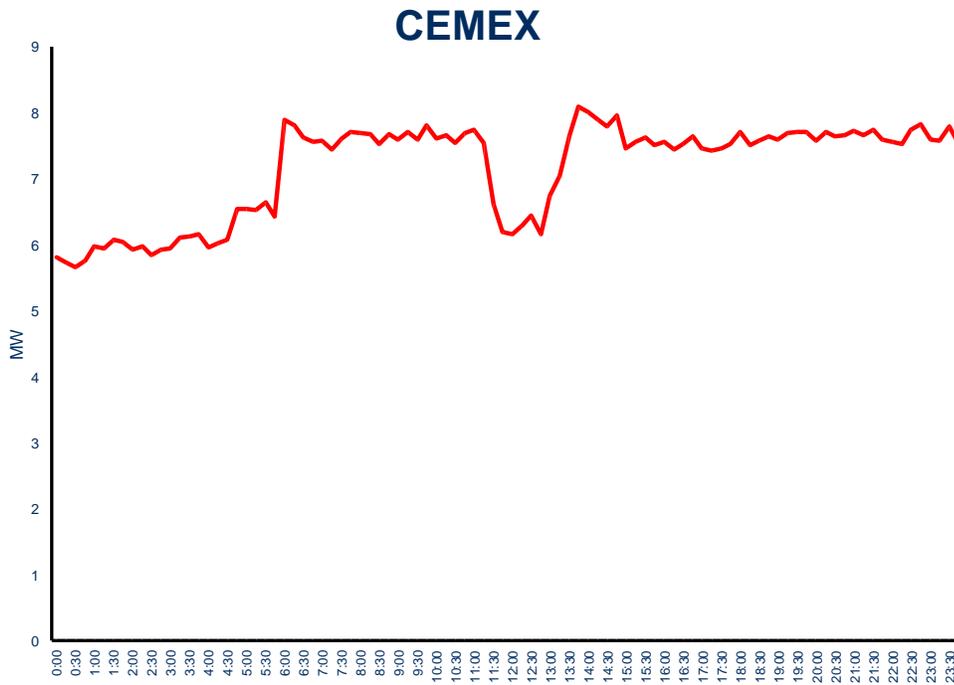


Gráfico 6. 23: Curva Típica de Carga – CEMEX.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## CAPÍTULO 7

# 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.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2018. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores<sup>6</sup>, con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

---

<sup>6</sup> Notas: ENSA: nota -VI-372-2017 del 28 de diciembre de 2017; Gas Natural Fenosa: nota CM-1332-17 (EDEMET y EDECHI) del 20 de diciembre de 2017.

**REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2019-2033 (MW)**

PRONÓSTICO MODERADO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CARGA DEL SISTEMA (MW)	1687.49	1738.35	1788.70	1838.57	1887.94	1936.82	1985.22	2033.14	2080.58	2127.54	2174.04	2220.06	2265.62	2310.72	2380.99
CARGA DEL SISTEMA + MINERA + ACP (MW)	1951.49	2002.35	2052.70	2102.57	2151.94	2200.82	2249.22	2297.14	2344.58	2391.54	2438.04	2484.06	2529.62	2574.72	2644.99

ENSA	COD.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Tocumen	TOC	77.58	83.87	86.72	88.95	90.96	87.57	89.31	90.68	91.74	92.93	94.02	97.95	98.92	99.87	100.83
Cerro Viento	CVI	83.43	88.77	91.36	94.00	96.50	87.61	92.82	93.26	93.08	95.02	97.47	98.55	95.85	96.22	97.41
Llano Bonito	LBO13	20.05	22.57	24.66	27.01	29.61	32.50	36.51	40.30	46.10	48.79	50.74	52.96	55.93	59.71	62.27
Santa María	SMA	90.63	94.76	97.70	100.93	104.24	106.47	108.62	110.73	113.08	116.92	119.25	121.45	123.69	125.63	128.26
Monte Oscuro	MOS	49.30	46.57	44.41	44.06	44.19	44.51	44.65	45.12	45.95	47.03	48.12	49.21	50.29	51.38	52.47
Tinajitas	TIN	63.88	66.28	68.78	71.40	73.82	58.99	59.64	60.25	60.82	61.35	61.83	62.27	62.65	62.98	63.24
Geehan	PAC	20.29	21.34	22.11	23.08	24.32	24.99	25.75	26.58	27.62	28.99	29.61	30.29	30.64	29.96	30.25
Chilibre (Incluye el IDAAN)	CHI115	38.90	39.58	33.56	34.06	34.56	35.05	35.55	36.05	36.54	37.04	37.54	38.03	38.53	39.03	39.52
Calzada Larga	CLA13.8	10.32	10.90	11.36	11.81	12.26	12.72	13.17	13.63	14.08	14.53	14.99	15.44	15.90	16.35	16.81
France Field	FF13.8	60.60	73.24	76.52	77.45	67.10	67.73	68.11	68.58	69.00	69.42	69.86	70.14	70.61	71.07	71.46
Bahía Las Minas	L.M.13B	24.75	25.62	28.40	29.16	29.92	30.68	31.45	32.21	32.97	33.73	34.49	35.25	36.01	36.77	37.53
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	32.71	33.50	34.28	30.17	26.63	27.30	27.96	28.65	29.33	30.00	30.69	31.31	32.00	32.70	33.37
24 de Diciembre	24DIC13	41.28	44.87	49.64	52.30	54.92	57.73	60.39	61.74	62.80	63.83	64.98	66.04	67.15	68.09	69.02
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A	40.78	45.73	49.99	52.00	53.40	54.57	55.96	56.96	57.50	57.71	57.93	58.15	58.37	58.59	58.80
Nueva S/E Santa Rita	STR13.8			5.38	5.43	5.47	5.51	5.56	5.60	5.65	5.69	5.74	5.78	5.83	5.87	5.91
Nueva S/E Argos	ARG			6.38	6.56	6.74	6.92	7.11	7.29	7.47	7.65	7.83	8.01	8.19	8.37	8.55
Nueva S/E Cativá	CAT513					13.68	14.05	14.44	14.72	15.06	15.41	15.73	16.23	16.52	16.80	17.14
Nueva S/E Gonzalillo	GON13						26.77	28.95	31.36	34.45	38.77	40.19	41.90	34.10	35.68	37.87
Nueva S/E Brisas del Golf	BGO													16.84	17.16	17.45
TOTAL ENSA		654.49	697.62	731.25	748.37	768.32	781.70	805.96	823.71	843.23	864.82	880.99	898.97	918.01	932.22	948.17

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

EDEMET		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	149.12	152.34	155.53	139.04	128.25	130.50	132.81	135.11	137.31	139.72	142.19	144.79	147.44	150.25	152.93
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	1.46	1.49	1.52	1.54	1.56	1.59	1.62	1.64	1.67	1.70	1.73	1.76	1.79	1.83	1.86
El Higo	EHIG34	49.75	50.83	51.89	52.56	46.67	47.48	48.33	49.16	49.96	50.84	51.74	52.68	53.65	54.67	55.64
Chorrera	CHO34	77.34	79.03	80.89	81.92	82.88	84.38	85.88	87.38	88.79	90.32	91.93	93.60	95.30	97.12	98.85
San Francisco	SFR	119.04	121.24	119.78	118.31	119.75	121.74	123.75	125.74	127.64	129.69	131.84	134.06	136.33	138.71	141.00
Locería	LOC	106.53	108.50	100.77	99.46	100.42	101.87	103.31	104.72	106.03	107.45	108.94	110.48	112.04	113.67	115.20
Marañón	MAR	91.89	93.60	85.56	84.42	85.18	86.36	87.53	88.66	89.71	90.85	92.05	93.28	94.52	95.82	97.03
Centro Bancario	CBA	78.44	79.89	77.56	76.59	77.47	78.71	79.96	81.19	82.36	83.62	84.95	86.32	87.71	89.17	90.58
Nueva S/E Burunga	BUR34	42.71	43.60	44.16	56.58	57.33	58.36	59.39	60.42	61.41	62.47	63.59	64.75	65.94	67.18	68.39
Nueva S/E El Torno	TOR	24.25	24.76	25.07	25.41	25.86	26.32	26.77	27.21	27.69	28.18	28.69	29.22	29.77	30.31	30.88
Nueva S/E Bella Vista	BVI13			28.00	28.00	29.40	30.87	32.41	34.03	35.74	37.52	39.40	41.37	43.44	45.61	47.89
Nueva S/E La Floresta	LAF13				10.20	10.33	10.52	10.70	10.89	11.07	11.26	11.46	11.67	11.88	12.11	12.32
Nueva S/E Santiago 2	STG234				18.49	18.74	19.07	19.41	19.74	20.07	20.42	20.78	21.16	21.55	21.96	22.35
El Coco (Penonomé)	PEN2					19.21	19.63	19.97	20.30	20.67	21.00	21.41	21.79	22.19	22.56	23.02
<b>TOTAL EDEMET</b>		<b>740.51</b>	<b>755.26</b>	<b>770.74</b>	<b>792.52</b>	<b>803.07</b>	<b>817.40</b>	<b>831.86</b>	<b>846.21</b>	<b>860.12</b>	<b>875.04</b>	<b>890.69</b>	<b>906.91</b>	<b>923.54</b>	<b>940.98</b>	<b>957.95</b>
<b>EDEMET (SERVICIO B)</b>		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Miraflores	MIR44	18.65	18.99	19.39	7.22	7.32	7.45	7.58	7.71	7.84	7.98	8.12	8.27	8.42	8.58	8.73
Balboa	BAL44	21.46	21.86	22.32	22.60	22.91	23.31	23.73	24.13	24.53	24.96	25.40	25.87	26.34	26.84	27.32
Summit	SUM44	1.10	1.12	1.14	1.16	1.17	1.19	1.22	1.24	1.26	1.28	1.30	1.33	1.35	1.38	1.40
Gamboa	GAM2	1.13	1.15	1.18	1.19	1.21	1.23	1.25	1.27	1.29	1.32	1.34	1.36	1.39	1.41	1.44
Howard	HOW12	14.86	15.14	15.45	3.23	3.28	3.33	3.39	3.45	3.51	3.57	3.63	3.70	3.77	3.84	3.91
Nueva S/E Howard 115 KV	HOW115				12.42	12.59	12.81	13.04	13.26	13.48	13.71	13.96	14.21	14.47	14.75	15.01
Áreas Revertidas		58.46	59.57	61.17	50.10	50.77	51.68	52.59	53.50	54.38	55.32	56.31	57.33	58.39	59.49	60.56
<b>TOTAL SERVICIO B</b>		<b>57.20</b>	<b>58.26</b>	<b>59.48</b>	<b>47.83</b>	<b>48.47</b>	<b>49.33</b>	<b>50.20</b>	<b>51.07</b>	<b>51.91</b>	<b>52.81</b>	<b>53.75</b>	<b>54.73</b>	<b>55.74</b>	<b>56.79</b>	<b>57.81</b>
<b>EDECHI</b>		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Caldera 115 KV	CAL115	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07
Progreso 34.5 KV	PRO34	7.72	7.84	8.01	8.13	8.27	8.44	8.61	8.77	8.95	9.13	9.32	9.51	9.71	9.93	10.14
Progreso 115 KV	PRO115	1.32	1.34	1.37	1.39	1.42	1.45	1.47	1.50	1.53	1.56	1.60	1.63	1.66	1.70	1.74
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	70.06	71.21	69.10	70.13	71.33	72.87	74.24	75.69	77.18	78.77	80.39	82.08	83.83	85.68	87.53
San Cristobal	SAC34	20.22	20.55	20.98	21.31	21.67	22.13	22.55	22.99	23.44	23.92	24.41	24.92	25.45	26.01	26.57
Cañazas (PTP)	CAN34	17.57	17.86	18.24	18.53	18.79	19.24	19.61	19.99	20.39	20.81	21.25	21.70	22.17	22.66	23.16
Isla Colon - Changuinola	CHA34	13.92	14.15	14.45	14.68	14.93	18.80	19.16	19.53	19.91	20.32	20.74	21.18	21.62	22.10	22.58
Boquerón III	BOQ34	9.74	9.90	10.06	10.27	10.43	10.61	10.83								
Boquerón IV	BOQ4								11.04	11.25	11.47	11.71	11.95	12.20	12.46	12.73
Veladero	VEL34			3.65	3.71	3.77	3.85	3.92	4.00	4.08	4.16	4.25	4.33	4.43	4.52	4.62
<b>TOTAL EDECHI</b>		<b>140.59</b>	<b>142.90</b>	<b>145.91</b>	<b>148.21</b>	<b>150.65</b>	<b>157.44</b>	<b>160.44</b>	<b>163.57</b>	<b>166.78</b>	<b>170.21</b>	<b>173.73</b>	<b>177.37</b>	<b>181.14</b>	<b>185.13</b>	<b>189.14</b>

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

GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN (MW))																
Grandes Clientes		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Argos	CPA115	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77
Cemex	CEMEX	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56
Manzanillo International Terminal	MIT	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15
Minera Panama	BOT34	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00
ACP	ACP	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
TOTAL Grandes Clientes (Sin Minera)		51.55	51.76	51.77	51.79	51.77	51.77	51.79	51.81	55.65	55.67	55.69	55.70	55.72	55.74	55.91
TOTAL Grandes Clientes Conectados el SPT		29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33

Pronostico de Carga del SIN	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Demanda Maxima	1,951.49	2,002.35	2,052.70	2,102.57	2,151.94	2,200.82	2,249.22	2,297.14	2,344.58	2,391.54	2,438.04	2,484.06	2,529.62	2,574.72	2,644.99
Demanda Media	1,679.14	1,721.79	1,764.02	1,805.83	1,847.24	1,888.23	1,928.82	1,969.00	2,008.78	2,048.17	2,087.16	2,125.76	2,163.96	2,201.78	2,260.71
Demanda Minima	1,346.61	1,379.23	1,411.54	1,443.53	1,475.20	1,506.57	1,537.62	1,568.36	1,598.79	1,628.92	1,658.75	1,688.28	1,717.51	1,746.44	1,791.52

Tabla 7. 3: Desagregación por Barra (Parte 3)

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## CAPÍTULO 8

# ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS Y COSTOS DE TRANSMISIÓN

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

# CAPÍTULO 8

## ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS & COSTOS DE TRANSMISIÓN

### INTRODUCCIÓN

En todo proceso de planeamiento de un sistema eléctrico, es evidente que al momento de plantear o proponer variantes o alternativas se consideran ciertos criterios predefinidos en lo que se refiere al tipo de instalación que se propone (tecnología, tipos constructivos, materiales, etc.); en todos los casos adaptadas a las características del sistema bajo análisis.

Por tal motivo, nace la necesidad de definir para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión ciertos criterios constructivos que presuponen un análisis técnico-económico previo en función de variables asociadas al mercado y a la ubicación física de la obra (densidad de carga, calidad de servicio, nivel de contaminación, aspectos ambientales, etc.).

El objetivo de los estudios de planeamiento de mediano y largo plazo es determinar la alternativa óptima de expansión, y por lo tanto es relevante contar con los costos que

adecuadamente valoricen las diferencias entre alternativas. Adicionalmente, como se requiere incluir los costos en un esquema tarifario, resulta necesario determinar los costos de las instalaciones lo más cercano posible a su valor real de mercado.

Esta condición también impone, considerar en un mayor detalle los elementos de costos que intervienen en las obras planteadas; contemplando todos los ítems y considerando los gastos que se efectúen hasta su operación comercial.

A raíz de estas consideraciones, el informe presentado a continuación muestra de forma detallada y descriptiva dentro de sus secciones los últimos criterios tecnológicos utilizados en las líneas y las subestaciones para cumplir con los estándares de calidad y suministro y las metodologías utilizadas en el cálculo de los costos de componentes de transmisión.

## 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, está conformado por líneas de transmisión que operan a voltajes de 230 kV y 115 kV. Actualmente, la longitud total de líneas de transmisión a nivel de 230 kV es de 2,710.43 km, divididas en 2,615.85 km en líneas de doble circuito y 94.58 km en líneas de circuito sencillo.

Por su parte, la longitud total de líneas de transmisión a nivel de 115 kV es de 307.70 km, divididas en 267.80 km en líneas de doble circuito y 39.90 km en líneas de circuito sencillo.

#### Tipos de Conductores

El crecimiento de la demanda eléctrica, la ubicación del potencial hídrico, la alta humedad asociada al clima tropical lluvioso, el sistema existente y la estrechez de nuestro país aunada a su posición costera, involucra que en el diseño de las líneas de transmisión se contemplen factores como el mayor transporte debido al desarrollo de nuevas centrales de generación, los efectos de la temperatura en los conductores, la flexibilidad y óptimo acople de nuevas tecnologías con el sistema existente y la susceptibilidad de los conductores al efecto de la corrosión

salina, la longitud de la línea, las características de la carga, entre otros.

En resumen, los criterios básicos generales utilizados por ETESA para seleccionar el tipo de conductor en una línea de transmisión son:

- a. la selección de la configuración geométrica de las fases.
- b. la determinación de los tipos de conductores a evaluar.
- c. el análisis del diámetro mínimo aceptable.
- d. el análisis preliminar, en función del Valor Presente Neto, para la

selección de la faja de calibres de los conductores.

- e. el análisis de sensibilidad de las alternativas.

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)<sup>7</sup>, 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 Tomo I - 4 de éste 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:

- a. Optimización: La eficiencia mecánica de la estructura y el aspecto económico involucra que en el diseño se contemplen las

características de aplicación mecánica del conjunto de estructuras definidos.

- b. Peso de la estructura: Las cargas mecánicas y la altura de la estructura involucra que en el diseño se contemplen el peso de las estructuras.
- c. Esfuerzos mecánicos: La velocidad del viento es una de las principales cargas del dimensionamiento de la estructura, lo que involucra que en el diseño se contemplen el modelado de los datos de viento y determinación de la velocidad de viento de referencia para el proyecto en base a la metodología IEC 826.
- d. Perfil topográfico: La ubicación de las estructuras en el terreno

---

<sup>7</sup> Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado "Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de

transmisión 230KV", en Octubre de 1997.

involucra que en el diseño se contemple el levantamiento de un perfil topográfico de la línea de transmisión considerando:

- d.1. Las distancias de seguridad verticales para las condiciones de potencia máxima y de emergencia.
- d.2. Las distancias laterales de seguridad y el límite de la franja de servidumbre.
- d.3. La separación entre líneas en el tramo de paralelismo.
- d.4. Las características de aplicación geométrica de las estructuras, tales como ángulo en la línea, vanos

- adyacentes, alturas.
- d.5. Las distancias eléctricas en la estructura: ángulos de balance de la cadena, ángulo de salida de la grapa del cable conductor.
- d.6. Los límites de ángulo de inclinación del conductor e hilos de guarda en la salida de la grapa.
- d.7. Las condiciones de mejor ubicación de cada estructura con confirmación a través de inspección de campo.
- d.8. Las cargas mecánicas de las cadenas de aisladores.

## Aislamientos de las Líneas

A partir de las características electromecánicas de los aisladores, ETESA ha implementado en sus líneas de transmisión aisladores de porcelana o vidrio ANSI 52-5 ó ANSI 52-3 para los voltajes correspondiente a 230 KV y 115 KV, respectivamente con la única variante en la cantidad de aisladores.

Cabe mencionar que recientemente se ha utilizado la tecnología de polímero en áreas urbanas con limitaciones de servidumbre debido a la flexibilidad de su estructura en relación al tamaño del aislador y su mejor comportamiento con el problema de la contaminación.

Con el objetivo de mantener los índices de confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión, la tendencia en el diseño de las líneas, respecto al nivel

de aislamiento a utilizar, considera ciertos aspectos como lo son:

- a. Criterio de Sobre voltaje de 60Hz: el mismo comprende dos factores, las sobretensiones a 60Hz y el problema de la contaminación. El primero, contempla la distancia del conductor-estructura en la condición de viento extremo, mientras que el segundo, permite determinar el tipo y cantidad de aisladores a utilizar de acuerdo al nivel de contaminación en el área del proyecto.
- b. Impulso de Maniobra: los voltajes transitorios que se generan como consecuencia de maniobras que se efectúan en el sistema tales como: interrupción de fallas, energización y desenergización de

líneas involucra que en el diseño se contemplen estudios de simulación a condiciones de viento moderado para verificar el comportamiento del sistema ante estas circunstancias.

c. Descargas atmosféricas (rayos):

los impulsos ocasionados por las descargas atmosféricas directas e inducidas sobre las líneas involucran que en el diseño se contemple el estudio minucioso del comportamiento de los rayos sobre las líneas de transmisión a condiciones de viento mínimo.

## Herrajes y Accesorios

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

- a. Tipo de aislador seleccionado
- b. Calibre del conductor
- c. Calibre del hilo de guarda
- d. Resistencia Mecánica deseada
- e. Los mantenimientos deseados
- f. La experiencia obtenida en proyectos de características similares.

Por tal motivo, en el diseño de las líneas, ETESA normalizó la utilización de los herrajes largos denominados “herrajes para el mantenimiento de línea en caliente”, los cuales poseen una configuración apropiada para realizar dicho mantenimiento.

## Hilo de Guarda

La finalidad básica de los hilos de guarda de una línea de transmisión es la protección de los conductores contra la incidencia directa de descargas atmosféricas (rayos). Como función secundaria, los hilos de guarda deben servir de retorno para las corrientes de secuencia cero durante la operación normal y, especialmente, durante las fallas fase-tierra. Debido a este último efecto, su influencia se hace sentir de forma tajante, en el dimensionamiento de las mallas de tierra de

subestaciones, ya que la parte de corriente de retorno por los hilos de guarda, en el primer vano adyacente a la subestación, aliviará la malla de tierra, resultando en menores tensiones de paso y toque.

De esta forma se observa que la selección de los hilos de guarda es de suma importancia y es por tal motivo que ETESA ha establecido como requisitos mínimos en el diseño de la línea el cumplimiento de ciertos factores como lo son:

- a. Un adecuado ángulo de protección entre hilo de guarda y conductor. Con base a la experiencia y a diversos estudios se determinó el ángulo  $0^\circ$  como apropiado.
- b. Una adecuada distancia en el vano medio: la distancia que debe existir entre el conductor más alto y el hilo de guarda en el vano medio debe ser tal que no ocurra un flameo entre ambos y que a la vez exista un adecuado acoplamiento.

Finalmente, la decisión de la selección del hilo de guarda estará basada en consideraciones mecánicas más que eléctricas; por lo tanto, un buen hilo de guarda deberá tener una buena resistencia mecánica y ser resistente a la corrosión. Uno de los materiales que reúne estos requisitos es el Acero Revestido de Aluminio, muy comúnmente utilizado en las actuales líneas de transmisión, y denominado Alumoweld (marca registrada de Copperweld).

## Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire

La nueva tendencia en la selección de un hilo de guarda implica que el mismo, además de cumplir con sus funciones tradicionales, pueda abrir un compás en la búsqueda de nuevos focos que aseguren la confiabilidad y seguridad de la operación del sistema tales como comunicación, datos, tele protección, tele comandos, etc.

Y es por tal motivo que recientemente, ETESA ha incorporado dentro de sus proyectos el hilo de guarda OPGW, el cual, tiene el doble propósito de proveer las características físicas y eléctricas del hilo de guarda convencional y al mismo tiempo proveer las propiedades de transmisión de datos y comunicación a través de la 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.

El diseño de las subestaciones tiene como objetivo brindar confiabilidad, seguridad, flexibilidad al sistema y continuidad en el servicio con el menor

costo de inversión satisfaciendo los requerimientos del sistema.

El sistema de transmisión de ETESA cuenta con diecisiete (17) subestaciones eléctricas, de las cuales once (11) de ellas son subestaciones transformadoras de voltaje, mientras que las seis (6) restantes son subestaciones seccionadoras puras: cuatro (4) a nivel de 230 kV y dos (2) a nivel de 115 kV:

S/E Transformadoras y Seccionadoras			S/E Seccionadoras Puras	
230/115/34.5 KV	115/34.5 KV	230/115/13.8 KV	115 KV	230 KV
Chorrera	Caldera	Panamá	Cáceres	Guaquitas
Llano Sánchez	Charco Azul **	Panamá II	Santa Rita	Veladero
Mata de Nance				Cañazas
Progreso				El Higo
Changuinola				
Boquerón 3 *				
San Bartolo				

**Tabla 8. 1: Subestaciones de ETESA.**

Nota:

\* Boquerón 3: 230/34.5 KV

\*\* Charco Azul: 115/4.16 KV

A continuación, se detallan los criterios tecnológicos de cada uno de los componentes principales que se consideran en el diseño de las Subestaciones.

## Ubicación

La ubicación de una subestación estará sujeta a la función para la cual fue diseñada. Es decir, la función de las subestaciones seccionadoras es la de brindar mayor estabilidad al sistema cuando las líneas de transmisión son largas, por lo que no es necesario que

estén ubicadas en un radio cerca de los centros de carga, en comparación a las subestaciones transformadoras; sin embargo, ambas deben contar con un terreno de fácil acceso, alto, plano, no muy rocoso y que excluya la posibilidad de inundación.

## Configuración del Sistema

La selección de la configuración del sistema determina el arreglo eléctrico y físico del equipo electromecánico y de la subestación. Al diseñar subestaciones de transmisión, factores como la confiabilidad, la economía, seguridad y simplicidad del sistema son los que marcarán el patrón a seguir en la designación del esquema adecuado; los cuales, a su vez, estarán ligados con la funcionalidad e importancia de la subestación. Las subestaciones de ETESA tienen las siguientes configuraciones:

### Configuración Barra Sencilla:

*Es el esquema con el menor costo debido a su simplicidad. Sin embargo, factores como: la imposibilidad de hacer mantenimientos o extensiones de las barras sin desenergizar la subestación, la desenergización de toda la subestación por fallas producidas en la barra o en los interruptores y su exclusivo uso en lugares donde las cargas puedan ser interrumpidas o tengan otros arreglos alternos de alimentación no brindan confiabilidad al sistema. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación de Charco Azul y el patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez.*

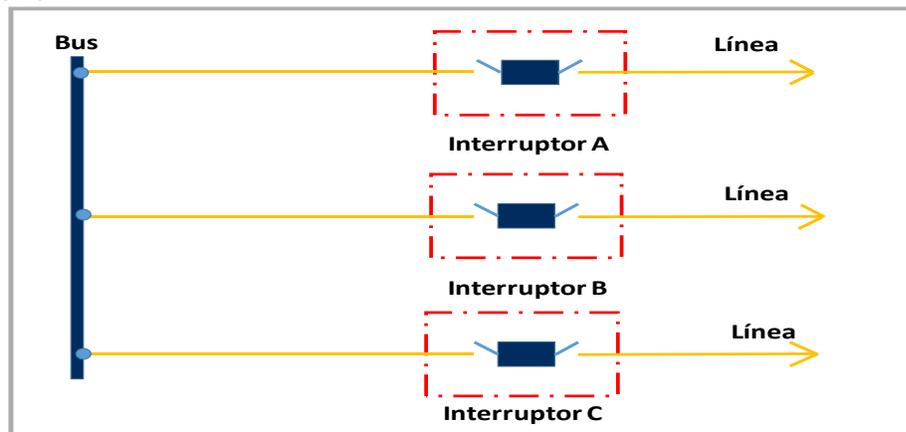


Figura 8. 1: Configuración Barra sencilla.

## Configuración Barra Principal y de Transferencia:

Este tipo de configuración adiciona una barra de transferencia a la configuración barra sencilla, enlazando a ambas a través de un interruptor. Dentro de las ventajas que brinda esta configuración se pueden mencionar: un bajo costo inicial, la flexibilidad de brindar mantenimiento a cualquier interruptor y la posibilidad de utilizar equipos de protección en la barra principal. Sin embargo, también existen desventajas que se deben analizar como lo son: el requerimiento de un interruptor extra para “amarrar” las barras, el proceso complicado de transferir la carga al momento de realizar mantenimientos y la desenergización de la subestación entera debido a fallas producidas en la barra o en los interruptores. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación Cáceres.

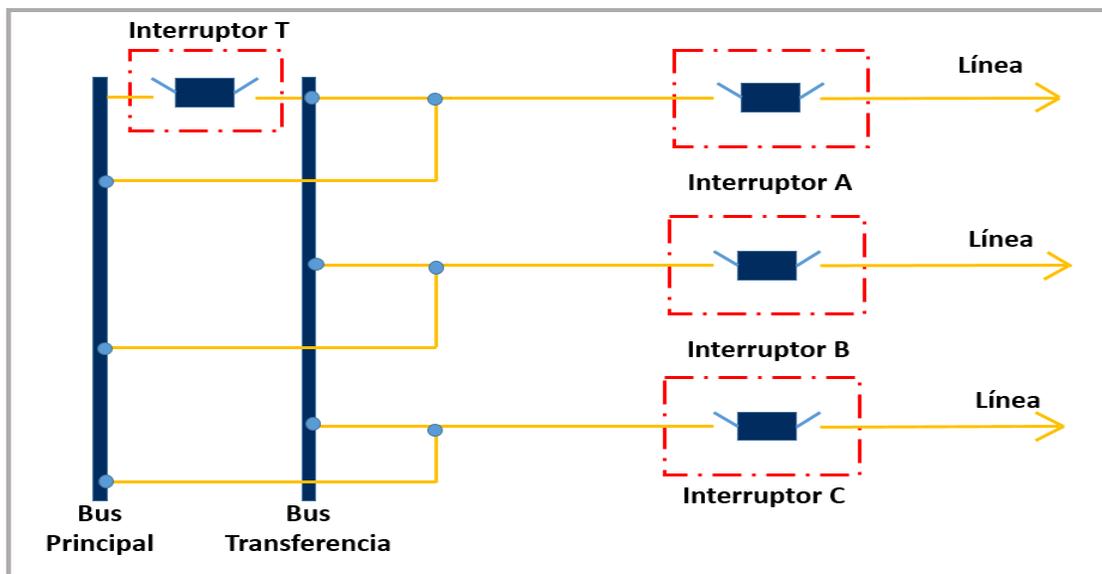


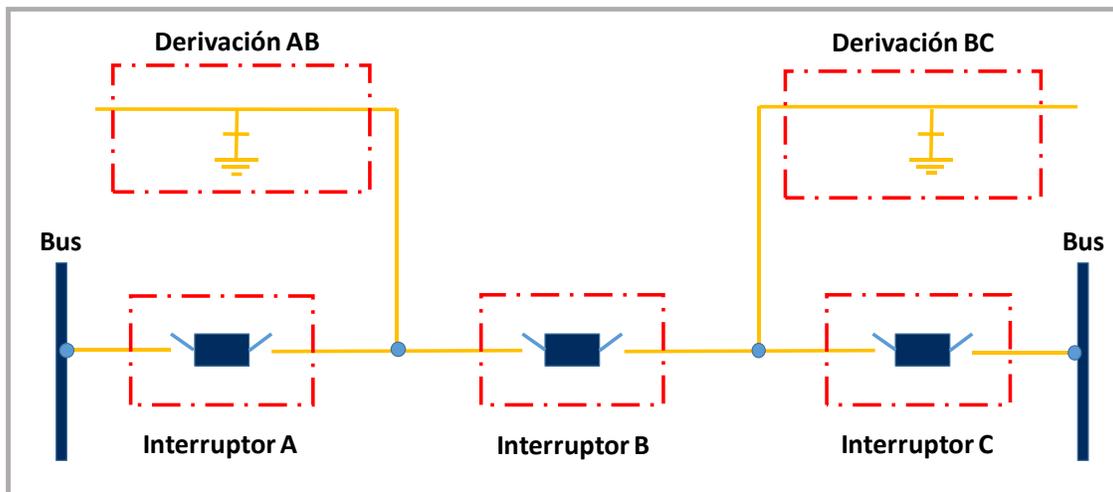
Figura 8. 2: Configuración Barra principal y de transferencia.

## Configuración Interruptor y Medio:

Es el esquema más comúnmente utilizado debido a su flexibilidad en la operación, alta confiabilidad, simplicidad, la posibilidad de transferir la carga mediante los interruptores, la posibilidad de realizar mantenimientos en una de las barras en cualquier momento y la continuidad del servicio aun cuando existan fallas en una de las barras. Dentro de las desventajas podemos mencionar la necesidad de un interruptor y medio por circuito, lo cual la hace más costosa.

La configuración de las subestaciones de ETESA, en su mayoría es en esquema de interruptor y medio, ya que el sistema, desde su concepción a inicios de la década de 1970 fue diseñado y construido de esta manera, tomando en cuenta las características propias del sistema, siendo este longitudinal con líneas muy largas, lo que ameritaba un diseño capaz de brindar un alto grado de confiabilidad y seguridad. Todos los patios de 230, 115 y 34.5 KV de las distintas subestaciones

tienen esta configuración, a excepción del patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez y la subestación Charco Azul, las cuales tienen configuración de barra sencilla, y la subestación Cáceres, con configuración de barra principal y transferencia; cabe mencionar que esta fue la primera subestación del sistema, construida a fines de la década de 1960.



**Figura 8. 3: Configuración Interruptor y Medio**

## Tipos de Interruptores

Aun cuando la tecnología de gas SF6 fue descubierta en 1900, no fue hasta 1947 cuando se produjo en escalas industriales en los Estados Unidos.

Esta tecnología ha reemplazado por completo a los interruptores de aceite debido a ciertas ventajas como lo son:

1. Menor posibilidad de contaminación ambiental.

2. Menor peso de los interruptores, lo que resulta en menor costo de las obras civiles.
3. Facilidad de transporte.
4. Menor tiempo de instalación.
5. Más económicos.
6. Requerimientos de mantenimientos menores.

Adicionalmente, el hexafloruro de

azufre (SF<sub>6</sub>) cuenta con dos propiedades claves las cuales son:

- a. el gas tiene una excelente fuerza dieléctrica.
- b. el gas posee una constante de tiempo térmico baja, alta absorción de electrones libres y alta estabilidad química lo que permite mayor capacidad en la extinción de los arcos eléctricos.

Conforme se mejora el diseño de interruptores de SF<sub>6</sub> de alta tensión, mayor importancia cobra la rapidez del

mecanismo de operación. Dicho mecanismo ha de transformar el interruptor de un perfecto conductor en un perfecto aislador.

En la búsqueda de fiabilidad y simplicidad, ETESA ha implementado el mecanismo de operación por resorte. El 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

ETESA utiliza dos tipos de protecciones dependiendo del largo de la línea de transmisión. Para una línea corta representada por un SIR > 4 (Source Impedance Ratio) <sup>8</sup>, se utilizan protecciones diferenciales de línea; para las líneas medianas y largas (SIR < 0.5) se utilizan las protecciones de distancia. Como respaldo de las protecciones de distancia y diferencial se utiliza la protección direccional de sobrecorriente de tierra que también sirve de respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

Cada línea tiene dos protecciones, una primaria y otra secundaria completamente independientes. Esto es por confiabilidad, ya que, si en algún momento una de las protecciones

quedara fuera de servicio, la otra continuará funcionando. Son independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT (Transformador de Corriente) y PT (Transformador de Voltaje); tienen caminos independientes de disparo, inicio de recierre, envío y recibo de tono y de alarmas y secuencia de eventos.

El recerrador debe programarse para realizar recierres monofásicos. Éste debe bloquearse cada vez que ocurre un disparo tripolar porque por normas de seguridad de operación, ETESA no admite recierre tripolar.

Para asegurar que las fallas a lo largo de la línea sean despejadas

---

<sup>8</sup> SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este término indica la tasa de la

fuerza de la corriente que fluye desde la fuente detrás del relé a la impedancia de la línea

simultáneamente se usa el esquema PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip). El PUTT requiere de un canal de comunicación para enviar y recibir el permisivo de disparo. Como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes se usa el esquema de fallo de interruptor remoto. ETESA tiene dos canales de comunicación por línea. En el caso de las líneas paralelas, éstas comparten ambos canales de comunicación. De esta forma, en cada canal se transmiten cuatro señales:

- a. envío/recibo de las protecciones de la línea 1
- b. envío/recibo de las protecciones de la línea 2
- c. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 1
- d. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 2

## Compensaciones

Con el objetivo de analizar la necesidad de la adición de compensación reactiva capacitiva (banco de capacitores) al Sistema Principal de Transmisión, los técnicos de ETESA realizan simulaciones en estado estable (flujos de potencia) para verificar si para las condiciones de demanda máxima los niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión se encuentran dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se verifica que las unidades generadoras se encuentren proporcionando el reactivo necesario de acuerdo a su curva de capacidad.

Para la condición de demanda mínima, se verifica si es necesario la adición de compensación reactiva inductiva (banco de reactores) de tal forma que absorba el exceso de reactivo producido por las líneas de transmisión durante las horas de valle nocturno, análisis que se logra comprobando primeramente que las unidades generadoras del sistema estén absorbiendo el reactivo de acuerdo a lo especificado en su curva de capacidad de forma tal que se mantengan los niveles de tensión del sistema dentro de los rango permisibles.

A partir de la Subestación Panamá II, ETESA ha implementado una nueva tecnología en el área de protecciones, la misma está basada en relevadores con microprocesadores debido a las grandes ventajas que presentan; por ejemplo, la opción de programar las funciones lógicas requeridas, un menor requerimiento de mantenimiento en comparación a los relés electromecánicos, la facilidad de contar con registros de fallas y de eventos, el acceso vía remoto, entre otras.

En el Anexo Tomo I - 4 de este capítulo se presenta un breve 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.

## COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN

### LÍNEAS

A fin de estimar los costos de los componentes de las líneas de transmisión se tomarán como referencia los costos del listado de precios presentado en las licitaciones adjudicadas realizadas por ETESA más recientemente:

- a. Contrato GG-101.-2015, Reemplazo de Línea de Transmisión 230 KV Mata de Nance – Boquerón III – Progreso – Frontera.
- b. LICITACIÓN N°2013-2-78-0-99-LV-003105, Tercera Línea de Transmisión Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá (230kV).
- c. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000739 Línea Chagres - Panamá II (230 KV) y Chagres – Santa Rita (115 KV).
- d. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-003075 Adición segundo circuito línea Guasquitas – Changuinola 230 KV.
- e. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000047 Repotenciación línea Panamá – Panamá II 230 KV.
- f. Ofertas para la licitación para las líneas Santa Rita – Panamá 2 (Chagres – Panamá 2) y Cáceres – Santa Rita (Chagres – Santa Rita).

Producto de la relación existente entre el tamaño-peso del conductor y los tipos de estructuras, las características del

diseño de la línea (circuito sencillo o doble) y del nivel de tensión definido, podemos resumir que las estimaciones de los costos dependerán directamente del tipo de conductor seleccionado, la tensión y del diseño establecido.

La metodología a utilizar por ETESA está basada en la categorización de las líneas dependiendo de lo señalado en el párrafo anterior de forma tal que se evalúen y estimen los costos de la línea paso a paso como si lo necesitáramos construir actualmente, es decir estimar su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

- a. Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico.  
Mediante "Benchmarking" se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla 8. 2).
- b. Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles.  
Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen mediante un porcentaje en base a las especificaciones de la línea. Así, se clasifican las líneas según la tensión 230KV ó 115KV sin diferenciar si las torres son de circuito sencillo o doble, además que se establece el caso puntual de la línea de circuito sencillo con torres previstas para doble circuito.
- c. Paso 3: Cálculo de Otros Costos.

Esta sección involucra los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de los mismos se ha estipulado la aplicación de los porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para esos ítem. (Ver Tabla 8. 4).

Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2010 tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y

zinc, de acuerdo a sus costos internacionales. El costo del acero y zinc se actualizó en base al Steel Review, publicación de MEPS, sección World Carbon Steel Price Index, Structural Section and Beams; el aluminio en base al London Metal Exchange y también al 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	<b>Costo de Torres de Acero</b>	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	50.11
	Línea 750 ACAR 230 KV	47.19
	Línea 1200 ACAR 230 KV	62.92
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	66.81
	Línea 636 ACSR 230 KV	79.70
	Línea 750 ACAR 230 KV	62.92
	Línea 1200 ACAR 230 KV	83.90
Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	90.62	
Línea 1200 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	111.83	
2	<b>Costo de Aisladores y Herrajes</b>	
	115 KV	4.67
	230 KV	8.17
	230 KV 2 cond. por fase	14.28
3	<b>Costo de Conductores</b>	
	Conductor 636 ACSR	22.89
	Conductor 750 ACAR	23.88
	Conductor 1200 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	28.95 47.96
4	<b>Costo de Hilo de Guarda y Accesorios</b>	
	OPGW	7.34
	7No.8	2.13
5	<b>Costo de Sistema de Puesta a Tierra</b>	
	115 KV	3.92
	230.00	5.17
	230 KV 2 cond. por fase	5.91

Tabla 8. 2: Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.).

Detalle	Torres para Circuito Sencillo o Doble		Circuito Sencillo con Torres previstas para Doble	
	115 KV	230 KV	115 KV	230 KV
	%			
Montaje	22%	28%	28%	28%
Obras Civiles	25%	26%	32%	26%

**Tabla 8. 3: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles.**

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	5%
Inspección	5%
Interes Durante Construcción	6%

**Tabla 8. 4: Detalle Porcentual de Otros Costos**

<b>Costos Unitarios de Líneas B//km (Miles)</b>	
<b>Líneas - Plan 2019</b>	
<b>115 KV</b>	
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	196.57
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	245.80
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	285.72
<b>230 KV</b>	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	319.21
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	208.34
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	307.40
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	251.66
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	376.55
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	244.86
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	329.28

**Tabla 8. 5: Costo Unitario de las líneas de transmisión**

## SUBESTACIONES

Con la finalidad de evaluar los costos de componentes de las subestaciones se adoptó una metodología que implica la estimación del costo de los equipos o instalaciones tomados en consideración como si necesitáramos construirlos actualmente, es decir su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Se establecieron cuatro categorías para los equipos y actividades:

- a. Equipos de Costos Unitarios: aquellos equipos que se pueden manejar con cantidades definidas.
- b. Equipos de Costos por Lote: aquellos equipos o sistemas que por sus características es difícil establecer una cantidad determinada de elementos, y dependen mucho del diseño de la subestación y condiciones propias del proyecto.
- c. Otras Actividades del proyecto.
- d. Otros Costos asociados al Proyecto.

### Cálculo de Costos de Equipos Unitarios

Adicional al análisis de los costos reales de obras de suministro, montaje y obras civiles para subestaciones adjudicadas en las licitaciones realizadas en los últimos cinco años, ETESA utilizó un proceso denominado "benchmarking", el cual involucra un estudio de mercado, para determinar los precios de los componentes de las instalaciones más económicos sin degradar el estándar de calidad de los mismos. A continuación, se detallan las licitaciones comprendidas en el estudio y seguidamente se presentan los costos unitarios obtenidos:

- Contrato GG-131-2017 Suministro, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de equipos electromecánicos y estructuras para la adición de bancos de capacitores en las S/E Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez 230 KV.
- Contrato GG-034-2017 Reemplazo y Adición de Equipos en Subestaciones para el proyecto de reemplazo de Líneas de Transmisión del Proyecto Mata de Nance – Progreso 230 KV.
- Contrato GG-069-2017 Suministro de Reactores y equipos de potencia de 20 MVAR en las S/E Guasquitas y Changuinola.
- Contrato GG-037-2016 Suministro de equipos, materiales y servicio de compensadores estáticos de potencia reactiva (STATCOM) en las S/E Panamá I y Llano Sánchez.
- Contrato GG-069-2016 Suministro de Autotransformadores de Potencia en las S/E Progreso, Mata de Nance, Llano Sánchez y Panamá.

- Contrato GG-100-2015 Reemplazo de Reactores de 34.5 KV de las S/E Mata de Nance y Llano Sánchez y reemplazo de interruptores de potencia de 34.5 KV.
- Contrato GG-112-2015 Suministro, Montaje, Comisionado, Puesta en Servicio y Obras Civiles de los bancos de capacitores de 230 KV en las S/E Panamá II y Chorrera.
- Contrato GG-058-2014 Adición de Autotransformador No. 3 de la S/E Panamá II.
- Contrato GG-020-2013 Adición de Bancos de Capacitores en las S/E Panamá y Panamá II.
- Contrato GG-045-2013 Construcción de S/E San Bartolo 230/115/34.5 KV.
- Contrato GG-072-2013 Suministro, Obras Civiles, Montaje y Pruebas y Reemplazo de interruptores de 230 kv S/E Panamá.
- Contrato GG-084-2013 Reemplazo de transformadores T2 y TT2 de la S/E Chorrera y T1 de la S/E Llano Sánchez.
- Contrato GG-094-2013 Adición de transformador T2 de la S/E Boquerón III.
- Contrato GG-020-2013 Suministro, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de equipos electromecánicos y estructuras para la adición de bancos de capacitores de 120 MVAR en las S/E Panamá II 230 KV y 50 MVAR en la S/E Panamá 115 KV.
- Contrato GG-079-2012 Suministro y construcción de la S/E El Higo 230/34.5 KV.
- Contrato GG-017-2012 Suministro, Obras Civiles y Montaje del Transformador T4 de la S/E Panamá.
- Contrato GG-036-2011 Suministro del Transformador T4 de S/E Panamá.

S/E

ITEM N°	DESCRIPCION	Costo Unitario Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	86,190
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	17,539
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	8,940
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	11,967
6	Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA	2,500,000
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	2,300,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	218,000
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	812,900
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	50,000
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	230,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	124,000
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	21,320
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	14,000
16	Pararrayos 192 KV	6,750
17	Pararrayos 96 KV	4,641
18	CT 230 KV	12,750
19	CT 115 KV	11,000
20	PT 230 KV	15,067
21	PT 115 KV	11,600
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	35,870
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	3,500,000
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA	2,500,000
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	2,150,000
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	810,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	160,000
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	335,000
29	Banco de Capacitores 115 kV 20 MVAR	203,000
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	74,065
31	Interruptores 34.5 KV	50,000
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	7,400
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	14,202
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	9,000
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	480,000
36	Pararrayos 34.5 KV	1,468
37	PT 34.5KV	6,775
38	CT 34.5 KV	6,900

Tabla 8. 6: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones

## 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<sup>9</sup>, y que éstas últimas contienen equipos de significativo costo en comparación a las primeras, es importante evidenciar que la relación del ítem por lotes aplicada indistintamente a todas las subestaciones de forma generalizada produciría un VNR alejado a los valores estándares.

Por tal motivo, en esta sección se plantea una metodología de cálculo de las relaciones porcentuales de los ítems<sup>10</sup> mostrados en la Tabla 8. 7 para cada uno de estos grupos.

La metodología a utilizar por ETESA está basada en la categorización de las líneas dependiendo de lo señalado en el párrafo anterior de forma tal que se evalúen y estimen los costos de la línea paso a paso como si lo necesitáramos construir actualmente, es decir estimar su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

- a. Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico.  
Mediante "Benchmarking" y comparación de la lista de precio de las distintas Licitaciones realizadas para subestaciones se realiza una comparación de precios entre los

valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla 8. 26).

- b. Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles.

Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen mediante un porcentaje en base a las especificaciones de los equipos principales de las subestaciones. Así, se clasifican las subestaciones según la tensión 230KV ó 115KV. Se hace el cálculo para esquemas de subestaciones de interruptor y medio, que son las más utilizadas en el sistema de transmisión de ETESA.

- c. Paso 3: Cálculo de Otros Costos.

Esta sección involucra los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de los mismos se ha estipulado la aplicación de los porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para esos ítem. (Ver Tabla 8. 4).

Cabe resaltar que para el cálculo de las subestaciones con equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Panamá, Panamá II, Veladero, San Bartolo,

---

<sup>9</sup> Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

<sup>10</sup> Costos referentes a Sistemas de puesta a

tierra, servicios auxiliares, herrajes, estructuras y soportes, equipos de protección, control y monitoreo, equipos de comunicaciones, cables, conductores y ductos.

Llano Sánchez y Chorrera, mientras que para el cálculo de las subestaciones sin equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Guasquitas,

Mata de Nance y Changuinola obteniendo como resultado las siguientes relaciones:

<b>DETALLE</b>	<b>% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación</b>
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. 7: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote**

## Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítems<sup>11</sup> se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre licitaciones 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.

<b>DETALLE</b>	<b>% sobre Subtotal Suministro</b>
Montaje	15.00
Obras Civiles Generales	25.00

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

<sup>11</sup> Costos referentes a montajes y obras civiles.

## Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems<sup>12</sup> se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

DETALLE	% sobre Total Costo Base
Contingencias	5.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	3.00
IDC	6.00
EIA	0.19

Tabla 8. 9: Relación Porcentual de Otros Costos

## 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.

## Cálculo del VNR para las Subestaciones

Para el cálculo del VNR para las subestaciones se estableció la siguiente metodología:

Paso 1: Obtención del Subtotal de equipos de costos unitarios.

El Subtotal de equipos de costos unitarios se obtiene a partir de una suma-producto de todas las cantidades de los equipos por subestación ya

definidas con los costos unitarios de dichos equipos.

Paso 2: Obtención del Subtotal de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación.

El Subtotal de equipos de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación se obtiene a partir de la resta del valor obtenido en el paso 1 y

<sup>12</sup> Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción.

el monto de los equipos de transformación.

**Paso 3: Subtotal Suministros:** El Subtotal Suministros se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.2. al Subtotal obtenido en el paso 2. De esta forma se estaría determinando el valor de los equipos por lote. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los equipos por lote y el Subtotal obtenido en el paso 1.

**Paso 4: Total Costo Base:** El Total del Costo Base se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.3. al Subtotal obtenido en el paso 3. De esta forma se estaría determinando el valor de los montajes y obras civiles; seguidamente se realiza una sumatoria

que involucra los valores obtenidos de los montajes y obras civiles y el Subtotal obtenido en el paso 3.

**Paso 5: Costo Total o VNR:** El Costo Total o VNR se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.4. al Subtotal obtenido en el paso 4. De esta forma se estaría determinando el valor de los otros costos (contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección, intereses durante construcción); seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los otros costos y el Subtotal obtenido en el paso 4.

<b>Costos Unitarios de Subestaciones B/.</b>	
<b>Plan 2019</b>	
Adición 1 int. 115 KV	1,242,177
Adición 2 int. 115 KV	2,151,339
Adición 3 int. 115 KV	3,393,516
Adición 1 int. 230 KV	2,129,301
Adición 2 int. 230 KV	3,824,330
Adición 3 int. 230 KV	5,953,632

**Tabla 8. 10: Costo Unitario de Subestaciones.**

En el Anexo Tomo I - 4 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.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## CAPÍTULO 9

# CONCLUSIONES Y REFERENCIAS

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

# CAPÍTULO 9

## CONCLUSIONES Y REFERENCIAS

### CONCLUSIONES

La proyección de la demanda eléctrica es muy importante para la decisión de procesos en el sector eléctrico. Estos procesos abarcan la planificación de proyectos de generación y transmisión. Para proyectar la demanda de energía eléctrica se contemplaron un sin número de variables socioeconómicas, como, el Producto Interno Bruto, la Población y el Índice Mensual de Actividad Económica. También se consideraron variables como la temperatura. Se utilizaron todas las antes mencionadas para ajustar nuestra proyección lo mejor posible.

A partir del análisis y de los cálculos realizados, utilizando la información más reciente y disponible, se pudo determinar que el crecimiento de la demanda eléctrica en el corto plazo podría presentar tasas de crecimiento por el orden de 2.54% a 4.38%. Para el caso de largo plazo (2019 – 2033) se obtuvo que la demanda de energía eléctrica podría variar entre 2.39% y 4.86%. Como es visto, entre ambos casos, la proyección de corto plazo y largo plazo, existe una estrechez de 0.15 % a 0.48%. Esto se da, ya que, la fuerza de los factores positivos macroeconómicos que se perciben y conjugan al presente para dichos años, especialmente a las expectativas

relacionadas a la operación de la ampliación del Canal de Panamá y a la modernización de las principales actividades del país, a efecto de la materialización de otros magno proyectos estatales de infraestructura, dentro de las medidas económicas gubernamentales anti-cíclicas, a los cuales están intrínsecamente relacionadas las hipótesis de crecimiento económico utilizadas, en el caso moderado, como las opciones optimista y a la propia opción pesimista.

A pesar de que la economía panameña los últimos años ha presentado menores tasas de crecimiento que los vistos en otros años, los resultados obtenidos en las proyecciones realizadas para el PIB, se tiene que Panamá podrá alcanzar tasas crecimiento económico por el orden de 3.43% y 7.42%, para el periodo de 2019- 2033. Esto se verá afectado dependido de la operación del Canal de Panamá, proyectos futuros y la mina.

Como es visto, la tendencia de comportamiento de la demanda eléctrica, se ve relacionada con la tendencia del producto interno bruto, esto nos indica que estas dos mantienen una relación directamente proporcional dado a que al aumentar una la otra de igual forma aumenta.

## REFERENCIAS

1. ¿Qué nos dejó el 2018? (2018). Retrieved from <https://www.indesa.com.pa/wp-content/uploads/2018/11/Cafe-Prensa.pdf>
2. TÉRMINOS ELÉCTRICOS Y DE FACTURACIÓN GENERALES. (n.d.). Retrieved from [https://www.cnfl.go.cr/documentos/eficiencia/terminos electricos\\_y\\_de\\_facturacion.pdf](https://www.cnfl.go.cr/documentos/eficiencia/terminos electricos_y_de_facturacion.pdf)
3. Corrección del Factor de Potencia. (n.d.). Retrieved from <http://www.electricistas.cl/images/Factor.pdf>
4. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (n.d.). Estadísticas Semestrales – Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Retrieved June 25, 2019, from Estadísticas Semestrales 2000- 2018 website: [https://www.asep.gob.pa/?page\\_id=12922](https://www.asep.gob.pa/?page_id=12922)
5. Censo, I. N. de E. y. (n.d.). Instituto Nacional de Estadística y Censo - Panamá. Retrieved June 25, 2019, from TASA BRUTA DE NATALIDAD Y TASA DE MORTALIDAD FETAL EN LA REPÚBLICA: AÑOS 1960, 1970, 1980, 1990, 2000, 2010 Y 2017 website: [https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID\\_SUB CATEGORIA=6&ID\\_PUBLICACION=902&ID\\_IDIOMA=1&ID\\_CATEGORIA=3](https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID_SUB CATEGORIA=6&ID_PUBLICACION=902&ID_IDIOMA=1&ID_CATEGORIA=3)
6. Centro Nacional de Despacho. (n.d.). Centro Nacional de Despacho - ETESA - Estadísticas. Retrieved June 25, 2019, from Datos Históricos del Mercado - 2019 website: [http://www.cnd.com.pa/informes.php?tipo\\_informe=43&cat=5](http://www.cnd.com.pa/informes.php?tipo_informe=43&cat=5)
7. CEPAL. (2017). América Latina y el Caribe: Estimaciones y proyecciones de población | Static Page | Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Retrieved June 25, 2019, from América Latina y el Caribe: Estimaciones y proyecciones de población website: <https://www.cepal.org/es/temas/proyecciones-demograficas/estimaciones-proyecciones-poblacion-total-urbana-rural-economicamente-activa>
8. Comisión Nacional de Energía, C. (n.d.). Resumen realizado sobre la base de estudio contratado por la Comisión Nacional de Energía al Programa de Gestión. Retrieved from <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/resumen2.pdf>
9. ENSA. (n.d.). ¿Qué es el factor de carga? - Preguntas Frecuentes | ENSA. Retrieved June 25, 2019, from ¿Qué es el factor de carga? website: <https://www.ensa.com.pa/preguntas-frecuentes/medidor/que-es-el-factor-de-carga>

10. Instituto Nacional de Estadística y Censo. (n.d.). Instituto Nacional de Estadística y Censo - Panamá. Retrieved June 25, 2019, from Avance de Cifras del Producto Interno Bruto: Anual y Trimestral 2018 website: [https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID\\_SUBCATEGORIA=26&ID\\_PUBLICACION=923&ID\\_IDIOMA=1&ID\\_CATEGORIA=4](https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID_SUBCATEGORIA=26&ID_PUBLICACION=923&ID_IDIOMA=1&ID_CATEGORIA=4)
11. Instituto Nacional de Estadística y Censo. (n.d.). Instituto Nacional de Estadística y Censo - Panamá. Retrieved June 25, 2019, from Cuadro 10. ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR EN LOS DISTRITOS DE PANAMÁ Y SAN MIGUELITO Y PODER ADQUISITIVO DEL BALBOA: AÑOS 2013-18 website: [https://www.contraloria.gob.pa/inec/Avance/Avance.aspx?ID\\_CATEGORIA=2&ID\\_CIFRAS=10](https://www.contraloria.gob.pa/inec/Avance/Avance.aspx?ID_CATEGORIA=2&ID_CIFRAS=10)
12. Oficial, G. (n.d.). Gaceta Oficial Digital. Retrieved from <http://www.energia.gob.pa/energia/wp-content/uploads/sites/2/2017/06/Plan-Energetico-Nacional-2015-2050.pdf>

## REFERENCIAS DE PORTADAS

### Capítulo 1

- <https://www.revistapetroquimica.com/hubo-mas-oferta-demanda-electrica/>

### Capítulo 2

- <https://cretiabusiness.com/trucos-para-graficas-de-tablas-dinamicas-de-excel/>
- <https://www.dinero.com/internacional/articulo/entra-en-vigencia-la-reglamentacion-de-uso-de-datos-de-europa/258834>
- <https://www.coopnazonaf.com/index.php/blog/89-crecen-activos-de-cooperativa>

### Capítulo 3

- <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.3840.high.1543077698.204a0933ef5bd4b159394c909d8cd2254069331c.sieb1510-siemens-lausward-panorama-digitallayer-licht-neutral-rg.jpg/sieb1510-siemens-lausward-panorama-digitallayer-licht-neutral-rg.jpeg>

### Capítulo 4

- <https://www.valoraanalitik.com/wp-content/uploads/2019/02/pib.jpg>
- <https://blogs.iadb.org/bidinvest/wp-content/uploads/sites/35/2017/06/cuantocuestacalcularlaenergia-864x520.jpg>

### Capítulo 5

- <https://globalpowerjournal.com/wp-content/uploads/2019/01/1513846186266-740x431@2x.jpg>
- [https://www.am.pictet/-/media/pam/pam-common-gallery/heroes/fullbleed/pictet-per-te/tech/smartcity\\_fotolia\\_hfarm\\_201810.png](https://www.am.pictet/-/media/pam/pam-common-gallery/heroes/fullbleed/pictet-per-te/tech/smartcity_fotolia_hfarm_201810.png)

### Capítulo 6

- <https://www.revistacompensar.com/wp-content/uploads/2017/12/20-de-diciembre-9-2.jpg>
- [https://destinonegocio.com/wp-content/uploads/2019/02/shutterstock\\_789098959-1-1.jpg](https://destinonegocio.com/wp-content/uploads/2019/02/shutterstock_789098959-1-1.jpg)

### Capítulo 7

- <http://celmec.com/wp-content/uploads/2017/11/Patio-115-KV-llegada-del-Tx2.jpg>
- Capítulo 8

- <https://petroquimex.com/wp-content/uploads/2018/12/Codigo-Red-1.jpg>

## Capítulo 9

- <https://representingyourselfcanada.com/access-to-justice-annotated-bibliography/>

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco