Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018 – 2032

Tomo I
Estudios Básicos

Gerencia de Planificación

ETE-DTR-GPL-411-2018

24 de agosto de 2018

PANAMÁ

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

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CONTENIDO

PROYECCIÓN DE DEMANDA 1

INTRODUCCIÓN 1

SUMARIO 3

METODOLOGÍA Y ALCANCE 9
- EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2017) 9
- EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2017 -2031 17
- ALCANCE DE LAS PROYECCIONES 19
- Descripción de Escenarios 20
  - Escenario Medio o Moderado: 20
  - Escenario Alto u Optimista: 21
  - Escenario Bajo o Pesimista: 21

EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO 23
- INDICADORES SOCIOECONÓMICOS 25
  - Datos Demográficos 25
    - Las actividades económicas y comerciales no tradicionales 29
    - El "Turismo Residencial" 29
  - Inflación 31
  - Poder Adquisitivo 35
  - Actividad Económica 37
    - Antecedentes 37
    - Evolución Reciente de la Economía Nacional 38
    - Producto Interno Bruto con Base Año 2007 39
    - MANUFACTURA 41
    - Perspectivas Económicas en el Corto Plazo 2018- 2019 42
    - Perspectivas de la Economía en el Mediano y Largo Plazo 44
    - Premisas y Conceptos a Considerar en los Pronósticos del PIB en el Mediano y Largo Plazo 46
    - Perspectivas del Sector Manufacturero 50
- INDICADORES ELÉCTRICOS 53
  - Consumo de Energía Eléctrica Total GWH 53
  - Consumo Industrial de Energía Eléctrica GWHIND 56
    - Balance Eléctrico 59
      - Oferta 59
      - Demanda 59
      - Balance 59
    - Potencia Eléctrica del Sistema 60
    - Demanda Máxima 61
    - Factor de Carga (FC) 64
    - Pérdidas de Energía 70
    - Pérdidas de Energía 71

Análisis Histórico ... 72
Proyecciones ... 78
Precios de la Energía Eléctrica ... 81
Precios de los Combustibles ... 87
Precios de los Combustibles para Generación Eléctrica ... 92

INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO. ... 97

INTEGRACION SISTEMAS AISLADOS de DARIEN ... 98

AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA (ACP) ... 100

MEGA PROYECTOS ... 101
MEGA Proyectos Estatales ... 102
Saneamiento de la Bahía ... 106
Saneamiento de la Bahia de Panama Sector Oeste (Arraijan - La Chorrera) ... 114
MEGAOBRAS del IDDAN de ALTO Consumo Eléctrico ... 118
Transporte Masivo de la Ciudad De Panamá ... 119
Escenario Moderado ... 125
Escenario Demanda Alta ... 129
Escenario Demanda Baja ... 132
Consumo Energético del Sistema Masivo de Transporte Metro ... 133
Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen ... 135
Demanda Adicional No Estructurada ... 140
Inversión Privada ... 142
MEGA Proyectos Estatales ... 143
MEGA Proyectos Privados ... 145
Desarrollo Portuario ... 145
Desarrollo Minero ... 147
Proyecto Minero Petaquilla ... 147
Proyecto Minero Cobre Panama ... 149
Demanda Eléctrica ... 150
Retiro e Inyección ... 150
Actualización del Proyecto ... 153
Autogeneración Minera Panama y Energía Intercambiada con el Sistema Interconectado ... 154
Pronósticos Ajustados del Segmento de Consumo Bloque ... 155
MEGA Proyectos Privados ... 156

CONSOLIDADO DEL CONSUMO BLOQUE ... 156

PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS ... 159
Escenario Medio o Moderado ... 163
Escenario Alto u Optimista ... 164
Escenario Bajo o Pesimista ... 165

ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS ... 167
Pronósticos ... 167
Estructura del Consumo Eléctrico ... 172

Confiabilidad de los Pronósticos 175

CONCLUSIONES 178

REFERENCIAS 185

CURVAS TÍPICAS. 187
EDEMET 187
EDECHI 191
ENSA 192
CHANGUINOLA 199

DESAGREGACIÓN POR BARRA 201

ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS & COSTOS DE TRANSMISIÓN 205

INTRODUCCIÓN 205

CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES 206
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 206
Generalidades 206
Tipos de Conductores 206
Estructuras 207
Aislamientos de las Líneas 208
Herrajes y Accesorios 209
Hilo de Guarda 209
Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire 210
SUBESTACIONES 211
Generalidades 211
Ubicación 212
Configuración del Sistema 212
Configuración Barra Sencilla: 212
Configuración Barra Principal y de Transferencia: 212
Configuración Interruptor y Medio: 213
Tipos de Interruptores 214
Protecciones 214
Compensaciones 215

COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN 217
LÍNEAS 217
SUBESTACIONES 221
Cálculo de Costos de Equipos Unitarios 221
Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote 224
Cálculo de Montaje y Obras Civiles 224
Cálculo de Otros Costos 225
Cálculo de Costos de Terreno 225
Cálculo del VNR para las Subestaciones 225

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Pronósticos de la Demanda ... 3
Gráfico 2: Desviaciones del Modelo ... 16
Gráfico 3: Tasas de Crecimiento Poblacional ... 28
Gráfico 4: Población (Millones de Habitantes) ... 29
Gráfico 5: Crecimiento del IPC ... 32
Gráfico 6: IPC Total vs IPC Alimentos y Bebidas ... 35
Gráfico 7: Poder Adquisitivo ... 36
Gráfico 8: Evolución del Producto Interno Bruto - Años 1970-2017 ... 39
Gráfico 9: Evolución del Producto Manufacturero - Años 1970-2016 ... 41
Gráfico 10: Tasas Reales vs Pronósticos de INTRACORP ... 47
Gráfico 11: PIBMAN y Participación en el PIBREA ... 51
Gráfico 12: Consumo IND. vs GWHTOT ... 52
Gráfico 13: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica ... 54
Gráfico 14: Relación PIB / EE ... 56
Gráfico 15: PIB Industrial / Electricidad ... 57
Gráfico 16: Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2015 ... 60
Gráfico 17: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG ... 62
Gráfico 18: Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible ... 65
Gráfico 19: Factor de Carga 2011-2017 ... 67
Gráfico 20: Factor de Carga Promedio Mensual – Años 2011 - 2015 ... 69
Gráfico 21: Pérdidas Totales de Energía Eléctrica ... 71
Gráfico 22: Pérdidas Totales de Energía Eléctrica ... 72
Gráfico 23: Perdidas de Transmisión EE ... 76
Gráfico 24: Perdidas de Distribución EE ... 77
Gráfico 25: Evolución de Precios Corrientes de La Electricidad ... 83
Gráfico 26: IPC Total y Servicio de Electricidad Residencial ... 85
Gráfico 27: Evolución Histórica de Precios Reales de la Electricidad ... 86
Gráfico 28: Variación PRETOT vs Electricity Price y Petróleo Crudo 1987-2013 ... 88
Gráfico 29: Variación Anual Histórica de Precio Total de la Energía Eléctrica ... 89
Gráfico 30: Perspectivas Futuras del Crudo, Brent del Mar del Norte – EIA-AEO2015 ... 95
Gráfico 31: Pronóstico de Energía ... 167
Gráfico 32: Pronósticos de Demanda ... 170
Gráfico 33: Escenario Moderado de ETESA vs DMG Coincidentes IID CND ... 175
Gráfico 34: Comparación de Proyecciones de DMG ... 177
Gráfico 35: Curva Típica de Carga EDEMET – Panamá ... 187
Gráfico 36: Curva Típica de Carga Línea 115-6 ... 187
Gráfico 37: Curva Típica de Carga Línea 115-8 ... 188
Gráfico 38: Curva Típica de Carga Línea 115-11 ... 188
Gráfico 39: Curva Típica de Carga Línea 115-38 ... 189
Gráfico 40: Curva Típica de Carga Línea 115-22 ... 189
Gráfico 41: Curva Típica De Carga Chorrera ... 190
Gráfico 42: Curva Típica de Carga Llano Sánchez ... 190

Gráfico 43: Curva Típica De Carga Mata de Nance 191
Gráfico 44: Curva Típica De Carga Progreso 191
Gráfico 45: Curva Típica De Carga S/E Colón 1 192
Gráfico 46: Curva Típica De Carga France Field 115 192
Gráfico 47: Curva Típica De Carga S/E Monte Esperanza 193
Gráfico 48: Curva Típica De Carga S/E Bahía Las Minas 193
Gráfico 49: Curva Típica De Carga Chilibre 194
Gráfico 50: Curva Típica De Carga Tocumen 194
Gráfico 51: Curva Típica De Carga Línea 115-10 195
Gráfico 52: Curva Típica De Carga Línea 115-9 195
Gráfico 53: Curva Típica De Carga Santa María 196
Gráfico 54: Curva Típica de Carga Cerro Viento 196
Gráfico 55: Curva Típica de Carga Geehan 197
Gráfico 56: Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza) 197
Gráfico 57: 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) 198
Gráfico 58: Curva Típica de Carga 24 de Diciembre 198
Gráfico 59: Curva Típica de Carga Cemento Panamá 199
Gráfico 60: Curva Típica De Carga Changuinola 199
Gráfico 61: Configuración Interruptor y Medio 213

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Cambios Porcentuales en Energía y Demanda por Periodo 5
Tabla 2: Pronósticos de Demanda por Escenarios 7
Tabla 3: Consumo Gran Cliente 11
Tabla 4: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 - 2017 14
Tabla 5: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 – 2017 (Porcentual) 14
Tabla 6: Validación del Pronostico PESISN 2017- 2031, Primer Año 18
Tabla 7: Variables de Los Pronósticos 20
Tabla 8: Insumos del Modelo 24
Tabla 9: Tasas Anuales Acumulativas, Según Escenarios 31
Tabla 10: Comparación de Tasa de Crecimiento del PIB 47
Tabla 11: Producto Interno Bruto y Ventas Totales de Energía 55
Tabla 12: Producto Interno Bruto y Energía Eléctrica Disponible 55
Tabla 13: Producto Interno Bruto y Consumo Eléctrico Industrial 55
Tabla 14 Tasas Anuales Acumulativas por Periodo 58
Tabla 15: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG 61
Tabla 16: Evolución de la Demanda Máxima del SIN, (DMG), Años 1996 - 2017 63
Tabla 17: Energía Disponible, Ventas y Pérdidas en GWh 74
Tabla 18: Perdidas en Transmisión en GWh 74
Tabla 19: Perdidas en Distribución en GWh 74
Tabla 20: Precios Corrientes de la Electricidad - Años 2003-2016 83
Tabla 21: Variación de Precios Reales de la Electricidad (IPC) - Años 2003-2014 83
Tabla 22: Pronósticos de Precios de la Electricidad en Panamá, PRETOT 91
Tabla 23: Variación del Precio Internacional del Crudo Brent 96
Tabla 1: Proyección de Demanda Sistema Santa Fé – Yaviza – La Palma 100
Tabla 25: Consumo Histórico de ACP 2000-2016 101
Tabla 26: Caudales de Aguas Servidas para Tratamiento del Saneamiento de la Bahía 108
Tabla 27: Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo del Sistema de Saneamiento de la Bahía 110
Tabla 28: Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo de las Aguas Residuales 111
Tabla 29: Consumo Eléctrico de Planta de Tratamiento de Aguas Residuales 111
Tabla 30: Consumo de Energía en el Proyecto Saneamiento de La Bahía 113
Tabla 31: Consumo Eléctrico Estimado de PTAR de Burunga (GWh) 115
Tabla 32: Consumo de Energía en el Proyecto Ampliado del Saneamiento de La Bahía 117
Tabla 33: MEGAOBRAS del IDAAN de Alto Consumo Eléctrico 119
Tabla 34: Registro Histórico de Consumo Eléctrico SMP Linea 1 120
Tabla 35: Nuevo Plan Maestro de Transporte Masivo – Ciudad de Panamá – Años 2015 - 2040 122
Tabla 36: Requerimientos en Potencia del Escenario Moderado o Conservador 129

Tabla 37: Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Alta 131
Tabla 38: : Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Baja 133
Tabla 39: Consumo Estimado del SMP – Según Escenario de Demanda 134
Tabla 40: Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen - Demanda MW 139
Tabla 41: Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen – Consumo MWh 139
Tabla 42: Demanda y Consumo de Energía Eléctrica – Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen 140
Tabla 43: Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Estatales 144
Tabla 44: Consumo Eléctrico del Puerto de Panamá Colón CONTAINER 146
Tabla 45: Demanda Máxima de Minera Panamá vs SIN 151
Tabla 46: Autogeneración Minera Panamá & Energía Intercambiada con el SIN 152
Tabla 47: Incremento Total de la Demanda en Energía de Minera Panamá 155
Tabla 48: Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Privados 156
Tabla 49: : Demanda Consolidada Darién - Megaproyectos Estatales & Minera Panamá 157
Tabla 50: Demanda Consolidada del Segmento Bloque con ACP (Carga Integrada del SIN) 158
Tabla 51: Resumen de Premisas Escenario Moderado 159
Tabla 52: Resumen de Premisas Escenario Optimista 160
Tabla 53: Resumen de Premisas Escenario Pesimista 161
Tabla 54: Descripción de las siglas del Modelo de Demanda 162
Tabla 55: Escenario Medio o Moderado 163
Tabla 56: Escenario Alto u Optimista 164
Tabla 57: Escenario Bajo o Pesimista 165
Tabla 58: Incremento Promedio Anual de Energía & Demanda por Periodo 170
Tabla 59: Desagregación por Barra (Parte 1) 202
Tabla 60: Desagregación por Barra (Parte 2) 203
Tabla 61: Desagregación por Barra (Parte 3) 204
Tabla 62: Subestaciones de ETESA 211
Tabla 63: Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.) 219
Tabla 64: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles 220
Tabla 65: Detalle Porcentual de Otros Costos 220
Tabla 66: Costo Unitario de las líneas de transmisión 220
Tabla 67: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones 223
Tabla 68: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote 224
Tabla 69: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles 225
Tabla 70: Relación Porcentual de Otros Costos 225
Tabla 71: Costo Unitario de Subestaciones 226

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo Tomo I - 1 Metodología y Alcance del Modelo.

Anexo Tomo I - 2 Bondad de Ajustes Econométricas y Regresiones Sectoriales.

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 2018

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

PROYECCIÓN DE DEMANDA

INTRODUCCIÓN

Este informe contiene los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los Planes de Expansión [1] 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 2018-2032. 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 de regresión lineal, desarrollado con la asistencia técnica del Proyecto Regional de Energía Eléctrica para el Istmo Centroamericano (PREEICA). 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 y mínima y el factor de potencia, 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.

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 y las premisas de los escenarios de proyección. Finalmente se presentan las proyecciones de consumo total y sectorial anual de energía eléctrica y la demanda máxima anual de potencia eléctrica.

[1] 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.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

SUMARIO

Las proyecciones de demanda, indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar tasas de crecimiento, por el orden de 4.6 a 4.8% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 4.1 a 4.3%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

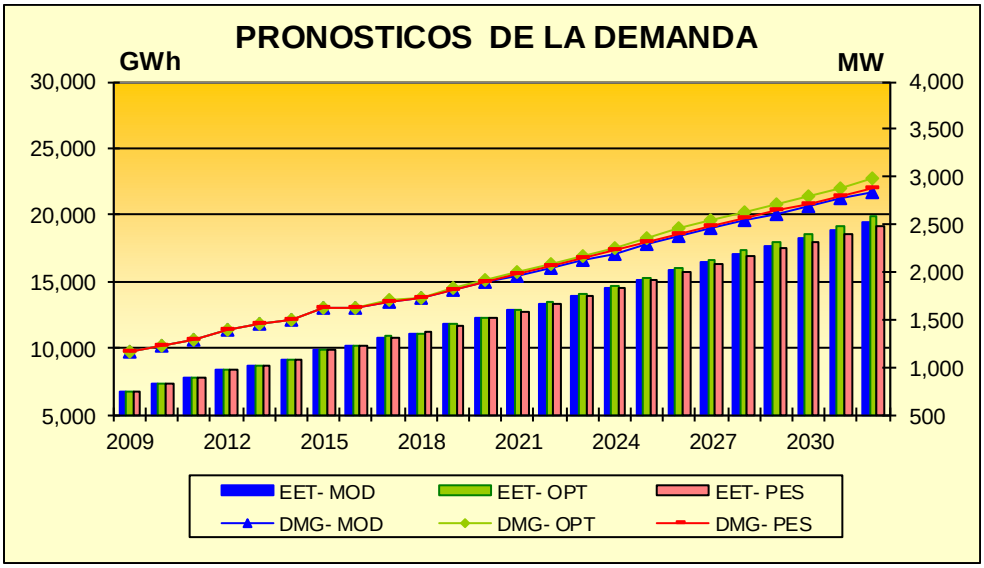


Gráfico 1: Pronósticos de la Demanda

La ponderación a la baja de estos parámetros, con relación a las magnitudes presentadas en anteriores informes se deben en parte a perspectivas económicas nacionales más conservadoras, derivadas de recientes cambios estructurales en desarrollo de la economía mundial, motor principal de nuestro devenir económico.

Luego de un periodo de crecimiento, de seis años 2009 – 2015, con una tasa de crecimiento promedio anual de 7.5%, tasa superior a los mejores promedios históricos, que tuvo la economía nacional, de acuerdo a los registros estadísticos de los últimos sesenta años[2].

Las entidades nacionales y multinacionales pertinentes, han ido ajustando anteriores perspectivas de la economía panameña, a valores más conservadores, un rango de crecimiento no mayor de 5 %, en razón a los recientes vientos de aislacionismo a nivel mundial, a la ralentización de la producción y del intercambio mundial.

Perspectivas anteriores se basaron en factores dinámicos externos, como un

[2] En realidad, este periodo de crecimiento de la economía nacional se remonta al año 2002, o sea un periodo extendido de 13 años, con una tasa de 7.3 % sostenida anual. Con la única excepción del periodo anual 2009-2008, cuando el crecimiento fue de solo 1.6%.

desarrollo perpetuo del transporte marítimo internacional, en combinación a las actividades de servicio conexas al Canal, resultado de un comercio mundial en recuperación expansiva, y al efecto interno del boom inmobiliario de los últimos diez años, producto del desarrollo de viviendas de alto costo dirigido a extranjeros, que por diversas razones decidieran asentarse temporal y/o definitivamente en nuestro país.

A la fecha no se consolida la recuperación de la Zona Libre de Colon y sus actividades conexas, si no existe una ralentización del intercambio mundial. Por otro lado, los problemas estructurales y políticos de economías de Suramérica, clientes usuales, no permiten un mejor desempeño de las actividades de re-exportación.

Otra actividad coparticipe del gran impulso económico de los últimos años es la actividad de turismo, la cual también ha manifestado recientes debilidades estructurales del turismo internacional y a propios desajustes domésticos de la actividad.[3]

La recuperación y mejoras estructurales de estas actividades, necesarias y fundamentales como, elementos principales del impulso económico, deben ser parte esencial de la actual agenda de estado, en busca de un crecimiento sostenido de la Nación. Con lo que es de esperar, que la economía se estabilice y mantenga parámetros de crecimiento sostenido del PIB, alrededor del 5%, en el periodo del pronóstico de la energía eléctrica.

Estas perspectivas económicas marcan de por sí, la tendencia a seguir de las proyecciones de energía y potencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los estimados de crecimiento anual de energía en el corto plazo (2018-2021), reflejan incrementos porcentuales, levemente más altos, 4.9, 5.1. y 4.7 %, según la ocurrencia de escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2022-2032), las tasas de crecimiento decrecen, entre 4.5 y 4.70%, respondiendo a escenarios más conservadores, con respecto a los parámetros económicos.

Por consiguiente, los pronósticos para los años 2018 - 2021 de la demanda eléctrica en el país, se califican de conservadores y se fundamentan principalmente en factores a lo interno de la economía nacional, liderados por el impulso de la operaciones del canal ampliado [4]. Del inicio de operaciones de la nueva terminal del Aeropuerto de Tocumén a fines del año 2018, así como de las actividades

[3] La construcción de nuevos y grandes facilidades hoteleras, en años recientes gracias a los incentivos estales, sin coordinación con los flujos reales de turistas, en un mundo en retroceso.

[4] Actividad que depende directamente de un fuerte movimiento comercial, especialmente de las áreas de producción (China y países del Extremo Oriente) hacia el mercado el tradicional (EEUU y Europa), así como el flujo inverso de insumos de esta parte del mundo hacia el Lejano Oriente.

complementarias, planteadas a esta infraestructura de movimiento internacional.

Además, de la reanudación y ejecución exitosa de otros proyectos estatales de infraestructura, de alto consumo energético, como son el sistema nacional e integrado de mercado y refrigeración de abastos; de la conclusión de las obras e inicio de operaciones de la Ciudad de La Salud, del nuevo Hospital Pediátrico Nacional y de otras nuevas instalaciones en programación y construcción en David, Los Santos, Colon, Darién. Del nuevo Centro internacional de Convenciones en Amador y facilidades pertinentes.

Además, se espera en el mediano plazo un incremento progresivo y planificado en el uso de la energía eléctrica, gracias, a las nuevas inversiones de las Líneas 2 y 3 y de las adiciones programadas de la línea 1 del Metro de la Ciudad de Panamá (SMP); a la rehabilitación integral de la Ciudad de Colón, de la implementación de modernos sistemas de agua potable y de saneamiento ambiental de las zonas urbanas, a lo largo del país. Este esfuerzo estatal, se espera sea acompañado por una inversión privada fuerte, que, en conjunción con otras fuerzas dinámicas al entorno interno, mantenga el impulso sostenido de la economía nacional.

CAMBIOS PORCENTUALES EN ENERGIA Y DEMANDA POR PERIODO

PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESISMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2018-2021)	4.92%	4.23%	5.08%	4.39%	4.69%	4.00%
LARGO PLAZO (2022-2032)	4.61%	4.18%	4.69%	4.27%	4.50%	4.08%
ANALISIS (2018-2032)	4.69%	4.20%	4.80%	4.30%	4.55%	4.06%

Tabla 1: Cambios Porcentuales en Energía y Demanda por Periodo

Al igual que en últimos pronósticos anuales editados, se destaca la incorporación de la carga futura de magnos proyectos de infraestructura, programados por el Estado. Continuación, a proyectos que culminaran en los próximos cuatro años, en donde sobresalen la ampliación del Proyecto integral de Saneamiento de la Bahía de Panamá. De la primera fase del Saneamiento de Panamá Oeste, y de las nuevas Líneas del sistema de transporte masivo para la Capital del País (SMP), “El Metro”.

Las tasas de crecimiento. se derivan de la entrada simultánea de la ejecución y operación de las líneas 2, 3, 2A y 4 del SMP; de la operación de la primera y segunda etapas de la PTAR de la Ciudad de Panamá y de las nuevas estaciones de bombeo del Saneamiento de la Bahía, de las operaciones de la nueva terminal del Aeropuerto de Tocumen y de sus facilidades anexas, los cuales se encuentran a la fecha en vías de realización, y han de requerir de inyecciones importantes de potencia para desarrollar las funciones para las cuales fueron creadas.

Es necesario destacar que en los tres primeros años del periodo crítico o de corto plazo, años 2018-2021, la potencia y energía crecen a menores tasas a los cuantificadores de ambos parámetros, planteados en los informes de PESIN de años anteriores, dado las postergaciones, suspensión de obras o al cambio conceptual de algunos proyectos que tenían fechas de conclusión de obras e inicio de operaciones dentro del periodo en análisis, años 2017 al 2020.[5]

Es importante tener en cuenta para el desempeño de los pronósticos presentados, los posibles atrasos el desarrollo minero para la explotación de cobre y oro, con altos montos de inversión, focalizados en el área de Donoso, provincia de Colon. Esta fuerte inversión de más de 6,000 millones de dólares, en un solo proyecto es solamente comparable en inversión y efectos operativos a la ampliación del canal y al proyecto total del Transporte Masivo de la ciudad de Panamá (2014 - 2040).

A la fecha, se espera la conclusión de otros proyectos estatales, no directamente intensivos en consumo eléctrico, pero que han de crear las facilidades viales para el impulso de nuevos desarrollos inmobiliario y de nuevos focos de desarrollo comercial e industrial, los cuales deberán reflejarse dentro del periodo de análisis.[6]

A continuación, se presentan los registros anuales de demanda de energía eléctrica, para el periodo histórico 2009-2017 y los pronósticos esperados para el periodo de análisis, 2018-2032.

[5] Minera Petaquilla, Desarrollo Minera Panamá, Ciudad Hospitalaria, Centro de Convenciones de Amador, Ciudad Gubernamental, etc.

[6] Nuevas fases de expansión de la Red Vial de la Ciudad de Panamá), extensión y ampliación de los corredores viales y pasos a desnivel de la ciudad y otras obras estatales propuestas, las cuales se encuentran a la fecha, a nivel de perfil, o en vías de contratación.

PRONOSTICOS DE DEMANDA
POR ESCENARIOS
AÑOS 2009 - 2032

AÑOS	ENERGIA TOTAL (GWH)			DEMANDA (MW)		
	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA
	EET- MOD	EET- OPT	EET- PES	DMG- MOD	DMG- OPT	DMG- PES
2009	6,753.7	6,753.7	6,753.7	1,154.0	1,154.0	1,154.0
2010	7,290.3	7,290.3	7,290.3	1,222.4	1,222.4	1,222.4
2011	7,722.5	7,722.5	7,722.5	1,286.5	1,286.5	1,286.5
2012	8,359.8	8,359.8	8,359.8	1,386.3	1,386.3	1,386.3
2013	8,722.1	8,722.1	8,722.1	1,443.9	1,443.9	1,443.9
2014	9,150.5	9,150.5	9,150.5	1,503.5	1,503.5	1,503.5
2015	9,939.0	9,939.0	9,939.0	1,612.0	1,612.0	1,612.0
2016	10,278.0	10,278.0	10,278.0	1,618.0	1,618.0	1,618.0
2017	10,533.8	10,533.8	10,533.8	1,657.0	1,657.0	1,657.0
2018	11,060.8	11,070.2	11,053.5	1,714.8	1,716.3	1,713.7
2019	11,669.8	11,711.3	11,564.1	1,802.4	1,808.8	1,786.0
2020	12,205.5	12,252.2	12,131.5	1,877.5	1,884.6	1,866.1
2021	12,765.5	12,843.5	12,651.1	1,955.6	1,967.6	1,938.1
2022	13,378.8	13,434.3	13,238.1	2,041.3	2,049.8	2,019.8
2023	14,046.5	14,120.6	13,885.2	2,134.5	2,145.7	2,110.0
2024	14,696.0	14,849.2	14,499.3	2,224.1	2,247.3	2,194.4
2025	15,441.4	15,531.3	15,107.5	2,327.5	2,341.0	2,277.1
2026	16,267.1	16,410.6	15,963.7	2,442.0	2,463.5	2,396.4
2027	16,972.4	17,133.6	16,703.2	2,537.5	2,561.6	2,497.3
2028	17,723.4	17,911.9	17,428.9	2,639.1	2,667.2	2,595.2
2029	18,472.1	18,673.2	18,156.1	2,739.4	2,769.2	2,692.6
2030	19,255.2	19,514.3	18,902.9	2,844.0	2,882.2	2,792.0
2031	20,106.2	20,338.3	19,685.2	2,957.6	2,991.8	2,895.7
2032	20,954.1	21,268.9	20,535.9	3,069.9	3,116.0	3,008.6

Tabla 2: Pronósticos de Demanda por Escenarios

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

METODOLOGÍA Y ALCANCE

ETESA como empresa de transmisión eléctrica, utiliza un modelo econométrico desarrollado específicamente por PREEICA para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica. Demanda, basada en la disponibilidad anual de información histórica del Producto Interno Bruto (PIB) y de otras variables socioeconómicas, en conjunto con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial, recopilado por la Comisión de Política Económica (COPE), la ASEP y/o las distribuidoras.

En razón, a costos, flexibilidad e integración estadística, PREEICA diseño una hoja electrónica de cálculo de EXCEL, un modelo estadístico, el cual ejecuta el análisis de regresión múltiple, integrando en un solo archivo, la información histórica, los escenarios de proyección y los pronósticos resultantes.[7]

Como se puede apreciar en la evaluación de los pronósticos elaborados anteriormente, el modelo estadístico seleccionado indica una capacidad predictiva con un nivel de confianza promedio no menor de 98%. Con lo cual los parámetros de confianza son más que aceptables para el corto plazo, lo cual permite calificar estas predicciones entre bueno y excelentes. En el largo plazo, las proyecciones de consumo y potencia de la energía eléctrica, dada la dinámica del sector, se constituyen en una aproximación futura de múltiples probabilidades.[8]

EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2017)

Con el objetivo de validar la capacidad de predicción del modelo de pronóstico de demanda utilizado, e examinaron los resultados de los pronósticos del primer año de los Planes de Expansión (PESIN) editados, versus los registros reales. En principio, se desarrolló un análisis comparativo de la proyección del consumo del año 2006, del plan de expansión del periodo 2007-2021 frente a los resultados reales preliminares del mismo año. Las conclusiones fueron que el modelo se desvió en -1.5% de las cifras preliminares de consumo (menores en

[7] Según los consultores del PREEICA, este modelo, realiza en la práctica, el mismo análisis que los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 o XLSTAT-Pro 6.1.9, herramientas comerciales de Pronósticos.

[8] Para mayor detalle técnico del modelo, refiéranse a Anexo de Metodología del Modelo.

130 GWh). Al igual que se originó una desviación de 1%, en cuanto al parámetro de DMG. Pero, luego de compiladas y registradas por la SNE las cifras reales del periodo 2006, mostraron una desviación de solo 75 GWh para un factor de desviación de solo -1.2% y una desviación en demanda máxima de menos del 1%.[9]

En el desarrollo de este análisis de validación de los pronósticos emitidos, se verifico que desde el año 2001[10], los consumos asentados en el subsector "Bloque", como "Grandes Clientes" correspondían a volúmenes de consumo que habían migrado del sector industrial, transformándose los mismos en "Grandes Clientes"[11]. Dado que las diferencias de los registros de los sectores "Industrial" y "Bloque" fueron de magnitudes similares, pero inversa (Ejemplo: -54.4 vs 52.4 GWh, del Escenario Optimista), se evidencia esta particular migración particular del consumo nacional.

En consideración a que el modelo de predicción de PREEICA, es un modelo de regresión lineal, este cambio en el registro de los consumos introducía distorsiones a las proyecciones de los consumos Industrial y Bloque. Por consiguiente, se procedió a partir de esta fecha, reubicar este incremento del consumo de bloque, en el Plan 2007-2021, como parte del consumo industrial. Este ajuste, incrementa la diferencia del modelo con los datos preliminares registrados a la industria, señalando más claramente la tendencia errática de este sector, correspondiente a las propias características de evolución de la industria nacional, ante la competencia internacional.

Un análisis más exhaustivo de los consumos eléctricos industriales, realizado durante la elaboración del Pronóstico de Demanda 2010 – 2024, reflejo que hasta el año 2004, el sector de consumo de los Grandes Clientes correspondió en su totalidad a consumos de tipo industrial, en un 100%. Pero, desde ese año en adelante el consumo industrial, fue reduciendo paulatinamente, su participación porcentual dentro del segmento de Grandes Clientes, desde 95.3, 70.9, 68.3, 67 y 48%, respectivamente del año 2005 a 2009. Gracias, al requerimiento incremental del servicio de consumo por Bloque, por diversos clientes que se dedican a actividades diferentes a la actividad manufacturera.

En consideración a estas evidencias, era incorrecto metodológicamente

[9] En este punto es necesario mencionar, que ETESA, hace un ajuste al parámetro de pronóstico de DMG, al deducir la demanda interna de Autoridad del Canal (ACP), en razón que los registros del CND solo registran la oferta de ACP como aporte al Mercado Mayorista de Electricidad (MME), sin considerar producción bruta ni definir pérdidas.

[10] Propuesta de Modificación al Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad. Anexo a la resolución no. JD-3233. Del 1º de julio de 2001 – 30 de junio de 2005.

[11] En primera instancia, el registro de los "Grandes Clientes" durante el periodo 2001-2006 correspondían a CEMEX, Cemento Panamá, y empresas agroindustriales del Grupo MELO.

asignar todo el consumo de Bloque al sector industrial. Por consiguiente, a partir del informe del Pronóstico del 2010-2024 se distribuyen y asignan sectorialmente los consumos de los grandes clientes, de acuerdo a la función principal a que se dediquen estos grandes clientes.[12]

Uno de los principales cambios, se da en el sector de consumo por Bloque, el cual, a partir del 1 de julio del 2015, la demanda y consumo de energía eléctrica del área económica de la provincia de Bocas del Toro, se incorporó oficialmente a la Zona de Concesión de EDECHI, por lo cual, a partir del año, 2016, el consumo de esta región del país será integrado en el MODELO, dentro de los sectores básicos de consumo.

La **Tabla 3**, muestra la evolución del consumo de los Grandes Clientes, del 2001 a la fecha.

CONSUMO GRAN CLIENTE
ANUAL 2001 - 2017
EN MWh

AÑOS	CONSUMO POR TIPO								CONSUMO TOTAL GRAN CLIENTE		PARTICIPACION			
	INDUSTRIAL		COMERCIAL		OFICIAL		BLOQUE							
	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	CONSUMO TOTAL	IND	COMERCIAL	OFICIAL	BLOQUE
2001	2	50,196.7							2	50,196.7	100.0%			
2002	2	70,784.1							2	70,784.1	100.0%			
2003	2	74,372.9							2	74,372.9	100.0%			
2004	7	98,610.0							7	98,610.0	100.0%			
2005	7	83,179.7	2	3,989.6					9	87,169.3	95.4%	4.6%		
2006	5	34,770.0	3	14,038.8					8	48,808.8	71.2%	28.8%		
2007	1	35,211.0	3	16,310.0					4	51,521.0	68.3%	31.7%		
2008	1	36,343.0	3	17,903.0					4	54,246.0	67.0%	33.0%		
2009	1	36,848.2	8	20,481.0			3	23,124.6	12	80,453.8	45.8%	25.5%		28.7%
2010	2	172,140.3	8	44,437.5			2	75,136.1	12	291,713.9	59.0%	15.2%		25.8%
2011	2	183,223.9	38	82,609.4			1	70,992.6	41	336,825.9	54.4%	24.5%		21.1%
2012	2	210,925.6	40	85,753.7			1	78,515.8	43	375,195.1	56.2%	22.9%		20.9%
2013	5	225,098.0	42	89,775.6	2	3,976.6	1	83,465.9	50	402,316.2	56.0%	22.3%	1.0%	20.7%
2014	6	223,004.8	41	90,332.5	2	22,164.6	1	85,601.9	50	421,103.9	53.0%	21.5%	5.3%	20.3%
2015	6	206,396.0	38	78,471.3	2	23,239.2	1	43,127.2	47	351,233.6	58.8%	22.3%	6.6%	12.3%
2016	7	197,785.5	23	49,282.3	2	23,237.3			32	270,305.1	73.2%	18.2%	8.6%	
2017	17	243,468.5	54	156,107.5	2	22,778.9			73	422,354.9	57.6%	37.0%	5.4%	
TOTAL		**2,182,358.2**		**749,492.3**		**95,396.6**		**459,964.1**		**3,487,211.2**	62.6%	21.5%	2.7%	13.2%

(*) A partir del mes de octubre de 2009 el item Ricamar, dentro del consumo comercial corresponde a una diversidad de puntos de entrega de Grandes Clientes, pertenecientes a la cadena de Supermercados de Super 99 : S/M 99 Los Andes , S/M 99 La Cabima , S/M 99 El Dorado, S/M 99 Puerto Escondido, S/M 99 Los Pueblos, etc. Los cuales pasaron de 8 a 40 puntos de entrega.

Tabla 3: Consumo Gran Cliente

Por otro lado, el actual suministro de electricidad a las comunidades de la provincia fronteriza de Darién, al extremo este de Panamá, proviene de la operación de sub-sistemas aislados, por consiguiente, la región

[12] A partir del año 2013 se incorporan consumo de tipo gubernamental al segmento de Grandes Clientes, como la Contraloría General de la República (CGRP) y la Caja del Seguro Social (CSS).

tiene servicio de electricidad con calidad variable, áreas con servicio aceptable, otras con servicio racionados y en algunas pequeñas comunidades el servicio es inexistente. En consideración a estos antecedentes y en cumplimiento, a la intención del Estado de integrar eléctricamente el país, la Secretaria Nacional de Energía (SNE), instruyo la expansión de la Red, por lo cual, encomendó a ETESA analizar y ejecutar en el corto plazo, un proyecto de transmisión eléctrica que permitiera transportar la energía eléctrica necesaria para integrar la Provincia de Darién al SIN.[13]

En primera instancia ETESA construiría y pondría en operación en el 2019, la nueva Línea de Transmisión 230 kV Panamá II – Chepo – Metetí, la cual se conectará con el principal sistema aislado de la región, Santa Fe´-Metetí- Yaviza. A la fecha, esta obra ha recibido cambios en su conceptualización, la misma ha sido reprogramada y dividida en dos sub-proyectos. El primero, Panamá II-Chepo, para octubre del 2020 y la ejecución de obra y entrada en operación de la L/T Chepo- Metetí, para el año 2023.

A partir, de la entrada en operación de esta nueva línea de transmisión, el consumo de los centros de población más dinámicos de la provincia: Santa Fe, Metetí, Yaviza, El Real y Pinogana, y otras pequeñas comunidades, que se encuentran ubicadas en paralelo al trayecto de la extendida Carretera Panamericana (CPA), será integrado al SIN. La carga correspondiente a esta integración, se simula temporalmente como un sub-sector de demanda adicional, dentro del sector de consumo denominado “Bloque”.

Continuando con esta validación, se revisaron los pronósticos de los planes del año 2005 a la fecha, con el fin de verificar la bondad de la previsión del modelo diseñado por PREEICA. Comparando los resultados preliminares del año en curso con los respectivos estimados del plan de expansión de cada año. Periodo consecuente con las instrucciones del Regulador, para que ETESA presentara anualmente su propio pronóstico de la demanda, que se complementara con el Informe Indicativo de la Demanda, elaborado por el CND.

Los resultados históricos reales, con respecto a las proyecciones del primer año del modelo de los Pesin’s, analizados, muestran desvíos aceptables de los registros reales. En los cuales se compara el estimado de consumo, del primer año proyectado de cada PESIN, versus los registros reales que presentan al final del mismo.

Los pronósticos analizados del PESIN 2005-2019, al PESIN 2017-2031,

[13] La Secretaria Nacional de Energía en la “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014” estableció que “Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este.

revelan desvíos promedios de los escenarios Moderado y Optimista, versus los valores reales alcanzados por el sistema eléctrico, los cuales muestran etapas bien diferenciadas. La primera correspondiente al periodo 2005-2007 con desvíos promedios de energía y demanda menores a un 2%. Seguido de un periodo de máximas desviaciones, 2008-2009, para terminar con cifras de desvíos mínimas, menores a uno por ciento en el periodo 2010-2011.

Seguido, tenemos otro ciclo, con una primera etapa de crecimiento de las desviaciones, hasta alcanzar un 5% en el Pesin 2014-2028, una disminución de desvíos de -1% en el Pesin 2015-2029, donde se da el siguiente punto de inflexión. Para pasar en el PESIN 2016 – 2030, a las mayores desviaciones del modelo, desde su implementación, alcanzando valores de desviación de hasta 7% en la demanda máxima pronosticada. Consecuente con la sobrestimación de la energía total y de la DMG. Especialmente de este último parámetro, caracterizado por una inusual elevación del Factor de Carga, el cual registró, un incremento de más de 3%, con respecto al año anterior. Los desvíos del pronóstico que muestran los datos preliminares del año 2017, se mantuvieron en esta misma tónica, levemente elevados, registran una sobrestimación del consumo y del DMG, en torno al 3%.

EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO
AÑOS 2005 -2017

CATEGORIA		DESVIACION DEL MODELO												
		2005 (R)	2006 (REAL)	2007 (R)	2008 (R)	2009 (R)	2010 (REAL)	2011 (R)	2012 (R)	2013 (R)	2014 (R)	2015 (R)	2016 (P)	2017 (P)
ENERGIA TOTAL (GWh)	EET (GWh	-198.9	-73.8	-37.6	307.7	194.6	-219.0	-13.2	81.8	387.1	466.3	-49.8	403.4	292.3
DEMANDA MAXIMA (MW)	DMG (MW	-23.0	8.9	-5.0	48.6	10.8	-48.7	2.8	31.1	46.4	65.0	-1.0	116.0	47.6

Tabla 4: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 - 2017

EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO
AÑOS 2005 -2017

CATEGORIA		DESVIACION DEL MODELO (%)												
		2005 (R)	2006 (REAL)	2007 (R)	2008 (R)	2009 (R)	2010 (REAL)	2011 (R)	2012 (R)	2013 (R)	2014 (R)	2015 (R)	2016 (P)	2017 (P)
ENERGIA TOTAL	EET (GWh	-3.48%	-1.26%	-0.60%	4.82%	2.88%	-3.00%	-0.17%	0.98%	4.44%	5.10%	-0.50%	3.95%	2.77%
DEMANDA MAXIMA	DMG (MW	-2.43%	0.93%	-0.50%	4.70%	0.96%	-4.09%	0.22%	2.30%	3.30%	4.42%	-0.06%	7.29%	2.87%

Tabla 5: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 – 2017 (Porcentual)

En términos generales, se observa que la capacidad predictiva del modelo para los años 2005 al 2007, mantuvo un nivel de confianza promedio de aproximadamente del 98%. Donde los pronósticos se quedaron por debajo de los valores reales alcanzados, causados principalmente por el empuje positivo de la economía durante estos años, ante pronósticos conservadores.

Referente a los registros del año 2008 y 2009, los efectos derivados de la crisis económica global, resultó en desvíos significativos de los pronósticos. Que por cierto fueron en sentido contrario, estos pronósticos resultaron sobreestimados con referencia a los resultados reales alcanzados, en razón a elevados indicadores de crecimiento económico. Las desviaciones presentadas en el año 2008, fueron de aproximadamente 5% en energía, debido principalmente a un menor consumo de los sectores comercial y oficial. Lo que derivó evidentemente en una desviación aproximada de 5% en potencia.

Con respecto al año 2009, la desviación en energía es de 2.9 % y de aproximadamente en 1% en DMG. La sobrestimación en energía, se originó en menores consumos en ese año en los sectores comercial y Bloque, en conjunto con un mayor consumo del sector residencial, del cual se esperaba una disminución significativa, a efecto de la reciente campaña de sustitución de bombillos, efecto contrarrestado por la política de subsidio al consumo eléctrico. La baja desviación en potencia, es resultado de la ulterior corrección de la estimación de pérdidas.

Para el año 2010, gracias a la elaboración de un pronóstico conservador, en consideración a los aleteos retardados de la crisis económica global se presentan desviaciones en sentido contrario, subestimación ante los resultados reales, cerca del -4% en DMG.

En cambio, gracias a los ajustes realizados a las previsiones en el modelo de demanda, los registros de los Pesin's de 2011 y 2012, se presentan desviaciones en torno a más o menos 2.0%.

Para los pronósticos de los Pesin's de los años 2013 y 2014 al 2016 se presentaron sobrestimaciones, producto de la consideración de altos consumos, no consumados de importantes proyectos inconclusos, originalmente programados para entrar en operación en el periodo analizado. Las obras de los proyectos que se postergaron, algunos con suspensión temporal y otros de reanudación incierta. ya sea por atrasos propios en la ejecución de construcción y/o suspensión financiera de los mismos.

Entre los proyectos, de consumo intensivo de energía, que no concluyeron ni entraron en operación en el tiempo estipulado, se tienen la Cadena de Frio, el Nuevo centro de

Convenciones, la Ciudad Hospitalaria de la CSS, de nuevos hospitales de provincias.

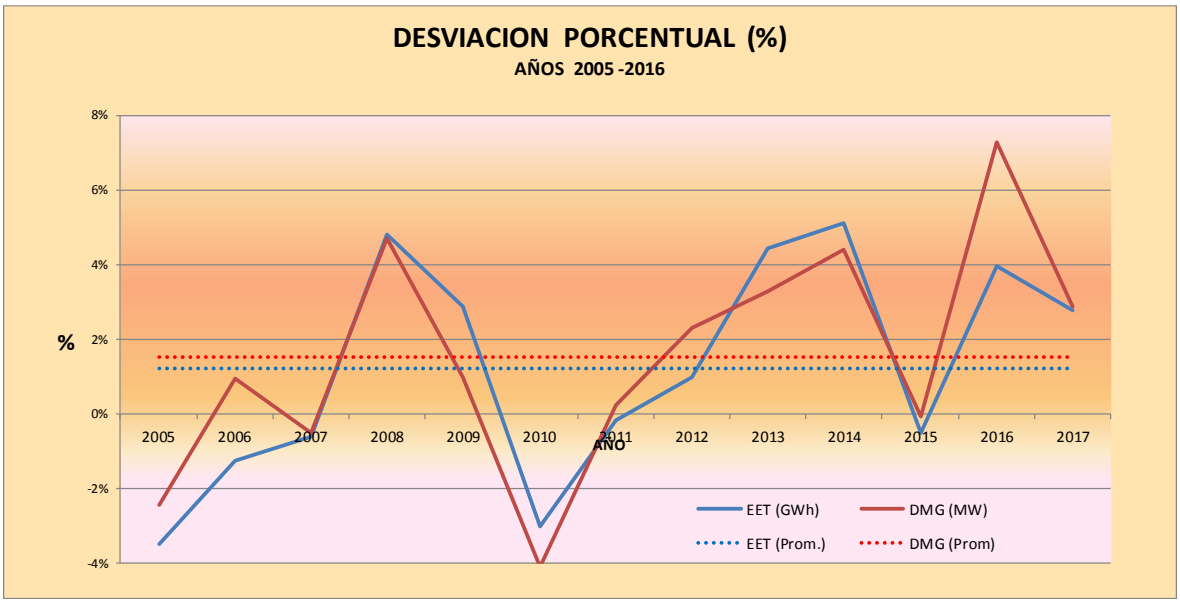


Gráfico 2: Desviaciones del Modelo

Entre los proyectos, de consumo intensivo de energía, que no concluyeron ni entraron en operación en el tiempo estipulado, se tienen la Cadena de Frio, el Nuevo centro de Convenciones, la Ciudad Hospitalaria de la CSS, de nuevos hospitales de provincias.

En el Pesin 2015-2029, se presentan leves deviaciones, referentes a subestimaciones de pronóstico, ante crecimientos significativos del consumo eléctrico, de todos los sectores básicos, con respecto al año precedente.

En cambio, los pronósticos del sistema eléctrico nacional, presentan en los años 2016 y 2017, unas elevadas sobrestimaciones de la demanda y de la DMG, producto de tasas menores de consumos, especialmente de los sectores residencial y comercial. Consumo eléctrico con una mejora sustancial en el FC, el cual varió 3% con respecto al año 2014.

El compendio de las desviaciones de las proyecciones ante los registros reales del consumo eléctrico sectorial, durante el periodo de análisis de los años 2005 – 2017, permite afirmar, que aun con las falencias mencionadas, la capacidad de predicción del modelo de regresión múltiple de PREEICA, se mantiene dentro de grados de calificación aceptables. El **Gráfico 2** muestra, que las desviaciones máximas se mantienen dentro de una franja máxima de +5 y - 4%, para ubicarse en

los dos últimos años, en una franja promedio entre 1 y 2%. Lo cual permite calificar estas predicciones entre buenas y excelentes.

EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2017 -2031

Aunque el análisis de los pronósticos globales del modelo versus los resultados reales presentados por el sistema eléctrico nacional, muestran en los últimos años desvíos aceptables, pero a lo interno de la estructura de consumo se han presentado desvíos de magnitud en los consumos sectoriales, algunos de los cuales se anulan entre sí. Por consiguiente, para validar de mejor forma el actual instrumento de pronóstico, se realiza el ejercicio de comparar en primera instancia, los estimados de pronósticos de los consumos sectoriales, del primer año del Modelo de PREEICA del PESIN 2017-2031, con los registros preliminares para del año.

Para el primer año de proyección del Plan de Expansión 2017-2031, se presentaron diferencias, nominales y porcentuales, respecto a los datos preliminares registrados a la fecha de elaboración del documento. En el cuadro siguiente, se presenta la validación estimada, para la proyección del primer año del último pronóstico presentado, PESIN 2017-2031.

VARIABLE	CONSUMO 2017 (GWh o MW)		
	PROYECCIÓN [1]		2017 (PREELIMINAR)
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA	
Residencial	2,904.4	2,905.0	2,878.9
Comercial	4,197.8	4,203.6	4,118.7
Industrial	701.6	702.6	650.7
Oficial	1,028.8	1,030.7	994.6
Alumbrado	197.0	197.2	207.3
Autoconsumo	5.7	5.7	5.3
Bloque	212.6	286.8	226.6
Otros	3.1	3.1	4.0
Pérdidas	1,508.1	1,558.1	1,447.6
TOTAL	**10,759.1**	**10,892.8**	**10,533.7**
DMG	**1,694.1**	**1,715.1**	**1,657.0**

DESVIACION (Proyección menos Real Preliminar)

VARIABLE	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO ALTO		PROMEDIOS	
	GWh o MW	%	GWh o MW	%	GWh o MW	%
Residencial	25.5	0.9%	26.10	0.9%	25.8	0.9%
Comercial	79.1	1.9%	84.90	2.1%	82.0	2.0%
Industrial	50.9	7.8%	51.90	8.0%	51.4	7.9%
Oficial	34.2	3.4%	36.10	3.6%	35.2	3.5%
Alumbrado	10.3	-5.0%	10.10	-4.9%	-10.2	-4.9%
Autoconsumo	0.4	7.5%	0.40	7.5%	0.4	7.5%
Bloque	14.0	-6.2%	60.20	26.6%	23.1	10.2%
Otros	0.9	-22.5%	0.90	-22.5%	-0.9	-22.5%
Pérdidas	60.5	4.2%	110.50	7.6%	85.5	5.9%
TOTAL	**225.4**	2.1%	**359.10**	3.4%	**292.3**	**2.77%**
DMG	**37.1**	**2.2%**	**58.10**	**3.5%**	**47.6**	**2.87%**

Tabla 6: Validación del Pronostico PESISN 2017- 2031, Primer Año

El pronóstico del año 2017 con respecto a los registros preliminares del consumo, muestran una desviación global promedio de 292.3 GWh, un 2.77 %, mientras la desviación promedio al pronóstico de la DMG, fue de 47.6 MW, sobrestimada en 2.87 %.

Como resultado de este ejercicio se infiere lo siguiente:

a) La proyección del consumo global de energía, para el año 2017, se sobrestimo en el escenario moderado en 225 GWh, sobrestimadas en 359 GWh en el escenario alto, para una desviación promedio de 292 GWh, lo cual representa un desvío promedio de 2.8%. gracias a la compensación entre los sectores de consumo residencial y comercial con el sector de consumo Bloque.

b) El estimado promedio de la DMG del año de 1,705 MW, proyectado en el Modelo resulto en una significativa desviación, de 37 MW con respecto al escenario moderado alcanzado de solo 1,657 MW.

c) La desviación porcentual promedio de 2.9 %. Demanda sobrestimada gracias al retraso de una cantidad de obras, que debían concluir en el periodo, como la Cadena de frio (refrigeración de abastos), concluida, pero sin inicio de operaciones, al igual que el retraso en la conclusión de la Terminal 2 del Aeropuerto de Tocumén.[14]

d) Entre los sectores básicos de consumo correspondientes, destaca la sobreestimación del consumo del sector, industrial y el Oficial, con 8 y 3.5%, respectivamente, por 51 y 35.2 GWh. Los pronósticos otros sectores básicos se desvían menos de 2% de los registros alcanzados.

e) El segmento de consumo Bloque, el incipiente consumo del Metro de Panamá, deducido del Sector Básico Oficial. A partir de julio del año 2015, el registro del consumo de la región económica de Bocas del Toro es absorbido por diversos los sectores de consumo Básico, por medio de la concesión de EDECHI. Además, se integró al Sector Bloque, el auto consumo de la ACP.

f) El registro del consumo de alumbrado Público supero en 10 GWh, los pronósticos, Esta subestimación de 4.9%, poder ser causada, gracias a las nuevas construcciones de vías y la incorporación de este servicio a antiguas comunidades sin el servicio y la agenda gubernamental del MIVIOT, de construir más de 100,000 viviendas en nuevas barriadas de tipo popular, a lo largo del país.[15]

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: 2017 y 2031.

[14] Reporte Diario de Operación del CND, del 28 de abril del 2017, el cual fija la demanda pico del sistema en 1,657 MW, como el máximo del año. Demanda que incluye la potencia autogenerada de la ACP.

[15] MIVIOT. Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial.

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 por presentación de la data original, la proyección excluye el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y los intercambios internacionales, (importación y exportación).

El horizonte histórico analizados consta a la fecha de 47 años (1970 – 2016), periodo del cual se tabularon en el inicio 80 variables de utilidad directa para los pronósticos, más otras 20 derivadas del primer grupo, para conformar una base de datos de 100 variables.

VARIABLES		DIRECTAS	INDIRECTAS	TOTAL	ESTRUCTURA
1	POBLACIÓN	4	3	7	7%
2	PRECIOS	1	2	3	3%
3	VALOR AGREGADO	57	12	69	69%
4	ELÉCTRICOS	18	3	21	21%
TOTAL		**80**	**20**	**100**	**100%**

Tabla 7: Variables de Los Pronósticos

La base de datos está conformada por variables con series históricas adecuadas (mayores de 15 años) y posibilidades de actualización, para su continuidad. El listado detallado se presenta en la sección correspondiente a evolución reciente y perspectivas.

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:

Crear condiciones de crecimiento del consumo eléctrico conformes al contexto histórico, este escenario mantiene las tendencias de las variables explicativas, con una evolución conservadora. En consecuencia, se estima el consumo de energía eléctrica, ligeramente superior al promedio histórico, dadas las evidencias de las recientes tendencias y se consideran incrementos y/o decrementos basados en cambios evidentes.

Escenario Alto u Optimista:

Visualizar un crecimiento alto del consumo eléctrico, respecto a los datos históricos, en este caso, se asumen cambios significativos en algunas de las variables explicativas, capaces de motivar incrementos del consumo de energía eléctrica superiores al promedio histórico, hasta un máximo razonable.

Escenario Bajo o Pesimista:

Considerar un cambio brusco de sentido en la tendencia de los últimos años de las variables de impacto, que produzcan disminuciones significativas en el consumo de energía eléctrica.

El escenario Moderado, considera un derrotero de crecimiento conservador, fundamentado en el desarrollo económico reciente, sin dejar de lado 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. Además, el escenario Moderado considera incrementos futuros de demanda de energía, de mega proyectos estatales en ejecución, con cierta certidumbre.

El escenario alto se fundamenta en el hecho, que a lo interno, Panamá se encuentra en una etapa de plena evolución y crecimiento económico sostenido que propician la inversión privada extranjera.[16] Adicionalmente, se prevén en general favorables las condiciones socio políticas y económicas internas, basada principalmente en la ejecución exitosa de la ampliación del Canal de Panamá y de los beneficios futuros de otros mega proyectos de infraestructura en ejecución por el Estado, además de la consideración de proyectos privados y estatales programados o idealizados en el largo plazo con cierto grado de certidumbre.

En el escenario bajo o pesimista se contempla entre otras causas, posibles retrocesos adicionales más allá del periodo de 2008-2009, derivados de una crisis internacional, que no da claras señales de su fin, ya que, a la fecha, no son claras aun las dimensiones de los problemas económicos estructurales de Europa y de la primera economía del mundo, Estados Unidos, cuya dimensión e impacto sobre la economía mundial en el mediano plazo, aun son inciertos. La misma ha derivado en una des-aceleración paulatina de la economía china y de otros “tigres asiáticos”, lo cual obliga a restructuraciones a lo interno de sus economías. Por ejemplo, China ha caído de un promedio anual sostenido de más de

[16] Como se ha mencionado anteriormente, la economía nacional se encuentra aún en línea de crecimiento, aun cuando el entorno económico-comercial global de estos últimos tres años, muestran que el empuje económico ha desacelerado, con respecto al quinquenio anterior.

10% en las dos décadas anteriores, a menos del 7% en los últimos tres años, y con tendencia a la baja.[17]

La profundización de estos males en otros ámbitos de la relación económica mundial, significaría que la actividad nacional más dinámica como es el Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones, que transita alrededor de los servicios del Canal de Panamá y sus derivados, explica más de un quinto de la economía nacional, sufriría de un sostenido e importante des–aceleramiento. Lo que se traduciría en una operación disminuida del Canal, ante las expectativas que se analizaron para la toma de la decisión de la ampliación del Canal, que preveía una inmensa cantidad de beneficios para la economía nacional, a partir del año 2015. El inicio original de operaciones del Canal de Panamá, debió de ser a fines del año 2014, dos años antes de la verdadera entrada en operaciones de la ampliación, en agosto del 2016.

Situación que sumado a otros efectos derivados del estado de la economía mundial en otras actividades, influirían negativamente en el desempeño de las mismas, como son la Construcción, Hoteles y Restaurantes, la intermediación financiera, que en conjunto con la actividad de Transporte y Almacenamiento, explican la mitad del Producto Interno Bruto, lo definirían un des-aceleramiento total de los parámetros macroeconómicos y por consiguiente se reflejaría en el corto plazo en una deprimida demanda eléctrica.

Respecto a la probabilidad de ocurrencia de los escenarios planteados, se podría afirmar que los tres escenarios tienen igual posibilidad, dada la incertidumbre de las variables explicativas del modelo y a la falta conceptos fundamentados para valorar y cuantificar un escenario sobre otro.[18]

Sin embargo, dadas las incertidumbres de evolución de algunas variables en el corto y mediano plazo, el pronóstico medio o moderado, se ha elaborado de manera que refleje las mayores posibilidades de ocurrencia.

Consumos inferiores a los resultados del escenario moderado, originados en movimientos geopolíticos imprevistos, en problemas bélicos internacionales o en inesperadas catástrofes naturales regionales, por ejemplo, están fuera del alcance de estas proyecciones.

[17] Oficialmente La República Popular China estableció su crecimiento económico en 6.9% en el 2015.

[18] Para matizar la probabilidad de ocurrencia de un escenario sobre los otros se requerirían de pronosticar los derroteros de las variables socio-económicas que sustentan los escenarios, labor que trasciende los objetivos de este informe.

EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

En esta sección se presenta la base de datos de referencia histórica del consumo eléctrico panameño y las variables explicativas asociadas al mismo. Además, se presentan las perspectivas por grupo o sección de cada variable explicativa, para comprender las hipótesis de evolución.

A la fecha, la base de datos incluye los indicadores estadísticos históricos anuales, correspondientes a los últimos 47 años (1970-2017); sin embargo, en la mayoría de los casos se circunscribe a los últimos 10 a 15 años, dado que corresponde al periodo en que las variables, definen las perspectivas.

Más adelante se analizarán en detalle las variables macroeconómicas principales que interactúan activamente con los indicadores eléctricos en el desarrollo de las ecuaciones del MODELO. Variables que crean las condiciones hacia el mayor o menor consumo de electricidad en el sistema interconectado nacional.

Variables externas al sistema eléctrico, que se analizarán en mayor detalle son la población urbana y rural del país, PIB global, PIB manufacturero, variación del nivel de precios en el país (Inflación). Todas componentes esenciales de las ecuaciones de regresión del Modelo.

Además, se analizan con igual precisión los indicadores del sistema eléctrico nacional, como el precio promedio de la energía eléctrica (PRETOT), los precios históricos y futuros de los combustibles insumidos en el proceso de generación eléctrica, ventas de electricidad total, ventas a los sectores de básicos de consumo, las pérdidas de electricidad, el factor de carga del sistema.

Por metodología se presenta un listado simplificado de la base de datos utilizados como insumos del modelo, con sus respectivas fuentes de información.

	CANTIDAD		DESCRIPCIÓN	FUENTE	ESTRUCTURA		
	DATOS SOCIOECONÓMICOS						
		POBLACIÓN					
1	1	1	Población rural	Fórmula			
2	2	2	Población rural masculina	CGR			
3	3	3	Población rural femenina				79%
4	4	4	Población urbana	Fórmula			
5	5	5	Población urbana masculina	CGR			
6	6	6	Población urbana femenina				
7	7	7	Población total	Fórmula	7	7%	
		PRECIOS					
8	8	1	Inflación de Panamá	COPE			
9	9	2	IPC anual de Panamá (1987 = 100)	Fórmula			
10	10	3	Precio ponderado real de energía eléctrica	Fórmula	3	3%	
		VALOR AGREGADO (PIB)					
11	11	1	Agricultura, silvicultura y caza				
12	12	2	Pesca				
13	12	3	Explotación de minas y canteras				
14	13	4	Industria manufacturera				
15	13	5	Electricidad, gas y agua				
16	14	6	Construcción				
17	14	7	Comercio al por mayor y al por menor				
18	15	8	Hoteles y restaurantes				
19	15	9	Transporte, almacenamiento y comunicaciones	CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (CGR), TRES SERIES DE BASES DIFERENTES, (1970, 1982 Y 1996)			
20	16	10	Intermediación financiera				
21	16	11	Actividades inmobiliarias empresariales y alquiler				
22	17	12	Enseñanza privada				
23	17	13	Actividades de servicios sociales y de salud				
24	18	14	Otras actividades comunitarias, sociales y personales				
25	18	15	Servicio de intermediación financiera				
26	19	16	Productores de servicios gubernamentales				
27	19	17	Productores de servicios domésticos				
28	20	18	Derechos de importación e ITBM				
29	20	19	ITBM que grava las compras de los hogares				
30	21	20	Producto interno bruto del sector comercial				
31	21	21	Producto interno bruto del sector manufacturero	Fórmula			
32	22	22	Producto interno bruto real según				
33	22	23	Producto interno bruto real de sectores subtitutos		69	69%	
	DATOS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD						
34	1		Facturación de energía eléctrica	IRHE 1970-1997 & ASEP 1998-2006			
35	2		Factor de carga eléctrica				
36	3		Ventas de energía en alumbrado público				
37	4		Energía autoconsumida por distribuidoras				
38	5		Ventas de energía bloques independientes				
39	6		Generación bruta de energía eléctrica				
40	7		Ventas de energía en sector comercial	COMISIÓN DE POLÍTICA ECONÓMICIA (COPE)			
41	8		Energía eléctrica disponible				
42	9		Ventas de energía en sector industrial				
43	10		Generación neta de energía eléctrica				
44	11		Ventas de energía en sector oficial				
45	12		Ventas de energía en otros sectores				
46	13		Pérdidas de energía eléctrica	Fórmula			
47	14		Pérdidas no técnicas				
48	15		Pérdidas técnicas en distribución	COPE			
49	16		Pérdidas técnicas en generación y transmisión				
50	17		Ventas de energía en sector residencial				
51	18		Ventas de energía en sectores básicos de consumo (residencial, comercial, industrial y oficial)	Fórmula			
52	19		Ventas de energía eléctrica				
53	20		Demanda máxima de potencia eléctrica				
54	21		Potencia eléctrica instalada	COPE	21	21%	21%
			TOTAL		100	100%	100%

Tabla 8: Insumos del Modelo

A continuación, en el siguiente acápite, se describen algunos aspectos importantes de la evolución reciente de estos datos.

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 CEPAL, realiza las conciliaciones, estimaciones, proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2050.[19]

En el mes de mayo del 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. Por lo cual, el INEC realizó una conciliación demográfica de los datos registrados, en los años 1950-2010 y adecúo la proyección de población para los años 2010-2050. Esta nueva versión de proyección se realizó en base a los nuevos datos censales del 2010 y a los registros de los nacimientos y defunciones anuales que lleva la Sección de Estadísticas Vitales del INEC. Lo que se resumen en el documento, Estimaciones y Proyecciones de la Población total del País, por Sexo y Edad: años 1950-2050.[20]

De acuerdo a sus resultados, es evidente que existe una disminución significativa de la fecundidad a nivel nacional, resultando en la última década en una **tasa anual de crecimiento promedio** (TCP) de 1.80, cuando en la década 1990-2000 se estimaba para este periodo un TCP mayor de 2.00. Este lento crecimiento poblacional, paso en esta última década de 3,040,701 a 3,661,835 personas, con 50.3 % de la población total concentrada en la provincia de Panamá, casi toda ella, población urbana.

Del censo del 2010, se tiene una nueva versión de la proyección de población del país, por provincia, comarca, sexo y edad, no así la referencia de población urbana – rural, premisa muy necesaria para la

[19] Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE) publica en Internet (http://www.cepal.org/estadisticas/).

[20] El cual se elaboró con el apoyo de los especialistas en demografía de CELADE, una nueva versión de la proyección. La cual se presentó en julio del 2011, como un avance del boletín definitivo.

modelización de los pronósticos de consumo de electricidad.

Con esta nueva proyección se estimó al 1 de julio del 2010 una población total, levemente diferente al estimado estadístico anterior de 3,585,654 habitantes[21], con un TCP de 1.78%, para los próximos cinco años, según la muevas hipótesis de evolución futura, aún vigentes. La nueva cifra de población establecidas por el INEC, para el primero de julio de 2010 es de 3,661,835. No existe aún información segmentada de la población urbana y rural, variable imprescindible en la regresión del segmento de consumo residencial, que explica en la actualidad el 26% del consumo total de electricidad, en el país.[22]

La hipótesis de proyección anterior, espera que la población panameña crezca a un ritmo de 1.44 por ciento anual, para alcanzar una población total, al 1 de julio de 2020 de 4,278,500 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.[23]

En consideración, que al presente el INEC no tiene aún las hipótesis de crecimiento poblacionales alternativos, para utilizar en los escenarios optimistas o pesimistas de pronósticos de la energía eléctrica, mucho menos los estimados de distribución de la población en urbano y rural. Desde el informe de Estudios Básicos del PESIN 2016 – 2030, se parte de la población pre - estimada para el año 2010, en alrededor de 3.7 millones de personas, se utilizarán con las consideraciones del caso, los TPC anuales derivadas de las hipótesis altas y baja de la anterior proyección poblacional.

Según esta proyección, publicada 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.[24] Vale destacar que la Provincia de Panamá, con más de 51% de la población total, pose el mayor porcentaje de residentes en su área urbana, con 90.6%, lo que

[21] INEC, Boletín No. 13 Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, por Sexo y Edad, editado el 15 de octubre del 2012.

[22] A fecha muy reciente, que no ha permitido su análisis, el INEC ha editado proyecciones más completas de la población por Sexo y edad a 2000 -2030. Fecha de edición, 19 de diciembre de 2012. *A posteriori*, se han publicado cinco boletines complementarios del Censo de Población del año 2010, que no agregan información pertinente al Modelo. El Boletín No. 18, 24 de abril del 2015.

[23] Los registros migratorios, están actualmente bajo un nuevo programa llamado “Crisol de Razas”, que conlleva la documentación de esta población flotante, actualmente indocumentada

[24] 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.

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, 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 primera instancia, el INEC pronosticaba un crecimiento anual de 1.66%, para el periodo comprendido entre los años 2006 y 2010, sin considerar los impactos de inmigración motivados por la ampliación del canal, ni los nuevos proyectos de "turismo residencial". Derivado de la misma proyección, la entidad pronosticaba una tasa de crecimiento urbano y rural en la República de 1.98 y 1.07, por cada 100 personas. Parámetros en disminución en comparación a los estimados del quinquenio anterior de 2.26 y 1.11.

Es así, que se observa en el **Gráfico 3**, que la tasa de crecimiento rural se mantiene con crecimientos marginalmente negativos, lo que implica la fuerte migración interna hacia el área urbana, especialmente el área metro. Además, durante este periodo se han ido integrando mayores servicios públicos a más cantidades de pequeños poblados del interior del país, con lo que han adquirido características urbanas, transformando la caracterización de la población de estos asentamientos.

En suma, la población urbana viene 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, con lo cual la población total viene creciendo cada vez más lentamente.

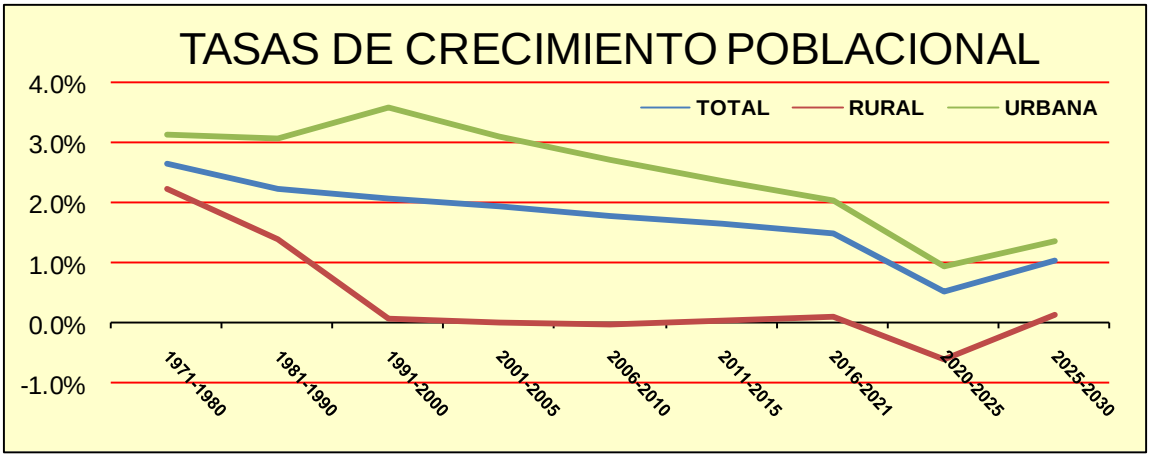


Gráfico 3: Tasas de Crecimiento Poblacional

De acuerdo a la combinación ajustada de dichas proyecciones, durante los 15 años del horizonte de planeamiento, (2018-2032), Panamá contará en los próximos quince años con un adicional de 838 mil habitantes, para alcanzar un estimado de población total en el año 2032, de 4 millones 932 mil habitantes. Pero alrededor de 315 mil habitantes adicionales en edad de trabajar, mayores de 15 años y menores de 64 años, lo que se traduce en una estructura de población productiva que se reduce, de 72% a 62%.

Esta estructura de población muestra un TCP anual de 1.3% aproximadamente, la mayoría de esta población, el 68%, habitando áreas urbanas. Estas proyecciones no consideran eventos o condiciones extraordinarios, que podrían incrementarlas. Así, como a la inexistencia actual de políticas generales de Estado de largo plazo, que incentiven el desarrollo sostenible de las áreas rurales, que conlleven un propósito final de retener población y mucho menos incrementarla.

Como se puede apreciar en el **Gráfico 4**, la tendencia predominante es a profundizar la carga poblacional en las áreas urbanas. 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.

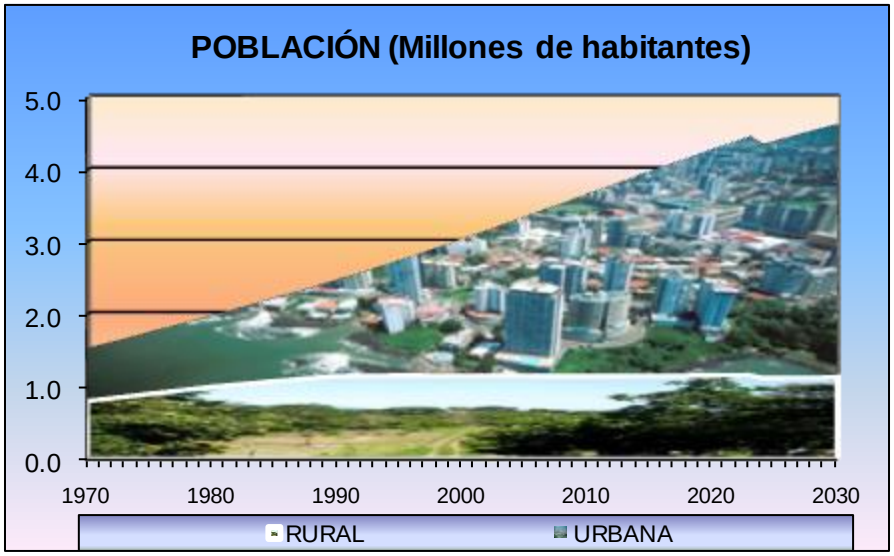


Gráfico 4: Población (Millones de Habitantes)

Adicional a los factores tradicionales considerados en las proyecciones de población, elaboradas por la Contraloría General de la República, se analizaron en los pronósticos de demanda precedentes, las perspectivas recientes, que podrían propiciar significativos crecimientos de población.

Las actividades económicas y comerciales no tradicionales

Las perspectivas de crecimiento poblacional sobre estas actividades han ido decayendo con el transcurso del tiempo, en consideración a los cambios recientes en la economía mundial. Por el momento, persiste la postergación y/o suspensión definitiva de anteriores anteproyectos de inversiones previstas en mega puertos, astilleros, de la instalación en territorio nacional de casas matrices de empresas multinacionales, entre otras actividades.

Por lo cual ha decaído el número de trámites de permisos de trabajo a extranjeros, permitidos dentro de la legislación laboral, de hasta un 10% de la planilla de una compañía. Mano de obra especializada de empresas multinacionales que mudan oficinas regionales al país, por las ventajas comparativas que se ofrecen para su establecimiento.[25]

El "Turismo Residencial"

Al igual que los puntos anteriores, el impacto poblacional, reflejado por la construcción de edificios y conglomerados habitacionales

[25] Por lo general, profesionales de alto nivel que viajan con sus familias, requiriendo servicios. Con lo cual se estima puede estimar una población flotante de hasta 20,000 personas.

destinados al "turismo residencial" de reciente promoción masiva en el País, también han decaído. Este comportamiento se refleja en la disminución de la actividad de construcción en el PIB, lo cual explica el menor número de permisos de construcción, de proyectos residenciales, principalmente en la ciudad de Panamá[26], con respecto años anteriores. De igual forma se reduce la promoción de proyectos destinados al turismo residencial, en las aéreas costeras de la provincia de Panamá, Coclé y de las tierras altas de Chiriquí, los cuales estaban destinados, en su mayoría, a la venta en el exterior, especialmente en Norteamérica y Europa (específicamente España.)

Con lo cual se atenuaron temporalmente las anteriores expectativas generadas por el llamado "turismo residencial", el cual tuvo un impacto especifico en la actividad construcción, al postergarse totalmente varios de los proyectos más grandes que estaban en etapas incipientes de realización, mientras solo se terminaban aquellos que se encontraban más avanzados, algunos otros se minimizaban o modificaban en etapas de mayor plazo, con los perjuicios inherentes. Adicionalmente, la cuantificación del impacto de complejos residenciales en el interior del país es más incierta, por falta de registros disponibles y centralizados de los permisos de construcción y de ocupación

La incertidumbre generada en la cuantificación de esta población flotante y en consideración al marginal impacto que esta tiene sobre el consumo energético y en la ausencia de mayor información se omitieron los cálculos generados, anteriormente, pues se supone, que el análisis migratorio internacional contempla este fenómeno, dentro de las `proyecciones de población. "Dada la incertidumbre de comportamiento futuro de esta variable, la proyección se desarrolló bajo el supuesto que…. *el saldo migratorio sería positivo y con tendencia al descenso. Se estima que esta corriente migratoria fluctuará entre 3,000 a 2,500 personas por quinquenio….*"[27]

A la fecha, se menciona una nueva condición, que puede generar presión al incremento potencial de la población, derivado del actual impulso económico del país. Este nuevo elemento a considerar, es la creación,

[26] Del año 2006, existían más de 10 proyectos de edificios en concepto y en construcción en Panamá que competían entre los más altos de América Latina, con más de 50 pisos, y alrededor de 150 edificios más en construcción de menor envergadura que complementaban una fuerte oferta de bienes y raíces en el mercado.

[27] Boletín Nº 7, Estimaciones y Proyecciones de la Población Total del País, por Sexo y Edad 1950 – 2050.

instalación y crecimiento de empresas en el país, las cuales encuentran limitante en la escasez de mano de obra especializada, "que podría ser solucionada con la legalización de inmigrantes."[28] Esta nueva condición debe ser tema de consideración para análisis más profundos sobre el tema poblacional.

Como mencionamos anteriormente, para los escenarios de proyección de la demanda de electricidad se utilizaron los escenarios de crecimiento de población total, Hipótesis II Alta, e Hipótesis IV Baja para los escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica optimista y baja, respectivamente.[29] Con respecto al escenario de demanda medio se utiliza la proyección de crecimiento de la población, elaborada por el INEC con base en los datos censales recabados con el último Censo de Población, de mayo del 2010.

A continuación, se presenta un resumen comparativo de las tasas de la proyección del INEC, utilizadas para el pronóstico moderado, frente a las tasas de crecimiento poblacional optimista, en que implícitamente se consideran los impactos inmigratorios de las actividades antes descritas.

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS

PERIODOS	*MODERADO*	*OPTIMISTA*	*PESIMISTA*
2007-2010	1.80%	1.80%	1.80%
2011-2017	1.41%	1.61%	1.06%
2018-2021	1.23%	1.49%	0.88%
2022-2026	1.08%	1.39%	0.70%
2027-2032	0.92%	1.28%	0.48%
2018-2032	1.06%	1.37%	0.66%

Tabla 9: Tasas Anuales Acumulativas, Según Escenarios

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

[28] SIP: La mayor limitante es la escasez de mano de obra. La Prensa miércoles 12 de diciembre de 2011, Economía, página 54ª.

[29] Ídem

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[30], la inflación se manifiesta con una tasa promedio anual de 5.1%, 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 digito porcentual, de 0.4%, 0.4% y 0.5%. 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 2017, solo alcanzó un valor de 0.5 %.

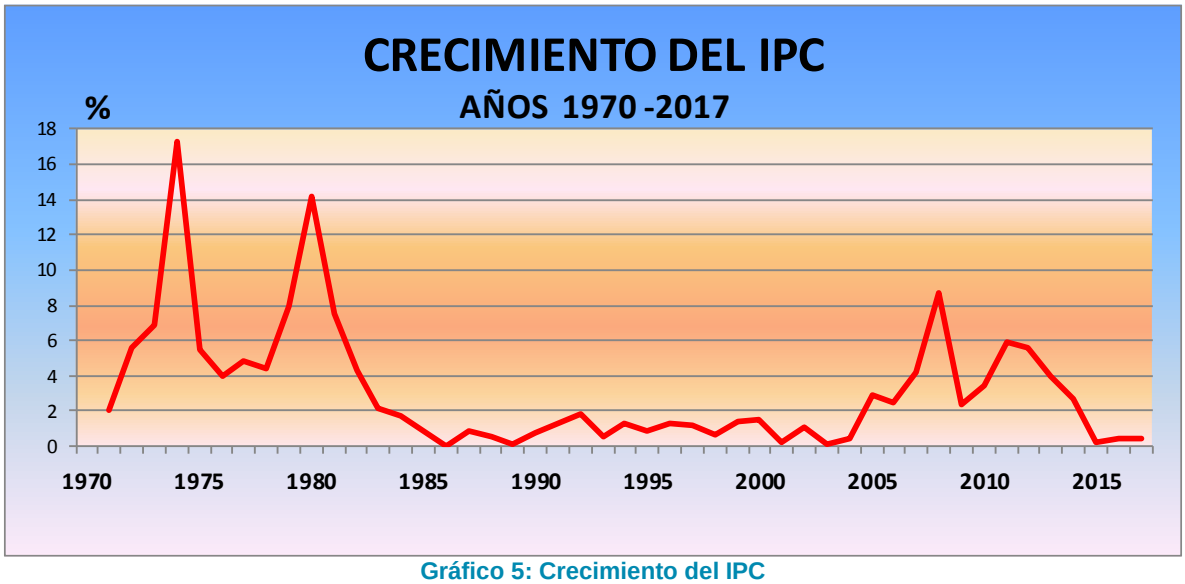


Gráfico 5: Crecimiento del IPC

El **Gráfico 5** 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 4.5%. En los últimos años, 2015-2017, los índices de precios han regresado a

[30] 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.

niveles menores de 1%, que esperamos sea el inicio de una nueva y larga etapa de baja inflación.

Al analizar toda la serie, los máximos registros corresponden a los años 1970/1973 y 1979/1981, entronizados dentro de anteriores periodos de crisis económicas mundiales, provocadas también, por el fuerte incremento de los precios del crudo de petróleo, años 1973–1974 y 1980-1982. Resultado de los cambios geopolíticos de la época, impulsados por el control de la producción y por consiguiente de la determinación de los precios de los hidrocarburos, por el Cartel de la OPEP. Lo que ocasionó a su vez, una escasez mundial de liquidez, en las principales economías del mundo, importadoras netas de combustibles.

El último periodo de alta inflación en nuestro país, 2006 - 2014, fue impulsado principalmente por variables exógenas al sistema económico nacional, así como del efecto combinado de la presión sobre los recursos financieros y laborales del país, durante la ampliación del Canal, en conjunto con la fuerte inversión paralela de otras mega obras estatales.

La componente externa de ese periodo inflacionario se manifiesta, en los precios de los artículos importados, como se evidencia en el incremento sostenido en estos años de los precios de los combustibles y sus derivados, al igual que el efecto en los alimentos y artículos primordiales de consumo doméstico.

El alto índice mensual alcanzado por el IPC durante el año 2008, se convirtió en un des-acelerador del consumo doméstico con su efecto derivado en todos los aspectos de la economía nacional. La fuerte presión sobre la espiral de precios mundiales y por ende en el país, con su inmediato efecto en el poder adquisitivo nacional, se minimizó, con la caída espectacular del precio internacional del petróleo en el año 2008, que paso de su máximo histórico, de 146 dólares por barril de crudo, alcanzado en junio de ese año, a un precio de aproximadamente 41 dólares a fin del mismo año.

Durante el año 2009, el IPC fue declinando mensualmente, desde el mes de enero, con un IPC de 4.9% a diciembre a un 1.9% con respecto a los mismos meses del año 2008. Como un efecto directo de los precios de los alimentos, el rubro cayó de 12.6 a -0.2%, respectivamente. Gracias, a esto se alcanzó una tasa de inflación acumulada anual de 2.4%, para el 2009.

Esta declinación de los indicadores de precios del año 2009 fue consecuente principalmente con la desaceleración económica de ese año, dada la disminución del comercio mundial, lo que disminuye la presión sobre los bienes a lo interno de la economía, en conjunto con la estabilización del precio internacional del crudo de petróleo, principal causa del efecto inflacionario doméstico, en una banda de precios, entre 60 y 70 $/b.

La inflación total del año 2010 reflejada por el comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC), registró un aumento promedio anual de 3.5 con respecto al año 2009. Los registros mensuales de ese año, variaron de 3.1 en el mes de enero a un 4.9 en el mes de diciembre. El aumento paulatino del indicador de inflación, conllevo a un repunte del fenómeno inflacionario, como lo refleja la gráfica anterior.

Los registros mensuales del incremento de los precios en los años 2011 al 2013, evidenciaron un creciente impulso de los precios, con registros de 5.9, 5.6 y 4% respectivamente. En cambio, el año 2014, reflejó la estabilización de algunos precios, para promediar una inflación anual de 2.6%.

El análisis de la inflación, requiere de consideraciones específicas, su efecto en los últimos años, no es equitativa en todos los rubros, ni sobre las consecuencias, que el incremento de precios provoca en los diferentes segmentos, en que se compone la sociedad panameña.

El efecto inflacionario, es de mayor impacto, en el indicador de costo de los alimentos o sea sobre la "canasta básica". El rubro Alimentos y Bebidas, impacta con mayor fuerza en los grupos más vulnerables de la sociedad, segmentos de la población de menores ingresos. Como ejemplo, el fuerte impacto de la inflación en este rubro se refleja con los incrementos mensuales de hasta 9.5, para terminar el año 2012 con un incremento promedio anual en este rubro, de 8.%. El de mayor peso ponderado en el índice global, IPC [31]

Curiosamente, el comportamiento entre el indicador global y el incremento de precios de los alimentos y bebidas en el año 2011 mostró incrementos similares.

Existen otros rubros importantes dentro del ICP, que contribuyen significativamente al incremento inflacionario de la economía nacional.

Por ejemplo, mientras en el año 2011, el índice global fue de 5.9%, se destacan, entre otros, el rubro de transporte en 12.3%, impulsado por el incremento de precios de los combustibles con 25.1%, que influyó a su vez el servicio de transporte publico 13.3%, tanto como el precio de otros servicios de transporte.[32]

[31] El grupo de bienes y servicios correspondientes a la Alimentos y Bebidas, de acuerdo al diseño del IPC tiene una importancia de 32 5%, menor al valor asignado en el IPC con base en el año 1987 el cual fue fijado en su momento en un 35%, lo que refleja el cambio estimado en las condiciones de vida actuales en el panameño urbano. Al ser este rubro el de mayor peso ponderado a medida, que se disminuye el ingreso familiar, su efecto proporcionalmente mayor en los estratos bajos.

[32] El grupo de bienes y Servicios de Transporte es el segundo en importancia dentro del diseño del IPC con 13.8% En el año 2011, este rubro tuvo una variación de 12.3%.

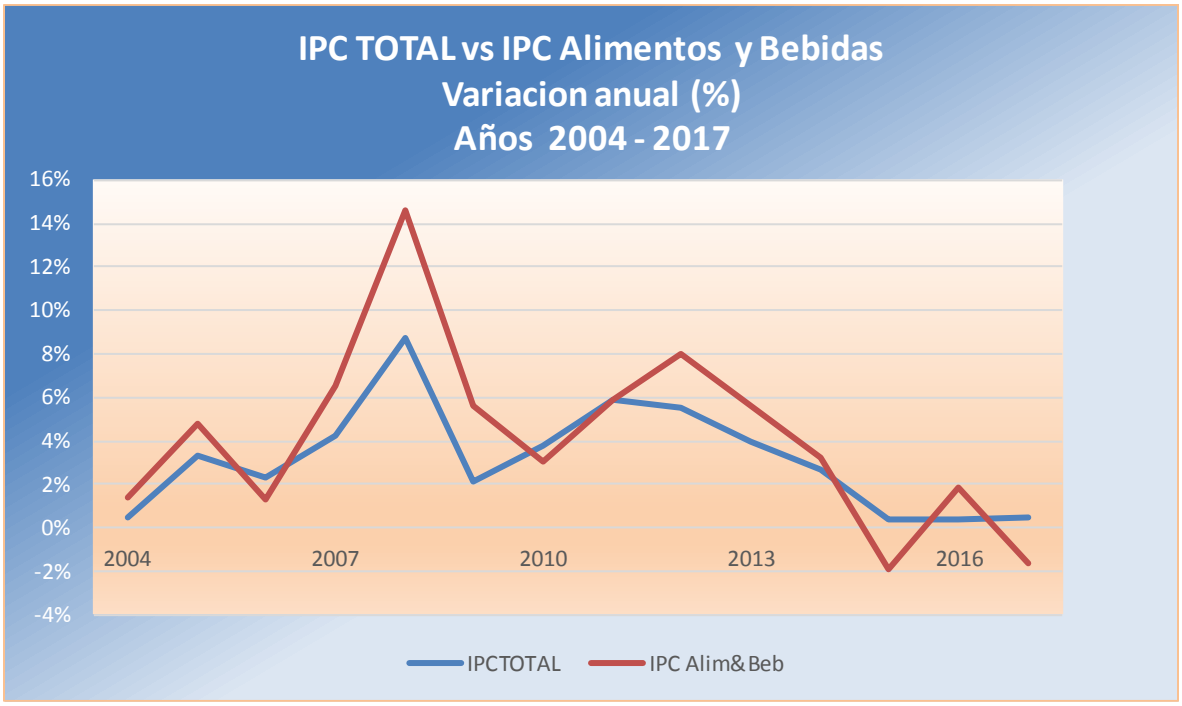


Gráfico 6: IPC Total vs IPC Alimentos y Bebidas

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 7: Poder Adquisitivo

Desde el año 2015, el poder adquisitivo del consumidor nacional se ha reducido en un 35%, con respecto al poder de compra del año 2003. Lo que, en otras palabras, significa que 100 Balboas en el año 2017, solo compran una cantidad de bienes por un valor sesenta y cinco Balboas, de la misma calidad de los que se compraban en el año 2003.

Pero 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 estadunidense, esconde la caída adicional del poder adquisitivo de compra de nuestra economía, con respecto a sus compras en Sud 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.

En el año 2015, la paridad de intercambio del dólar norteamericano con respecto a las monedas europeas y asiáticas se ha fortalecido. Situación que ha favorecido la compra de insumos y de mercancía de consumo de la economía panameña, pero por otro lado encarece el valor de mercancías de exportación, lo que desfavorece las actividades nacionales de comercio y servicios hacia el exterior.

Panamá tiene en la actualidad, tres formas diferentes de evaluar, el actual desempeño económico de la Nación. En primer lugar, se tiene el Producto Interno Bruto (PIB), estadístico anual segmentado por actividad económica. [33] Es uno de los estadísticos nacionales con mayor serie de registros, más de 60 años de datos.

No obstante, los cambios estructurales ocurridos en la economía durante los últimos años, justificaron la necesidad de disponer de herramientas adicionales de análisis en períodos menores a un año; que permitieran preparar informes oportunos de la coyuntura económica, a modo de proveer los elementos de juicio apropiados para la toma de decisiones. Por lo cual, el INEC implemento desde la década de 80', el Índice Mensual de la Actividad Económica (IMAE), como el método apropiado de "*tantear"* el desarrollo de las actividades económicas, en periodos menores de un año.[34]

A posteriori, la necesidad de dotar a la región, de modernas técnicas estadísticas, para el seguimiento más preciso de los fenómenos económicos más importantes de un país como son la producción, precios, empleo, base monetaria y otros, en períodos sub-anuales, se desarrolló por los Entes Multinacionales una nueva herramienta estadística de medición, Producto Interno Bruto Trimestral (PIBT). Con la cual, se puede determinar el comportamiento de la economía, en periodos de corto plazo.[35] Indicador, implementado por el INEC a partir del año 2005.

Aunque ambos indicadores de corto plazo están disponibles por el INEC, no son totalmente comparables por no ser sus cifras por categoría económica, cien por ciento comparables y compatibles. Por lo cual, el uso de uno u otro, está determinado por los objetivos de la propia investigación.

Siendo el PIB anual, el estadístico nacional segmentado por actividad económica más antiguo que mide el desempeño de la actividad económica con una mayor serie de tiempo, es el indicador referente establecido, para valorar la producción del país a través del tiempo.

Al momento del desarrollo del Modelo PREEICA, año 2003, existían varias series que median las Cuentas Nacionales (PIB), para los años 1946-2002, referidas a los antiguos años base 1950, 1960, 1970 y 1982 y el año base 1996 (vigente al momento). Los consultores de PREEICA tomaron

[33] Sistemas de Cuentas Nacionales (SNC 1993), Recomendación de FMI, ONU, WB, FMI, EOCD, Comisión Europea.
[34] DEC, Dirección de Estadística y Censo, antigua INEC.
[35] El estadístico PIBT, a la fecha, no contempla, aun una serie extensa de datos.

como referencia la Serie Base 1982, para el pronóstico del Modelo de la demanda eléctrica, debido a que al momento cubría un periodo de tiempo más extenso, 21 años (1980-2001). Los datos anteriores al año 1980, años 1970 -1979 se derivaron de la Serie Base 1970, mientras que los datos subsiguientes al periodo de 2002 en adelante que procedían de la nueva Serie con Base en el año 1996, se empalmaban a la base del año 1982.

En los siguientes párrafos, se presenta la evolución del PIB total y se analiza con igual detalle el comportamiento del PIB de la Industria Manufacturera, para el pronóstico de la energía eléctrica. Dada la importancia, que en la mayor parte de los sistemas eléctricos tiene el consumo de electricidad en la actividad secundaria de fabricación.

Evolución Reciente de la Economía Nacional

Como se observa en el **Gráfico 8**, luego que el Producto real estuvo creciendo a una rata de 4.6%, en la década anterior, 1991-1998, con sus altas y bajas se presentó un periodo recesivo, quinquenio 1999-2003 en que la tasa de crecimiento cayó hasta 0.3%, en el año 2001. Luego se presenta un nuevo ciclo o periodo de expansión económica mundial 2004-2008, en que Panamá mantuvo un crecimiento real promedio anual en el quinquenio de 8.7%. Parámetro, solo superado en la última década, por los países en desarrollo con mayor dinamismo económico, a nivel mundial. Países de Asia, como China e India con tasas de crecimiento anual sostenidas, durante el mismo periodo, de 10.8 y 8.9%, respectivamente, gracias a las excelentes condiciones de mano de obra barata, dentro de un mundo globalizado.

El año 2009, se marca como un año de quiebre, al terminar el año económico con un registro de crecimiento real de solo 1.2%. Con lo cual, Panamá termina uno de sus mejores ciclos de alto crecimiento económico, en toda su historia republicana, 7.9% anual sostenido. Gracias a factores de impulso extra nacional, como el precio alcanzado por el crudo de petróleo y las repercusiones de la crisis financiera del “Primer Mundo”, en el año 2008.

La alta volatilidad, que se presentó en los precios del petróleo, en el año 2009 y en consecuencia en todas las fuentes de energía, en tan corto tiempo. No fue prevista, en vista de los excelentes escenarios económicos que se presentaron del 2005 al 2008.

Este fuerte incremento de los precios de los hidrocarburos, tuvo un alto impacto en nuestra economía

doméstica, al afectar los precios de las principales materias primas, con lo cual se inició el efecto inflacionario, ya explicado.

Adicionalmente, se desplegó una crisis financiera global, desencadenada en los países de Europa y los Estados Unidos, con lo cual sobrevino un retroceso global de la economía en el año 2009, donde Panamá fue una de las escasas economías en obtener una tasa positiva, de 1.2%.

Aunque, este fue un crecimiento positivo, resultó ser un significativo des aceleramiento con respecto a los momios obtenidos en el reciente periodo de crecimiento, 2003-2008, tasa sostenida de 8.8%. Luego, en los siguientes años, se retoma el buen desempeño de la economía en donde se alcanza una tasa promedio anual de 7.9%, para el periodo 2009-2015.

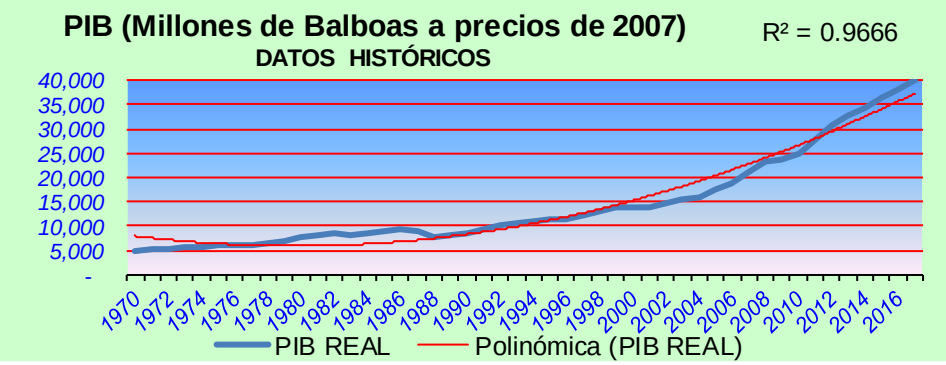


Gráfico 8: Evolución del Producto Interno Bruto - Años 1970-2017

Producto Interno Bruto con Base Año 2007

Desde el PESIN 2015-2029, ETESA tomó, la decisión de utilizar las recientes actualizaciones, de los diversos estadísticos, emitidos por INEC. El INEC reformuló e implemento nuevas y recientes series del PIB, del IPC y otros estadísticos emitidos y publicados, desde el año 2012.[36]

Fue necesario reactualizar la información estadística con base en el año 1982, como fue establecida desde el inicio en el modelo PREEICA.[37]

El INEC, presenta a partir del año 2012, cifras macroeconómicas anuales con una base de referencia más reciente, año Base 2007, para las

[36] La dinámica del proceso económico, requiere de actualizaciones lo más recientes posibles de las estructuras de las cuentas nacionales, con el fin de que se generen variables siempre representativas de la evolución económica anual y poder comparar su comportamiento en el tiempo.

[37] Pronostico de La Demanda Eléctrica de Panamá, Informe Final, septiembre del 2003, Paginas 5-6

series del PIB y del PIBT, por categorías de actividad económica, a precios corrientes y constantes, actualizadas e incorporando mejoras requeridas. Por la cual, los registros del PIB de las diversas series, desde 1970 al año 2016, son llevados a la Base 2007.

Por consiguiente, en este informe se empalmará la serie de registros anuales de datos de la producción nacional 2007-2013, con las series de los años bases 1970, 1982, y 1996, que cubre todo el periodo utilizado en el Modelo de Pronósticos de PREEICA, años 1970 -2015.

La evolución histórica del PIB en los últimos 47 años muestra en general un crecimiento estable, con un parámetro crecimiento anual sostenido en el periodo de 4.78%, en el cual se observan pequeños periodos de contracción. El coeficiente de determinación de 0.9666 de la curva de tendencia polinómica, del PIB, muestra mayor dispersión en los valores de los últimos años con respecto a la media. 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 8.0% 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 7.7% y el periodo 2010-2013 de 9.2%, con lo cual, la economía nacional retorno a la zona de excelentes perspectivas.

Durante los años 2013 al 2017, el PIB alcanzó registros más bajos, pero todavía dentro los niveles de crecimiento. Para el año 2013 fue de 6.9 %, el año 2014 el PIB cayó a 5.1, el año 2015 el registro alcanzado fue de 5.6%, y el año 2016 5.0% y el año 2017 con un registro 5.4%, para un promedio anual de 5.3%.[38] Que, de mantenerse como un parámetro sostenido, permitiría, que en términos reales. el nivel alcanzado de la economía nacional, en 2017, se duplique, en un lapso de 13 años, o sea para el año 2030.

[38] El registro preliminar de 4.9% para Panamá en el año 2016, casi un punto porcentual por debajo de los pre – estimados, que se tenían a fines del año 2015.

MANUFACTURA

El coeficiente de determinación de la serie de valor agregado de la Industria Manufacturera (0.7725), evidencia un comportamiento inestable, con periodos de contracción, significativos y repetitivos no relacionados directamente, o derivados de políticas macroeconómicas. En el **Gráfico 9** se observan estos altibajos de esta actividad secundaria. Aunque la actividad de manufactura ha crecido un 2.6%, anualmente en los últimos 45 años, ha tenido periodos de fuertes contracciones y seguidamente periodos de recuperación, su participación relativa ante el crecimiento global de la economía, ha ido disminuyendo, con el tiempo.

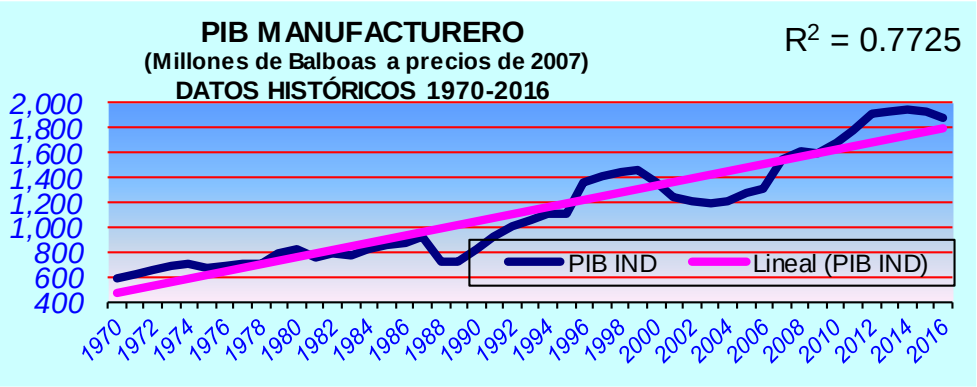


Gráfico 9: Evolución del Producto Manufacturero - Años 1970-2016

El historial de los últimos veinte años, muestra periodos con un fuerte contraste entre sí, un periodo inicial 1995-1999 con un crecimiento promedio anual de 7.3%, para caer en el periodo 2000-2004, en una contracción de – 3.7%. Sin embargo, en el periodo subsiguiente que conforman cinco años, 2004-2008, esta tendencia giro en sentido contrario, empujado probablemente por los otros sectores de la economía en crecimiento, como aquellos del sector terciario. Los cuales han tenido efectos de arrastre, especialmente en la industria ligera de suministros de alimentos procesados y de bebidas, así como otras actividades de la industria ligera y semi- pesada, relacionados especialmente con una actividad líder, como la construcción. El valor generado por esta actividad registró crecimiento de 7.6 %. Ciclo que termina en el año 2009, con el bajo registro de -0.24%, con respecto al 2008, contracción derivada de la crisis económica global.

Los datos preliminares de la actividad económica para el trienio siguiente

2010 - 2012, fueron parcialmente favorables, más bien se estabiliza el proceso productivo, ya que en términos reales se obtiene una leve recuperación del Producto sectorial, de aproximadamente 6%. En los años subsiguientes 2013 -2016, se escenifica una desmejora en el comportamiento de la actividad manufacturera, al registrarse momios de solo 1.3 y 0.9%, en el año 2015 se registra una contracción anual de -1.3%, para llegar en el año 2016 *"al fondo del pozo"* una contracción 1.5 %, con lo cual, se evidencia que la actividad fabril nacional está en retroceso. En el 2017 se da un leve cambio con un incremento real de 2.2%. En conclusión, una preocupante des aceleración del producto fabril, desde el año 2012, con mayor énfasis en este último cuatrienio, 2014-2017.

El examen del comportamiento de estos últimos años, de los insumos y cantidades físicas producidas de algunos productos manufacturados como son la madera aserrada, la fabricación de baldosas de granito, la fabricación de calzado, al igual que actividades de transformación de productos derivados de las actividades agropecuarias como el tabaco y la pesca para la producción de harina y aceite han disminuido significativamente y en algunos casos tienden a desaparecer.

Otros productos con algún proceso de transformación como son la sal marina, la leche pasteurizada, la industria de los derivados del tomate, bloques de cemento, de los cigarros tienen un derrotero errático, con caídas, subidas y estancamiento, debido a situaciones coyunturales de las propias actividades o a la presión de la competencia externa, por periodos interanuales que no facilitan un pronóstico adecuado de estas actividades.

Perspectivas Económicas en el Corto Plazo 2018- 2019

Para la estimación de los pronósticos de corto plazo, periodo 2018-2019 se considera como base el comportamiento de crecimiento promedio de las actividades económicas en la década anterior, años 2001-2015, ajustados por la estructura de participación individual de las actividades y de los agregados sectoriales.

Como es regular, al inicio de elaboración de estas proyecciones, no se disponía de la información oficial respecto al crecimiento del PIB para el año anterior, motivo por el cual ETESA estima preliminarmente la evolución del PIB, con base en diversas fuentes y apreciaciones, de entidades de prestigio en este campo.

Los pronósticos utilizados para este periodo provienen del Gobierno

Nacional - Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). De las Agencias Financieras Internacionales: FMI, BANCO MUNDIAL, CEPAL, BID. De las Instituciones Económicas Nacionales: Cámara de Comercio, Sindicato de Industriales (SIP). De los Consultores y Agencias de Riesgos: Deloitte, INDESA, Panama Economy Insight, Fitch Ratings, Moody's. De otras fuentes y expertos económicos: The Economist Magazine.

Metodológicamente, se estima un promedio simple consensuado con las diferentes fuentes nacionales e internacionales. Por consiguiente, se obtiene el estimado de crecimiento del PIB para el año en curso, calculado en primeras instancias, como el promedio simple de los estimados emitidos por las diversas fuentes, ajustándolo con las tasas promedio anual del PIB Trimestral, elaboradas por el INEC, excluyendo los resultados del IMAE.[39]

Consecuentemente, se puede esperar que el año 2018, registre una tasa de crecimiento del PIB 5.5%. Nivel de crecimiento que organismos internacionales como el FMI, CEPAL marcaban al termino del año 2015, como tope en la mejor de las condiciones, hasta un 6.2%.[40]

Por consiguiente, utilizando los últimos pronósticos emitidos para el año 2016 y tratando de mantener la estructura y crecimiento lento de las actividades económicas del año electoral, registradas al segundo trimestre del PIBT, ETESA utilizara como registro moderado del PIB, más adecuado para el comportamiento económico del año en curso, un parámetro de crecimiento conservador de más de 6.5%.

Dado que el modelo requiere un estimado por rama de actividad económica, se procede, como primera aproximación a estimar un crecimiento lineal con base en los últimos años; para posteriormente realizar ajustes de acuerdo a indicadores recientes de algunas actividades y al mismo tiempo de verificar el objetivo de mantener las estructuras participativas, similares a las mantenidas históricamente, a menos que los indicadores predigan lo contrario. En el Anexo I-3, Cuadro No. 4 se presenta el detalle de cálculos y las tasas proyectadas según las diferentes fuentes.

Con respecto al futuro inmediato, año 2017. Los últimos pronósticos del PIB de las instituciones multilaterales influenciadas en la mejora de las condiciones a nivel mundial emitieron conceptos, que mantienen perspectivas favorables para el estado de la economía en el próximo año. Estas entidades asignaban en principio a Panamá un crecimiento moderado de la economía, entre 5.0% y 7.0%,[41] pero en últimas instancias prevén una mejora sustancial de su pronóstico. El MEF mantenía una

[39] La exclusión de los estimados del IMAE se explica en el anexo correspondiente.

[40] Información de la economía nacional, fue divulgada oficialmente por el INEC, el día 28 de marzo del 2017. El registro oficial para el año 2016 fue de 4.9 con cifras trimestrales de 5.0, 5.3, 4.7 y 4.5 %, respectivamente del primer al cuarto trimestre.

[41] WB 5.4%, CEPAL 5.9%, FMI 5.8%. Moody's 6.0%, Fitch 5.0%.

expectativa medianamente favorable alrededor de 7.0%, basado en la entrada en operación de los mega proyectos en ejecución, más en razón al comportamiento de las actividades económicas del primer semestre, se inclina por cifras mucho menos satisfactorias. Algunas consultoras privadas de asesoría económica, desde el año anterior consideraban una expectativa de crecimiento más conservador, para lo cual estimaban un rango del PIB entre 5 y 6.5%.

El análisis sectorial y por actividad económica del año anterior, 2016, lleva a presentar el pronóstico del próximo año, en tres escenarios: optimista, moderado y pesimista, de manera que contemplen, la posibilidad amplia de diferente derrotero económico, consecuentes con posibles impactos externos y de las variantes estructurales que se desarrollen en el ámbito interno. Los escenarios conllevan alcanzar como registros máximo, promedio y mínimo, de 7.3, 5.3, 3.8%, respectivamente, correspondientes a los últimos pronósticos de los organismos internacionales de CEPAL y FMI[42].

Las últimas proyecciones emitidas por el FMI, mantienen una perspectiva favorable para Panamá, de 5.7 % para el año 2017 y de 5.5% de promedio sostenido en el mediano plazo, al año 2021. [43] Estos pronósticos, se fundamentan y complementan, dentro un panorama económico, con una inflación controlada, una deuda publica dentro de los parámetros fiscales y un decreciente déficit fiscal. Por otro lado, el FMI, advierte que Panamá debe preocuparse de un escenario de incertidumbre en el ámbito internacional

En el Anexo I-3, Cuadro No. 6 se presenta el PIB estimado para el año 2017, por escenario, división económica y actividad.

Perspectivas de la Economía en el Mediano y Largo Plazo

Como mencionamos anteriormente El indicador macroeconómico del Producto Interno Bruto (PIB), parámetro principal en la correlación con las ventas de energía sectorial y global, se enmarca en el corto plazo, en la tendencia histórica de los últimos años. Más, específicamente, aquellos años registrados como la última racha de crecimiento de la economía nacional. Periodo a partir del año 2001, el cual se puede subdividir en dos sub-periodos, con un punto de inflexión en el periodo 2009-2008, crisis económica mundial.

[42] A la fecha los organismos internacionales, se zarandean entre una leve contracción de -0.3% a un bajo crecimiento de menos 1%, para América Latina, pero al mismo tiempo vaticinan que Panamá, República Dominicana tendrán rendimientos sobre 6 %.

[43] Último Reporte de Misión del FMI, del 17 de marzo del 2017.

En su primera parte, del 2002 al 2008, los primeros siete años, se caracterizaron, por un crecimiento sostenido, promedio de 7.2%. Consecuente con un comercio mundial creciente, y sus efectos derivados en las actividades conexas al Canal y al incremento de las actividades de reexportación de las zonas francas (ZLC, Zona Libre de Petróleo, etc.).

Además, durante ese periodo se da un desarrollo inmobiliario de alto costo, en conjunto con el incremento del turismo de temporada y el denominado "turismo residencial" de ciudadanos extranjeros de medianos y altos ingresos que invierten en residencias permanentes, al incremento en la inversión extranjera (IED) con respectivo impulso de los servicios de intermediación financiera.

En contraposición, al comportamiento del indicador en ese periodo, especialmente los últimos tres años, 2006-2008, reflejada en una tasa acumulada anual de 9.75%, la economía nacional debió superar una crisis económica global. La cual, desaceleró el desarrollo del comercio a nivel mundial, con efectos desastrosos en la economía nacional con mayor fuerza en los sectores económicos más vinculados a los mercados externos. La mayor crisis económica-financiera global, de las últimas décadas, tuvo un fuerte impacto en la economía nacional, dado su inserción en el entorno económico mundial, selló el año 2009, con un PIB de 1.6%. [44]

Por consiguiente, luego de un ciclo de alto crecimiento económico interno (PIB), reflejado por un alto promedio anual del indicador de 8.7% anual, y con tasas alcanzadas en los años 2007 y 2008, de más de dos dígitos, 12.1 y 8.6% respectivamente. La desaceleración del año 2009, con un registro de 1.6 %, casi un quinto menor, del promedio de los últimos años. Con lo cual, Panamá delimitó en el año 2008, su mejor ciclo de alto crecimiento económico (2004-2008). Para luego, retomar la ruta del buen desempeño de la economía, en donde se alcanza una tasa promedio anual de 8.9%, para el periodo trianual 2010-2012.

En el quinquenio siguiente, años 2013-2017 la economía nacional baja en forma paulatina, su ritmo de crecimiento a, 6.6, 6.1, 5.8, 4.9% a un 5.4% en el último año, para un promedio anual de 5.6% Lo cual indica una nueva tendencia hacia un crecimiento sostenido más estable, o sea un parámetro aproximado, al llamado ***"potencial de crecimiento de la economía nacional"***.[45]

[44] INEC, Registros revisados de los años 2008 y 2009.

[45] Tasa de crecimiento de PIB, que resulta compatible con la utilización normal o potencial de los factores de Producción (Capital, Mano de obra y tecnología disponible).

Con el fin, de precisar con la mayor exactitud posible, el futuro rumbo de la economía nacional, entro de los siguientes quince años de análisis. Se utilizaron, a partir del PESIN 2009-2023, los pronósticos del PIB, derivados de la concepción de la evolución económica de Panamá, contenidos en el estudio de la Consultoría Económica INTRACORP, revisado en abril de 2006.[46]

Cuál era en su momento, el estudio vigente, más completo y disponible, dirigido a estimar las relaciones intersectoriales que señalaban el rumbo del crecimiento nacional. Pero el análisis posterior de los supuestos del estudio, no fueron validados en el tiempo. Esta concepción integral del resultado futuro de la economía nacional, en el transcurso de los años 2006-2011, variaron ostensiblemente con respecto a los registros alcanzados por el PIB, en este periodo. Consecuente con nuevas realidades del ámbito internacional y de la propia dinámica interna de la economía doméstica.

Con lo cual se presenta un desfase evidente, del real desempeño económico del país, ante las estimaciones pronosticados por INTRACORP, conceptuadas dentro de un panorama económico menos favorable, como muestra la **Tabla 10**.

[46] Análisis de "Evaluación Socio Económica del programa de Ampliación de la Capacidad del Canal, Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas ", documento elaborado por INDESA, para Autoridad del Canal (ACP)

COMPARACION TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB
ESCENARIOS DEL INTRACORP 2005-2010 vs REGISTROS REALES
ESTUDIOS DE IMPACTO ECONOMICO DEL CANAL EN EL AMBITO NACIONAL
EN UNIDADES PORCENTUALES

PERIODO	AÑOS	REGISTROS REALES	TIPO	MEJOR ESCENARIO	ESCENARIO MAS PROBABLE	PEOR ESCENARIO
1	2005					
2	2006	8.53	(R)	8.96	8.01	6.87
3	2007	12.11	(R)	5.00	4.35	3.70
4	2008	10.12	(R)	6.41	5.84	5.38
5	2009	3.86	(R)	6.61	6.14	5.77
6	2010	7.45	(P)	6.56	5.88	5.57
7	2011	10.85	(E)	2.34	1.78	1.43
	PROMEDIO	**8.82**		**5.98**	**5.33**	**4.79**

Fuente: Con base en un modelo macroeconómico de equilibrio general, preparado por INTRACORP para la ACP, en el estudio denominado Impacto Económico del Canal en el Ámbito Nacional, Abril 2006
Los pronósticos del PIB se desarrollaron utilizando las tasas de crecimiento del estudio, en los escenarios. seleccionados.

Tabla 10: Comparación de Tasa de Crecimiento del PIB

En donde las tasas presentadas por INTRACORP, se quedaron cortas con respecto a los registros de crecimiento alcanzados, en el último quinquenio. Es así, como en la mejor opción o sea el escenario optimista, las diferencias han sido en promedio de casi 3 puntos porcentuales, con respecto a una tasa promedio real, como muestra el **Gráfico 10**. En el año 2011 esta diferencia se acentúo a no menos de 7 unidades porcentuales, de acuerdo a la concepción de crecimiento del informe de INTRACORP.

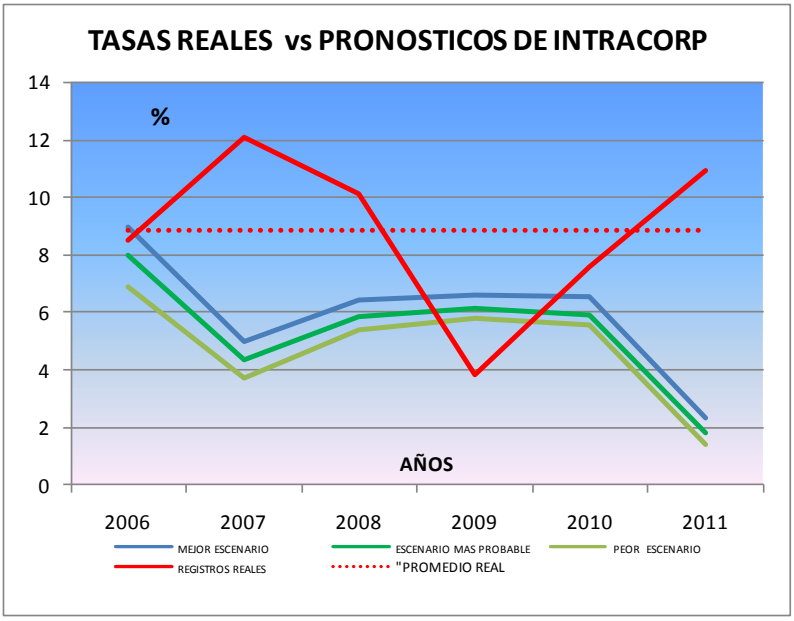


Gráfico 10: Tasas Reales vs Pronósticos de INTRACORP

Por consiguiente, en el PESIN 2013-2027 se decidió apartarnos de esta perspectiva, utilizando en el corto plazo, años 2013-2016, el promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera, pues estos pronósticos contemplan una visión más reciente y documentada de los fenómenos económicos recientes, que interactuaban a nivel global y doméstico.

Con lo cual, los pronósticos del PIB se enmarcan en perspectivas positivas de crecimiento, las cuales se fundamentan, en el supuesto de "un ambiente económico internacional de mayor crecimiento, con un comercio regional y mundial más dinámico", las cuales derivarían en unas tasas estables de crecimiento mundial, durante todos los años del periodo pronosticado. A lo interno, estas perspectivas se complementarían en el corto plazo, con factores dinámicos internos, derivados de la operación exitosa del tercer juego de esclusas del Canal, a un suave aterrizaje del auge de la construcción, al impulso sostenido del turismo a lo largo del territorio nacional y a la inversión pública sostenida de obras de infraestructura. Con lo cual, es esperar que este crecimiento sostenido, se aproxime al 5% anual, o sea, la "tasa potencial" de la economía nacional.

Sin embargo, de considerar aquellas situaciones desfavorables que afectan este panorama positivo, estaríamos ante escenarios más conservadores o hasta la presencia de un panorama económico totalmente pesimista. En contraposición, a las esperadas y favorables expectativas del crecimiento económico, se han presentado últimamente algunos nubarrones, que presagian tormentas económicas. Señales, como un pulso de la economía mundial a la baja, ante un ciclo económico mundial, posterior a la crisis financiera del 2008-2009. La recuperación posterior a la crisis ha sido, en el mejor de los casos, mediocre. Mientras tanto, la inflación a nivel mundial, afecta en forma incremental, a las de las economías del mundo industrializados, en el logro de los objetivos de sus bancos centrales",

China, otro motor de la economía mundial, que creció por sobre el 10% entre 1980 y 2011, está inmersa en una desaceleración económica, que la tiene creciendo en el presente, cerca del 6%. China, como la segunda economía del mundo, impulsa en la actualidad dolorosas reformas internas, para abordar el aumento de la deuda, una inflación en mercado inmobiliario y la ralentización de los créditos para inversión. Con lo cual, deberá depender, cada vez más del consumo doméstico y de la inversión privada, sin los beneficios de una actividad creciente de exportación, que le permitan crecer a dígitos aceptables, para mantener condiciones crecientes de desarrollo, que esa gran población, requiere.

Los potenciales efectos negativos de acontecimientos recientes, como el "Brexit" y de los resultados de las decisiones aislacionistas del nuevo

presidente de los Estados Unidos, están aún por verse. Pero al presente, la economía mundial, que sigue ralentizada, recibe señales que giran hacia el desmantelamiento de la globalización y hacia una nueva era de proteccionismo, factores externos negativos, para el desarrollo del sector terciario de la economía panameñal.

A lo interno, se mantienen obstáculos en el desarrollo dinámico peculiar de nuestra economía. Muy en especial en aquellas actividades que fueron en estos últimos años los principales motores. Actividades del sector terciario, como la reexportación de la Zona Libre de Colon (ZLC) y de potenciales retos a la operación de la Ampliación del Canal con la disminución del transporte Marítimo y a la creciente competencia portuaria por parte de nuestros vecinos inmediatos.

Este sector terciario, ha sufrido últimamente golpes significativos, especialmente en el sub-sector de la reexportación, compras en la ZLC, primero por la restricción de divisas por parte de Venezuela, y en menor medida por otros países de la región, asociado al establecimiento de medidas de protección arancelaria por Colombia. El primero, por provocar un desbalance en un gran sector de empresas de este enclave económico, con lo cual se crea un fantasma de quiebra, que se materializa en el año 2015, por una Resolución de la Superintendencia de Bancos de Panamá (SBP), exigiéndoles a los Bancos con cartera riesgosas en la ZLC de establecer reservas o la provisión especifica de los préstamos que se otorgan en la zona franca, y a que las últimas decisiones del gobierno venezolano, hacen casi imposible que se salden las mercancía recibidas a crédito.

Con respecto a las medidas proteccionistas de Colombia, por el establecimiento de exagerados aranceles, a productos re-exportados no provenientes de países que tuvieran tratados comerciales, con este país. Haciendo énfasis en las áreas de los textiles, zapatos, artículos de cuero y otros de manufactura colombiana, produjo desde el año 2014, inestabilidad en este pilar de la re-exportación de ZLC hacia la región aledaña.[47]

La ralentización del intercambio mundial, consecuente con la reaparición en algunos estados del *"primer mundo"*, de políticas aislacionistas y proteccionistas, que tenderán a disminuir el transporte marítimo, con lo cual, han de disminuir y/o se postergaran los ingresos del Canal, por peaje, con efectos inmediatos y retardados en las perspectivas de todas aquellas actividades conexas al emporio de transporte internacional.

La importancia de la actividad canalera y de las actividades conexas sobre el PIB global en los últimos años (1/5 del Producto), originara en primer lugar, perjuicios importantes en la proyección de la economía nacional, en el corto plazo, lo cual infiere a su vez,

[47] A la fecha, La Organización Mundial del Comercio (OMC), ha fallado varias veces a favor de Panamá, en este diferendo comercial, pero Colombia se niega a cumplir los fallos.

nuevos dilemas, en las proyecciones de energía eléctrica, en el corto y mediano plazo

Perspectivas del Sector Manufacturero

Con respecto, a la Industria Manufacturera, el historial estadístico, no vislumbra en primera instancia, elementos que muestren en los próximos años, fuertes posibilidades de crecimientos importantes, sino al contrario está conformado de periodos de desarrollos erráticos de crecimiento, estancamiento y aun recesivos. Pero en cambio, algunos voceros del sector, miran el futuro inmediato de manera positiva, que se fundamentan, en el desarrollo general y sostenido de los otros sectores de la economía, del aprovechamiento por el sector, de las oportunidades que presentan, los diversos tratados de comercio negociados con Estados Unidos, Centroamérica, Chile y la Comunidad Europea entre otros.[48]

Según voceros del sector, "los indicadores económicos del sector dan muestras de crecimiento en magnitudes por encima del 5%, especialmente en productos agroindustriales dirigidos a la alimentación y las bebidas que podrían estar creciendo aproximadamente en 4%".[49] Tasas positivas (4% a 5%), son superiores a las históricas recientes, dadas las últimas tendencias de los sectores dedicados a la elaboración de otros productos alimenticios y bebidas, principalmente fabricación de azúcar, la producción, elaboración y conservación de carne, pescado, frutas, legumbres y hortalizas, aceites y grasas, de la que sobresale la producción de carne y productos cárnicos, edición, impresión y reproducción; actividades que muestran un dinamismo sostenido acorde con el auge económico del resto de la economía.

Aunque, el sector manufacturero había mantenido históricamente su participación estructural en el PIB de más de un 9%, durante gran parte de los registros de 1970-2000; Llegando a su máximo en el año 1997 con una participación de 11.7%.[50] No obstante la motivación intrínseca del sector manufacturero, las tasas de crecimiento futuras de la industria, se estiman inferiores a las históricamente reportadas por la economía total.

En los años recientes 2000-2015, la producción industrial ha disminuido, la

[48] Esperanza en la globalización, sin considerar, las voces de aislacionismo y proteccionismo, de parte de la nueva administración norteamericana, de enero del 2017.

[49] Ídem.

[50] El mejor periodo de esta actividad ocurrió entre los años 1993-1990, cuando el promedio anual de participación fue de 10.8%

cual en la práctica se ha estancado completamente, disminuyendo paulatinamente su participación en monto total del PIB (PIBREA),como se muestra en el **Gráfico 11**.

Consecuente a la dinámica de los otros sectores económicos y al propio agotamiento de viejas políticas en que se sustentaba el sector, llegando en el 2015, hasta una participación de solo 5.3 %, la mitad del parámetro obtenido a inicios del presente siglo, lo que corresponde a una tasa de declinación de la actividad de aproximadamente 3.8 % anual.[51]

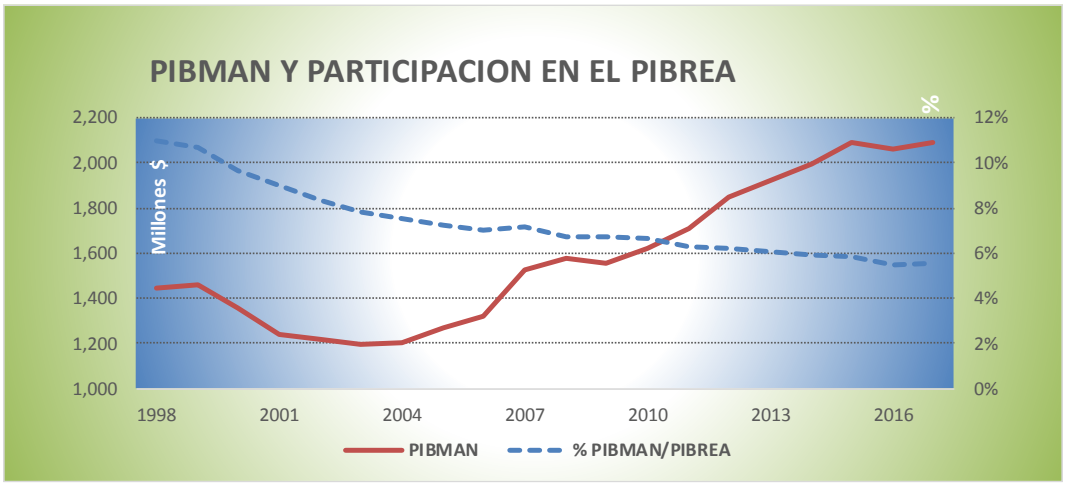


Gráfico 11: PIBMAN y Participación en el PIBREA

Para que el sector manufacturero alcance tasas participativas mayores, requerirá de fuertes impactos del sector, que van más allá de la adaptación y modernización del mismo que le permitan competir no solo en el mercado doméstico, sino aprovechar las nuevas oportunidades derivadas del comercio exterior, en un entorno competitivo que se incrementa periodo a periodo. El **Gráfico 12** evidencia la actual declinación de la actividad netamente industrial, identificando cada vez más nuestra economía nacional como una economía de servicios. Mientras se incrementa el consumo global de la energía eléctrica, en el tiempo, el consumo especifico de la industria se mantiene constante, pasando de una participación de 14% a 8% en el periodo 1998-2015.

[51] Sustitución de Importaciones, Aranceles de protección, Certificados de Abono tributario (CAT).

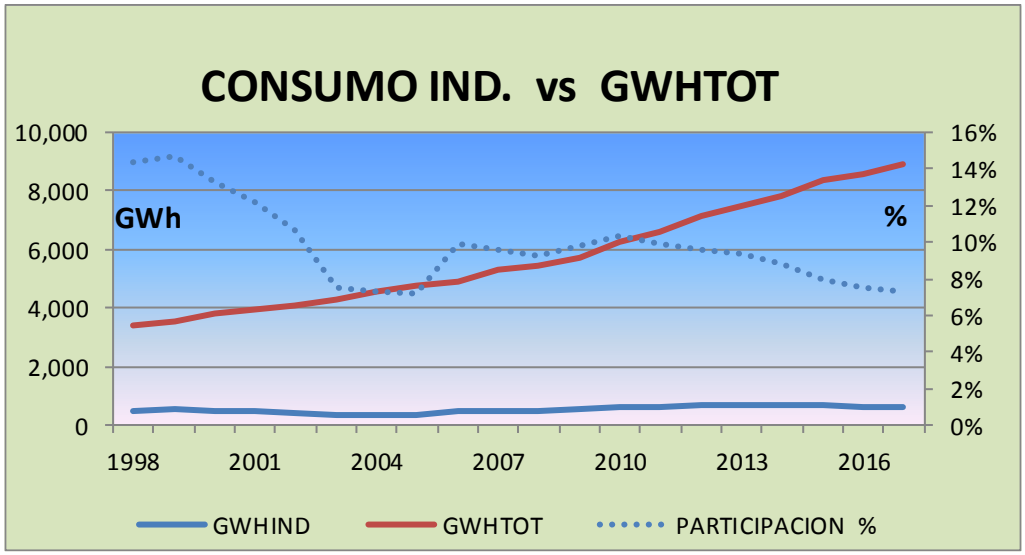


Gráfico 12: Consumo IND. vs GWHTOT

En consideración a estos antecedentes, se infirió el parámetro adecuado para fijar el techo de las proyecciones del sector manufactura. En el caso del Escenario Moderado se plantea mantener una estructura participativa del PIB igual o menor al 4%, con tasas que representen el derrotero "ideal" del sector. Para el Escenario Optimista se consideran tasas de mayor crecimiento que el escenario moderado, pero al tener mayor fuerza los sectores dinámicos, derivara en una participación declinante al total del PIB. Con respecto al escenario pesimista se aplican tasas disminuidas, más acordes al comportamiento de la variable, en estos últimos años.

La importancia del sector manufacturero en los pronósticos de la energía eléctrica, son fundamentales, porque siendo solo un 0.2% del total de clientes y que su consumo actual no sobrepasa el 10% de las ventas totales de energía en el sistema.[52] Este segmento de consumo, ha debido soportar costos crecientes de la energía eléctrica, que se convierten en un freno adicional a la dinámica del sector. Efecto oneroso que depende de la estructura participativa de estos costos en los diferentes procesos de transformación. Con lo que se convierte en una condición negativa más, que contribuye a la recesión de este sector de consumo, lo que aceleraría la actual línea declinante.

Por otro lado, existen oportunidades, o sea fuerzas positivas hacia el incremento del consumo eléctrico, por medio del incremento del valor agregado de productos de exportación y re-exportación. Las cambiantes condiciones del mercado mundial, proclives al desarrollo del área de transporte multimodal, favorecen la

[52] De acuerdo a la información de los voceros del sector. Asesoría Económica del SIP.

introducción de servicios de refrigeración, empaque y distribución de productos latinoamericanos hacia aéreas lejanas del globo. Pero, cualquier repunte significativo e imprevisto de este tipo de consumo, en aéreas especificas del país, sin los debidos refuerzos del sistema eléctrico nacional, podrían originar en el mediano plazo, importantes fallas de potencia y/o de energía.

En consecuencia, se estiman tasas acumuladas anuales de crecimiento del sector manufacturero para el periodo de pronósticos 2018-2032, de 1.9, 3.6 y -0.8%, en los respectivos escenarios moderado, optimista y pesimista. En el Anexo I- 3, Cuadro No. 9 se presenta el detalle de cálculos de la actividad industrial

En el Anexo I-3, Cuadros No. 10, 11 y 12, se presentan los registros históricos pronósticos anuales y gráficas de pronósticos, del PIB total y de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura), según escenarios. En el Cuadro No. 13, se presenta un resumen consolidado de la información de los cuadros anteriores

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, como se aprecia en la siguiente gráfica.

Pero, como se observa en el grafico 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 seis años, 2010 en adelante, cuando 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.

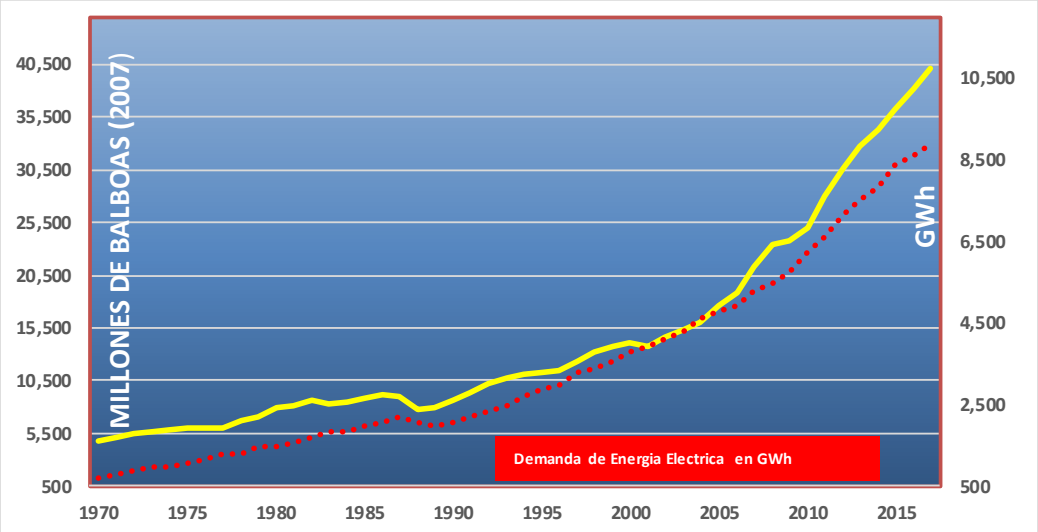


Gráfico 13: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica

En realidad, las curvas, muestran tres etapas bien diferenciadas, la primera años 1970 -1990 en la que el PIB crece a una tasa sostenida de 3.1% anual. Luego, tenemos una segunda etapa, años 1991 -2005, en que el producto crece a 4.6% anualmente, la última etapa 2006-2017, en que el producto crece a una mayor tasa anual, 6.5%., mientras los GWh crecieron 5.5%,5.7%, y 5.5%, respectivamente. Como se evidencia en las tablas siguientes:

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y ENERGIA ELECTRICA DISPONIBLE																					
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TASAS
PIB REAL (MILLONES$ 2007)	13,869.5	14,887.6	15,470.6	15,890.9	15,982.1	16,338.3	17,025.5	18,306.2	19,622.6	21,296.0	23,394.8	23,685.6	25,066.0	27,901.9	30,630.4	32,744.9	34,404.0	36,322.3	38,134.3	40,290.8	5.8%
EE DISPONIBLE (GWh)	4,295.8	4,474.5	4,967.5	4,999.9	5,221.7	5,342.6	5,571.0	5,711.0	5,861.3	6,208.8	6,386.4	6,753.7	7,290.3	7,722.5	8,359.8	8,722.1	9,150.5	9,939.0	10,278.2	10,450.2	5.0%
PIB/ EE DISPONIBLE ($/kWh)	3.229	3.327	3.114	3.178	3.061	3.058	3.056	3.205	3.348	3.430	3.663	3.507	3.438	3.613	3.664	3.754	3.760	3.655	3.710	3.856	0.9%

Tabla 11: Producto Interno Bruto y Ventas Totales de Energía

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y ENERGIA ELECTRICA DISPONIBLE																					
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TASAS
PIB REAL (MILLONES$ 2007)	13,869.5	14,887.6	15,470.6	15,890.9	15,982.1	16,338.3	17,025.5	18,306.2	19,622.6	21,296.0	23,394.8	23,685.6	25,066.0	27,901.9	30,630.4	32,744.9	34,404.0	36,322.3	38,134.3	40,290.8	5.8%
EE DISPONIBLE (GWh)	4,295.8	4,474.5	4,967.5	4,999.9	5,221.7	5,342.6	5,571.0	5,711.0	5,861.3	6,208.8	6,386.4	6,753.7	7,290.3	7,722.5	8,359.8	8,722.1	9,150.5	9,939.0	10,278.2	10,450.2	5.0%
PIB/ EE DISPONIBLE ($/kWh)	3.229	3.327	3.114	3.178	3.061	3.058	3.056	3.205	3.348	3.430	3.663	3.507	3.438	3.613	3.664	3.754	3.760	3.655	3.710	3.856	0.9%

Tabla 12: Producto Interno Bruto y Energía Eléctrica Disponible

PRODUCTO INTERNO BRUTO INDUSTRIAL Y CONSUMO ELECTRICO INDUSTRIAL																					
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TASAS
PIB REAL (MILLONES$ 2007)	1,443.0	1,458.4	1,354.0	1,237.7	1,217.0	1,193.6	1,205.4	1,269.6	1,318.8	1,524.1	1,579.8	1,556.0	1,621.5	1,712.7	1,852.3	1,924.1	1,992.3	2,089.6	2,058.7	2,090.2	2.0%
CONSUMO INDUSTRIAL (GWh)	487.6	524.3	506.4	480.6	438.6	321.7	336.4	343.5	490.7	506.1	505.9	562.0	642.9	653.0	689.1	705.7	688.2	665.6	647.4	650.8	1.5%
PIB $_{INDUSTRIAL}$/ CONSUMO ($/kWh)	2.959	2.782	2.674	2.575	2.775	3.711	3.583	3.696	2.688	3.011	3.122	2.768	2.522	2.623	2.688	2.726	2.895	3.139	3.180	3.212	0.4%

Tabla 13: Producto Interno Bruto y Consumo Eléctrico Industrial

En las tablas anteriores, se observa como el producto real versus el consumo eléctrico total, representado por las ventas totales o por la energía disponible, reflejan el modo de uso de la energía eléctrica para crear producto. De estas cifras se deriva del Gráfico 14, en donde se puede observar, que inicialmente se tiene un periodo negativo (1999 -2003), en que se consumió más energía por unidad de riqueza creado.

En el periodo subsiguiente, 2004-2008, el sistema mejoro el uso de la energía eléctrica, creando más riqueza por kWh consumido. Esto puede llevar a la concepción de una falsedad, al pensar, que, a partir del 2004, el país es más eficiente en el uso de la energía eléctrica, cuando se debe considerar que gran parte del producto nacional proviene del sector servicios, cuyo consumo eléctrico no varía significativamente con el valor agregado, aportado por las actividades del sector. Esto es así, en razón de las características propias del preponderante, sector servicios.

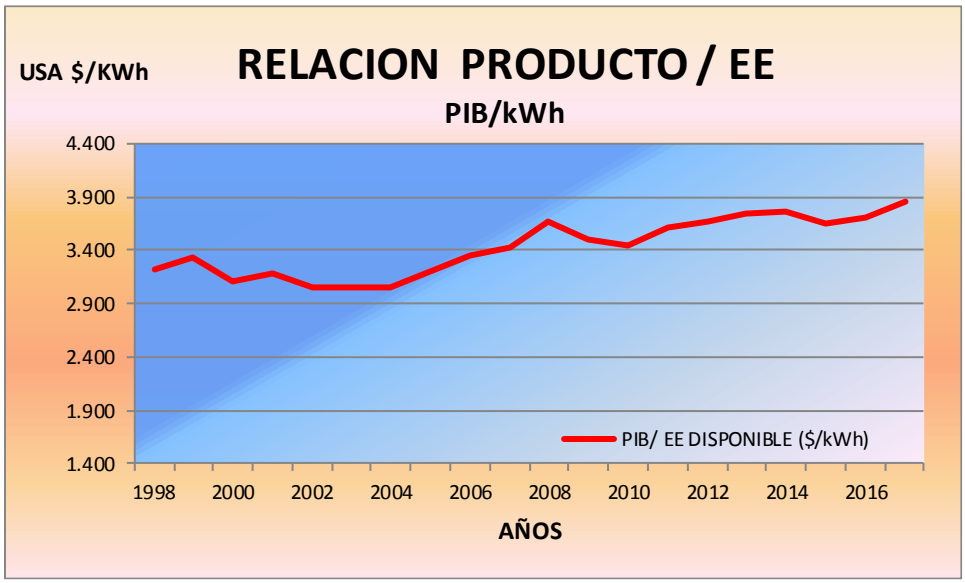


Gráfico 14: Relación PIB / EE

Consumo Industrial de Energía Eléctrica GWHIND

Por otro lado, el valor agregado del sector industrial, segmento de consumo que es reconocido por la intensidad de consumo energético, que en el caso particular de este informe esta medido por el uso de la energía eléctrica, mantiene un indicador inestable, pero declinando, con una tasa anual sostenida para el periodo 1998 - 2010 de -2.9%. Este indicador de Producto por kWh insumido, paso de 3 en 1998 a un estimado de 2.65 en el año 2014. Con lo que se infiere que el sector consume

más energía eléctrica por unidad de valor agregada aportada por año.

Al plasmar esta información en una gráfica, se observa que controversialmente dentro del periodo 1998-2003, el de mayor caída del producto del sector industrial, con un parámetro sostenido de -4.0% anual, se dio el mayor crecimiento de la relación producto vs consumo eléctrico, el cual pasó temporalmente de un valor de 2.8 $ de producto por kwh consumido, en el año 2002 a un parámetro de 3.7 en el año 2003, un crecimiento de 33%.

La interpretación de este fenómeno, es difícil, en el periodo analizado se escenificó el retiro de gran parte del antiguo parque industrial semipesado, el cual se sustentaba en la llamada política de ***"sustitución de importaciones"***, proceso económico, agotado por la implementación de un nuevo orden mundial de comercio, el **"mercado global"**. Con lo cual se infiere, que, gracias a la fuerte competencia de las importaciones en el periodo, se retiró gran parte del parque industrial existente e ineficiente, en el uso de la energía eléctrica, o que el valor agregado aportado por el sector fabril, fue de mayor cuantía.

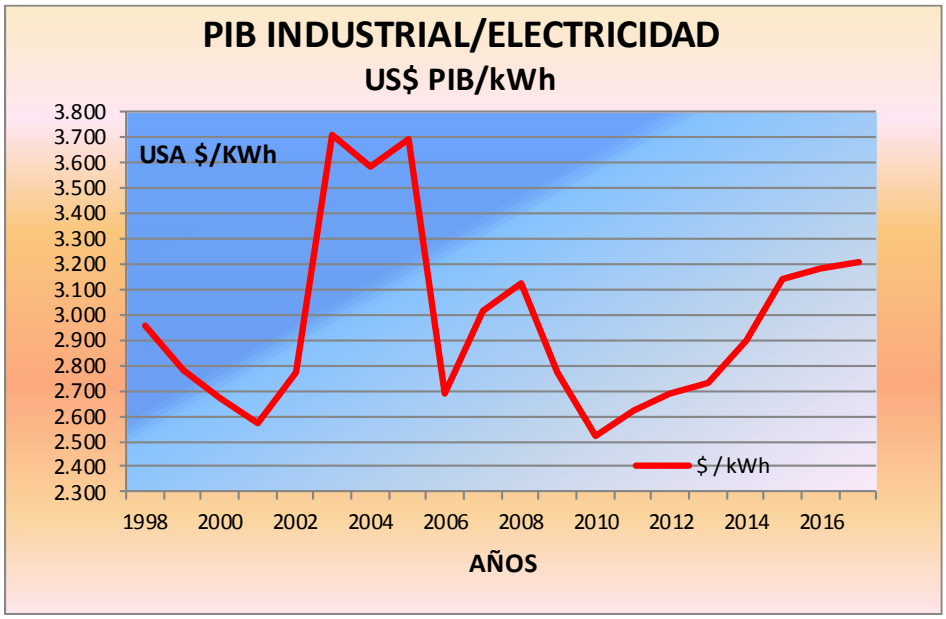


Gráfico 15: PIB Industrial / Electricidad

Como se observa en el Gráfico 15 y se plasma en la Tabla 14, se muestra del año 2005 al año 2008, un nuevo pico de eficiencia en donde crece el valor del producto con respecto a la energía consumida. Del 2008 al 2010 el valor

del producto industrial disminuye con respecto a la energía consumida, como efecto colateral de la crisis global del año 2008 y en donde pierde valor el producto. En este corto periodo, el producto crece 2% anual, mientras el consumo eléctrico crece 14%. En lo que se infiere, una producción de menor valor agregado, mientras se utiliza en mayor cuantía del recurso eléctrico.

Del año 2010 a la fecha, el derrotero de esta actividad es totalmente irregular, el valor agregado crece del 2010 a 2014 en 4% anual, mientras el consumo de electricidad registrado se mueve erráticamente para un incremento 2% anual. En cambio, en los últimos dos años el valor agregado de la industria disminuye con respecto a los registros alcanzados en el año 2014, en 2% anual mientras el consumo eléctrico de esta actividad se incrementa en 1%. Con lo cual se valida, el retroceso de la actividad fabril.

El análisis para todo el periodo 1998 - 2017, desde la restructuración del sector eléctrico a la fecha, muestra una tasa de crecimiento sostenida del valor del producto industrial de solo 1.5% anual, mientras la energía eléctrica consumida por el sector fue de 2.0%.[53] La combinación de ambos indicadores muestra una declinación del valor agregado de esta actividad por unidad de consumo eléctrico, la cual ha mantenido una tasa declinante de 0.6% para todo el periodo analizado.

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS POR PERIODO				
PERIODOS	1998-2202	2203-2008	2009-2017	1998-2017
PIB INDUSTRIAL (MILLONES $)	-4%	6%	4%	2.0%
CONSUMO INDUSTRIAL (GWh)	-3%	9%	2%	1.5%
PIB INDUSTRIAL/ CONSUMO(kWh)	-2%	-3%	2%	0.4%

Tabla 14 Tasas Anuales Acumulativas por Periodo

Con respecto al impulso económico de Panamá, estos registros del producto industrial, se traducen en la pérdida de importancia de esta actividad secundaria, ante el sector terciario, servicios. Para contrarrestar esta tendencia el sector secundario de transformación, requerirá de montos de inversiones significativas, para la búsqueda de nuevas oportunidades no tradicionales, para una mejor utilización del equipamiento o de la adquisición de nueva tecnología para mejorar los procesos de producción

[53] Para mayor detalle ver las Tablas 1.12 y 1.13

Sistema Eléctrico Nacional

Balance Eléctrico

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

Oferta

Energía Eléctrica Disponible = Generación Bruta Autoconsumo + Importaciones – Exportaciones

Generación Neta = Generación Bruta – Autoconsumo

Demanda

Demanda de energía eléctrica = Ventas de energía eléctrica + pérdidas de energía eléctrica

Ventas de energía eléctrica = Consumo de energía eléctrica

Balance

Energía eléctrica disponible = Demanda de energía eléctrica

La participación porcentual promedio (2001-2016) de los principales sectores, indica que se mantiene la estructura de los últimos cinco años, en donde el 45% de la energía eléctrica que se utiliza para el bienestar de los ciudadanos, mientras que el 55% se consume en actividades de producción económica, como se aprecia en la siguiente gráfica.

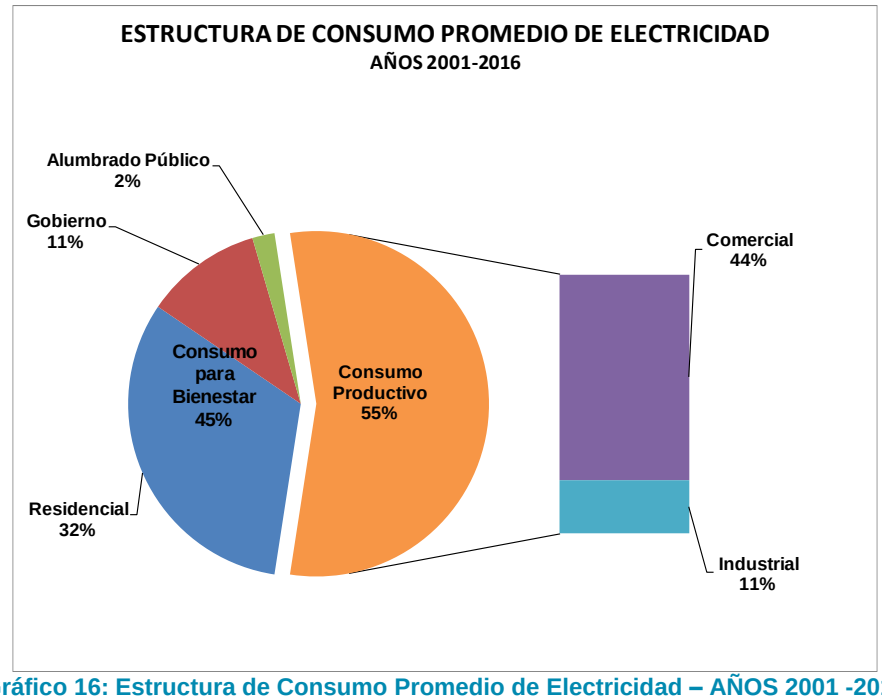


Gráfico 16: Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2015

Potencia Eléctrica del Sistema

Al fin del año 2016, la potencia eléctrica Instalada del Sistema Interconectado en Panamá, sin considerar las instalaciones de ACP no ofertadas ni Sistemas Aislados es de 2,830 MW,[54] mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, alcanzó un parámetro de 1,618.0 MW.

En el 2017 se agregaron 110 MW, de los cuales el 66% de la capacidad adicional, es renovable, gran parte pequeños proyectos de fuente solar.

La generación neta de energía eléctrica estimada para el 2016 fue de 10,573 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica estimadas al final del año, alcanzaran 8,588 GWh.[55]

[54] Incluye 26 MW de pequeñas centrales conectadas a las redes de distribución y el volumen de oferta de ACP al SIN. Por otro lado, se incluye los 29.4 MW de Sistemas Aislados. (19.9 MW de la zona este de la Provincias de Panamá, Darién y área del Golfo de Panamá. En el año 2014 se retiraron los 8.9 MW de Petro-terminales.

[55] Incluye 165 GWh de generación Eólica 1.7 GWh de generación fotovoltaica.

Demanda Máxima

Tanto en la Tabla 15, como en el Gráfico 17, se muestra el constante incremento de la demanda máxima del sistema eléctrico panameño DMG, registrándose incrementos porcentuales anuales sostenidos, no menores de 4%. Destacándose dos periodos bien definidos, 1970-1979 con tasas mayores a 8% y los últimos ocho años 2010-2017, con una tasa de crecimiento anual sostenida, de 4.6%.

PERIODOS	MAX	INCREMENTO TOTAL	INCREMENTO PROMEDIO	INCREMENTO ANUAL
	MW	MW	MW	%
1970-1979	285.4	147	16	8.3%
1980-1989	474.8	161	16	4.6%
1990-1999	754.5	308	31	5.4%
2000-2009	1,154.0	399	40	4.3%
2010-2017	1,657.0	503	63	4.6%

Tabla 15: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG

Como dato adicional se observa el incremento creciente de la demanda anual exigida al SIN, pasando de aproximadamente 16 MW a 67 MW, en 30 años. En especial en los últimos 18 años, correspondientes a los periodos 1999 –2000 y 2000-2016, 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 50 MW, con un mayor peso de los últimos cinco años.

La década anterior 2000-2009, la DMG creció a una rata de 4.0%, aproximadamente 37 MW por año. Mientras que en los últimos siete años 2010-2017, la demanda creció 4.6% anual sostenido, equivalente a un incremento anual de 63 MW por año. Destacándose, los registros del periodo anual 2012-2011, en donde la DMG creció 97 MW y el periodo anual 2015-2014 en que la DMG creció, 110 MW. Para crecimientos porcentuales de 8 y 7.4%, respectivamente.

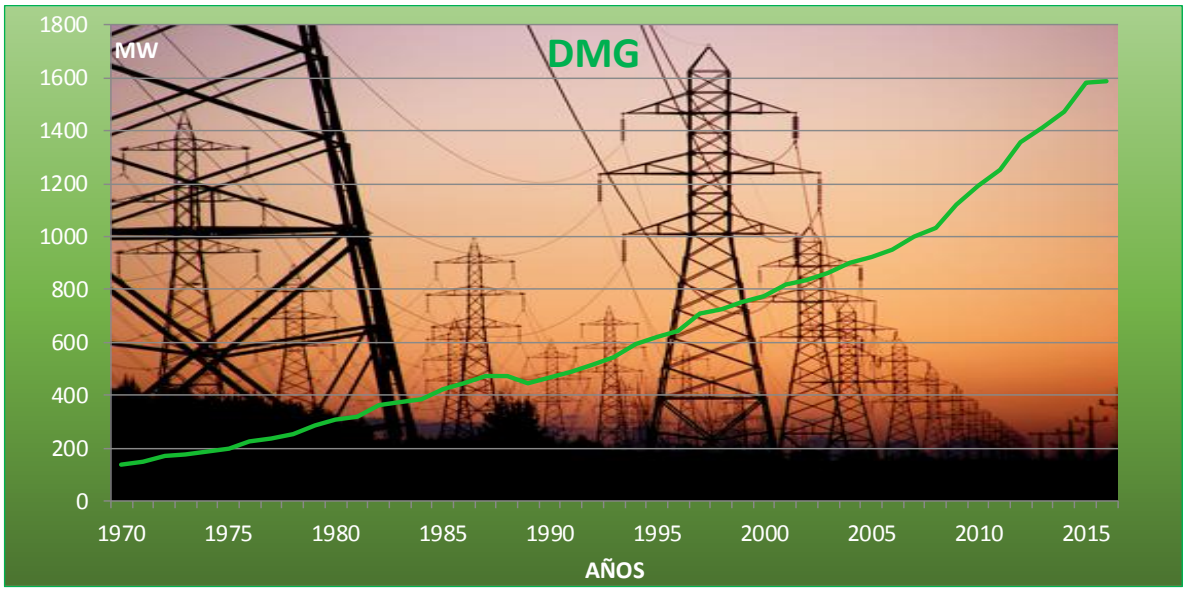


Gráfico 17: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG

Las magnitudes de crecimiento del DMG, en estos años puntuales, deberán ser explicados por la incorporación simultanea de grandes proyectos inmobiliarios, y de la expansión y construcción de magnos 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.

Inexplicablemente, dado el comportamiento de la demanda máxima de electricidad, en los últimos años, se registraron en el año 2016, con un incremento mínimo de 6 MW de la DMG, un crecimiento de solo 0.4%, con respecto al año anterior. Incremento de la DMG, solo comparables con registros del sistema interconectado de los años 1988-1989.[56]

En el año 2017, el incremento de la demanda, fue un poco mayor, 39 MW, pero muy por debajo de los incrementos anuales en los años 2009-2015.

La evolución. De la DMG, años 1996 - 2017, se muestra en la Tabla siguiente.

[56] Crisis Política, años 1987 -1989.

AÑOS	EVOLUCION DEMANDA DMG																						
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
DMG	619.2	639.9	706.6	726.40	754.50	777.00	839.30	857.35	882.86	924.96	946.28	971.34	1,024.00	1,064.25	1,153.99	1,222.40	1,286.46	1,386.27	1,443.94	1,503.46	1,612.00	1,618.00	1,657.00
INCREMENTO		20.7	66.7	19.8	28.1	22.5	62.3	18.1	25.5	42.1	21.3	25.1	52.7	40.3	89.7	68.4	64.1	99.8	57.7	59.5	108.5	6.0	39.0
%		3.34%	10.42%	2.80%	3.87%	2.98%	8.02%	2.15%	2.98%	4.77%	2.30%	2.65%	5.42%	3.93%	8.43%	5.93%	5.24%	7.76%	4.16%	4.12%	7.22%	0.37%	2.41%

Tabla 16: Evolución de la Demanda Máxima del SIN, (DMG), Años 1996 - 2017

Factor de Carga (FC)

La evolución del factor de carga del sistema eléctrico (FC), representa la relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo dado y la carga máxima registrada en dicho periodo.

En consideración al comportamiento histórico del FC, el Modelo desarrolla la siguiente ecuación, del cual se deriva el estimado del factor. Es la relación del pronóstico de la sumatoria de los sectores de consumo, entre la DMG por el total de horas anuales.

Factor de Carga = Energía Eléctrica Disponible *1000/ (DMG * 8760h)

De acuerdo a los registros históricos anuales del sistema eléctrico nacional, el FC del SIN mantuvo una estabilidad consistente a través del tiempo para una variación promedio anual en todo ese largo periodo 1970 – 1998, de solo 0.10%.[57] 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.[58]

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%.[59]

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

[57] Respetando la integridad estadística de la data histórica utilizada desde el inicio en el modelo de proyección, en donde no se considera el consumo interno de la ACP.

[58] Para el Modelo PREEICA, basado en el consumo total, se utiliza un factor ajustado calculado sin la demanda, ni la energía utilizada en las operaciones del canal de Panamá.

[59] LEY Nª 6, del 3 de febrero de 1997. Con la cual se reestructura el servicio eléctrico a partir del segundo semestre de 1998, separando y privatizando el sector eléctrico, en busca de una mayor eficiencia en la prestación del servicio.

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.

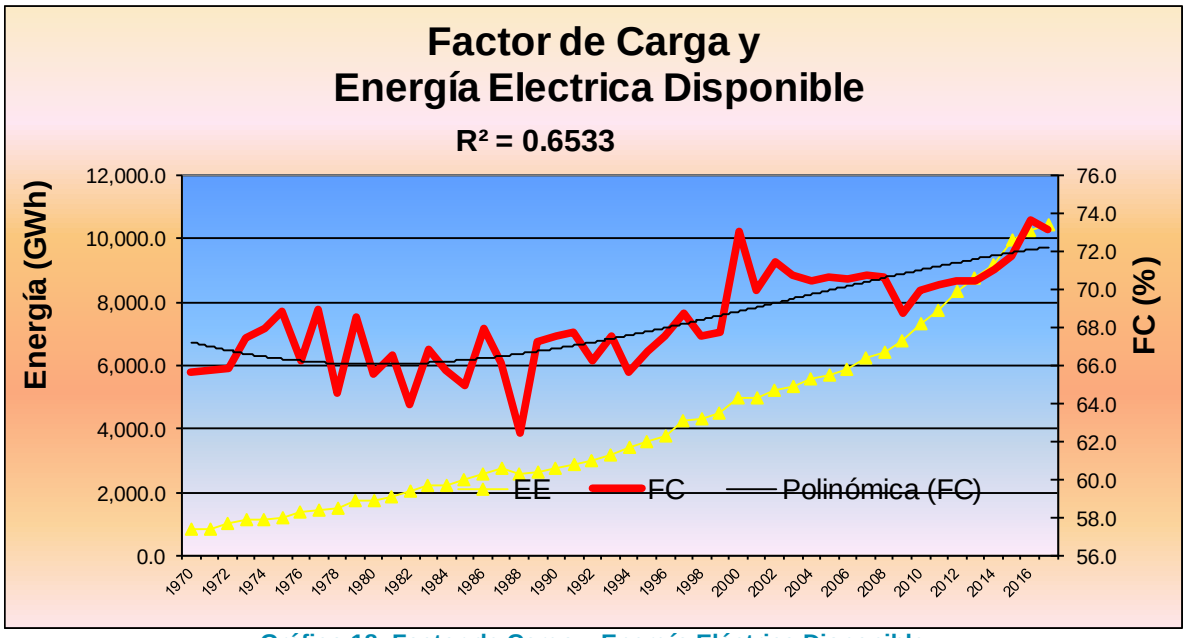


Gráfico 18: Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible

El parámetro registra un punto de inflexión en el periodo bianual 2009-2010, en donde el FC presenta una caída a 66.8 % para luego subir a 68.1%, una reducción porcentual acumulada anual del factor de 0.6%, con respecto al año 2008, el año siguiente 2011 se registra un valor promedio anual de 70.3 %, de 70.6 % en 2012, con 70.7% en 2013, 71.0 en 2014, alcanzando en el último año estimado, 2014 un valor esperado de 71.5 %, solamente por debajo del valor máximo histórico en todo el periodo de análisis 1970- 2015, tope para este

parámetro de 73.0%, en el año 2000.[60]

La variación no uniforme de este parámetro en el último periodo, especialmente en los años 2009-2010, fue consecuente del incremento significativo en la potencia máxima requerida, no correspondiente con un incremento similar de la energía consumida en el sistema. Gracias al incremento del consumo eléctrico residencial y comercial no eficiente, estimulada por la alta percepción de calor, alcanzada en estos años en periodos específicos de tiempo, en ausencia de una mejora significativa del equipamiento climático de los usuarios residenciales y comerciales.

Por otro lado, se tuvo un uso errático de la energía eléctrica, en el sector industrial, debido a los altibajos que experimentó este subsector por esos años, consecuente con la pasada crisis económica global.

Es importante señalar que esta involución o comportamiento irregular o inestable que mostró el FC, en estos últimos años, específicamente del año 2007 al presente, está asociado probablemente a variables tales, como la mayor penetración del servicio eléctrico, dirigido a grupos sociales no viables comercialmente. 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.

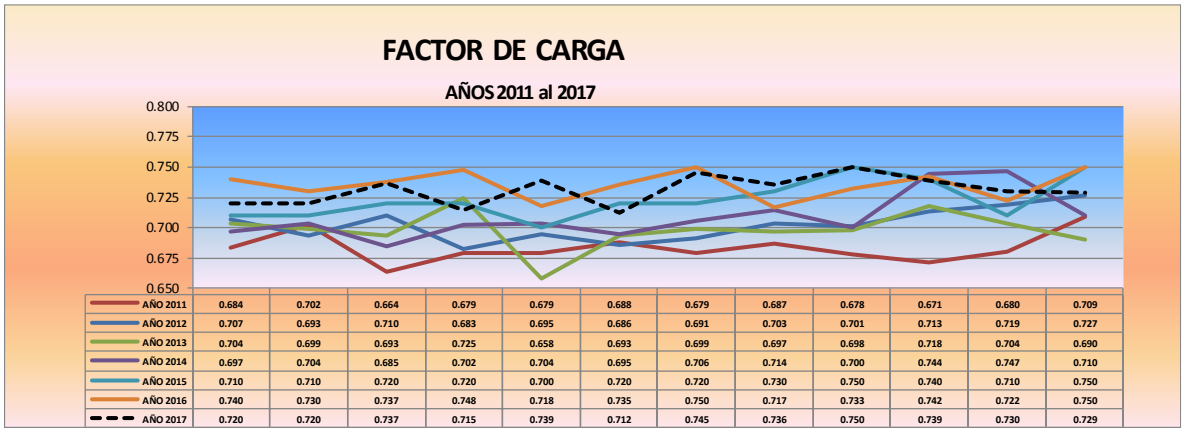
Por otro lado, se tiene un retroceso paulatino, aunque irregular en la demanda industrial, especialmente aquellas actividades, consideradas industrias semi-pesadas, un segmento de consumo, que por lo general incide en la mejora de ese factor, correspondientes a un género fabril de uso intensivo y ordenado de la capacidad eléctrica.

Igualmente, debemos considerar el impacto de la creciente actividad turística, especialmente en el periodo de verano. Del cual se deriva el efecto de población flotante, correspondiente a dueños de apartamentos de lujo en la Ciudad de Panamá y de viviendas en áreas de veraneo, que pernoctan por pocos días al año o de manera irregular. Adicional, al fuerte consumo eléctrico del sector hotelero, en el periodo conocido, como temporadas altas. Subsectores de consumo, que

[60] Este alto valor del parámetro de 73 %, registrado por el sistema en el año 2000, no tiene una clara explicación.

exigen energía al sistema, en periodos puntuales, sin atención a su carga y consumo particular.

La evolución del parámetro FC, a lo largo de los años 2011–2017, muestra una tendencia al incremento anual del FC, a través de su comportamiento mensual. 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.



AÑO 2011	0.684	0.702	0.664	0.679	0.679	0.688	0.679	0.687	0.678	0.671	0.680	0.709
AÑO 2012	0.707	0.693	0.710	0.683	0.695	0.686	0.691	0.703	0.701	0.713	0.719	0.727
AÑO 2013	0.704	0.699	0.693	0.725	0.658	0.693	0.699	0.697	0.698	0.718	0.704	0.690
AÑO 2014	0.697	0.704	0.685	0.702	0.704	0.695	0.706	0.714	0.700	0.744	0.747	0.710
AÑO 2015	0.710	0.710	0.720	0.720	0.700	0.720	0.720	0.730	0.750	0.740	0.710	0.750
AÑO 2016	0.740	0.730	0.737	0.748	0.718	0.735	0.750	0.717	0.733	0.742	0.722	0.750
AÑO 2017	0.720	0.720	0.737	0.715	0.739	0.712	0.745	0.736	0.750	0.739	0.730	0.729

Gráfico 19: Factor de Carga 2011-2017

En conclusión, la explicación al fenómeno presentado en el FC de los últimos años, se debe a la concurrencia de una diversidad de elementos, correspondientes al particular comportamiento de los principales sectores de consumo: residencial, oficial, comercial e industrial.

Por ejemplo, en el sector residencial el nivel de consumo, es influenciado por el incremento del precio de la electricidad, el cual su vez es derivado del efecto inflacionario de los combustibles importados para generación. El efecto de los mismos sobre la electricidad residencial, es medido por el rubro electricidad dentro del Índice de Precios al Consumidor

(IPC). Indicador que, en términos reales, muestra que los consumidores pagaron en el año 2012, el mismo precio por la electricidad, que en el año 2003. En el acápite sobre los precios de la electricidad, se muestra en detalle esta información.

La señal de precios en el sector residencial tiene efectos contradictorios en la determinación del FC, pues el incremento de los precios aporta a la disminución del consumo global del sistema, pero el sector participa parcialmente en el pico DMG. Muy por el contrario, cuando el consumidor recibe señales de precios a la baja, se desentiende del consumo, afectando además la carga del sistema.

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, contribuye a desmejorar el parámetro global del FC. La Manufactura, es en la mayor parte de los sistemas eléctricos, el segmento de consumo que define en gran medida el parámetro FC del sistema, ya que de recibir las señales de precio y de regulación adecuadas, contribuye grandemente al incremento o decremento de FC.

Pero en el caso de nuestro sistema, la actividad de manufactura, carece de una verdadera industria pesada, ya que históricamente la industria nacional fue enfocada o incentivada hacia el área de “sustitución de importaciones”. Aún más la existencia en el pasado de algunas industrias con operaciones de una relativa intensidad energética, se han ido retirando a medida que el “proceso económico de sustitución de importaciones” fue remplazado por creciente fenómeno económico de la “globalización”.

Por otro lado, el enfoque económico del país, en los últimos años se enmarca esencialmente en los servicios internacionales, ya sea financieros, reaseguros, consultoría jurídica. A actividades de logística internacional como el transporte, almacenaje y manejo de la carga internacional, y como último pilar del mismo, el desarrollo intensivo de la actividad turística.

Estas actividades tienden a un aumento del consumo por el desarrollo de los nuevos centros comerciales, edificios de oficinas y complejos residenciales de lujo, grandes y pequeños Hoteles. Edificaciones con instalaciones centrales de aire acondicionado que contribuyen en demasía a los picos de demanda del final de la mañana y de los inicios de la tarde, en los días hábiles, especialmente en los días calurosos de la estación seca y en los días muy húmedos de la estación lluviosa.

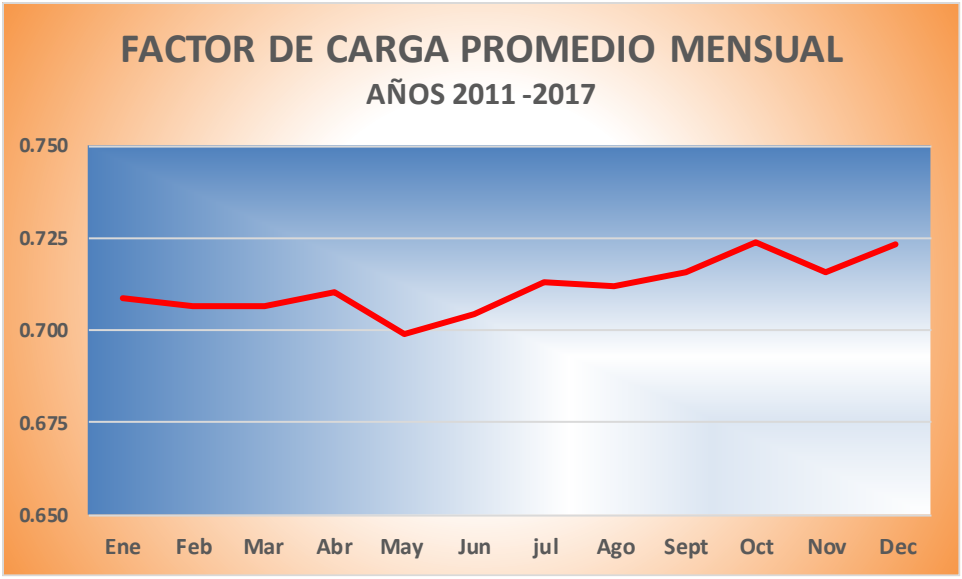


Gráfico 20: Factor de Carga Promedio Mensual – Años 2011 - 2015

Por otro lado, el sector de consumo oficial, que implemento campañas de ahorro energético, especialmente después de la crisis 2007-2008, motivó un control parcial, de la tasa de incremento del consumo del sector. Pero en los años subsiguientes, por el tipo de operación propia y de los inamovibles horarios de trabajo, el sector no pudo seguir contribuyendo significativamente a la disminución de la DMG.

Todas estas consideraciones sobre el factor de carga del sistema eléctrico nacional, ayudan a explicar el siguiente gráfico, en donde se observa fácilmente, que el FC mensual, se mantiene sobre un promedio de 70.0%. Con un bajón en los meses de mayo y junio, en razón a incrementos puntuales de la Demanda Máxima. A partir, de segundo semestre el FC, tiende a incrementarse, cuando las actividades de comercio y servicios se intensifican en el país.

Los pronósticos del mediano y largo plazo, del Modelo de proyección utilizado por ETESA, requieren determinar o estimar exógenamente, la evolución de FC del sistema eléctrico, con el fin de calcular la demanda máxima, derivada directamente de la sumatoria del consumo estimado. En primer lugar, se adicionan los consumos esperados de los futuros megaproyectos de infraestructura estatal y privada, identificados en el estudio. Además, se adicionan los consumos residenciales y comerciales de áreas, aun no integradas al SIN.

En el caso de la demanda residencial agregada, se asume que los consumidores mantendrán, durante el periodo de pronósticos, los actuales hábitos de consumo de la sociedad panameña.

En anteriores Pronósticos de la Demanda del Sistema, se establecieron, escenarios del Factor de Carga distintos, para cada escenario de crecimiento de la demanda. En el presente Pronóstico se utilizará un solo escenario de crecimiento del FC, un escenario conservador.

Se proyecta la serie de FC de manera moderada, luego de un incremento inaudito del parámetro en los últimos tres años, 2014-2017, de 1.46% anual, con lo cual se alcanza en el año 2017, un FC de 72.6.

La proyección del FC, se basará en leves prácticas empresariales y sectoriales, que induzcan hábitos eficientes de uso de la energía eléctrica en los consumidores panameños, no residenciales. Esta hipótesis, considera, la implementación futura de algunas políticas energéticas o de señales específicas de manejo de la demanda requerida, que impulsarán modificaciones de impacto, en el comportamiento del consumo actual, en el largo plazo.

Se estima un desarrollo futuro del sistema, que partiendo de un valor ajustado de 73.6 en 2018, lograría una mejora de aproximadamente 3%, en los cuatro años siguientes, al parámetro alcanzado en el año anterior, 2017. Para alcanzar, en el año 2032 un excelente factor de carga de 77.9, en 15 años. Lo que significa un crecimiento total del parámetro de 7 %, en los 15 años, del análisis de la demanda.

En el Anexo I-3, Cuadro No.14 y No. 15-A, se presentan los detalles del análisis y de los cálculos concernientes al FC.[61]

Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía utilizadas por el modelo, surgen de la siguiente ecuación:

Pérdidas totales = Energía Eléctrica Disponible - Ventas Totales de Energía

[61] Cambios más profundos en las tasas de crecimiento y decrecimiento del factor de carga de sistema, para los escenarios pesimistas y optimistas, puede llevar a conclusiones erradas del Modelo. Pues a mayor factor de carga, la demanda máxima disminuye sensiblemente. Lo contrario, un parámetro de factor de carga disminuido resulta en una demanda máxima se incrementa.

Donde las pérdidas totales del sistema (PT) son el resultado acumulado de las pérdidas en transmisión (PTT) y distribución (PD) con respecto a la energía disponible (EE).

Pérdidas totales = Pérdidas en transmisión + Pérdidas de Distribución

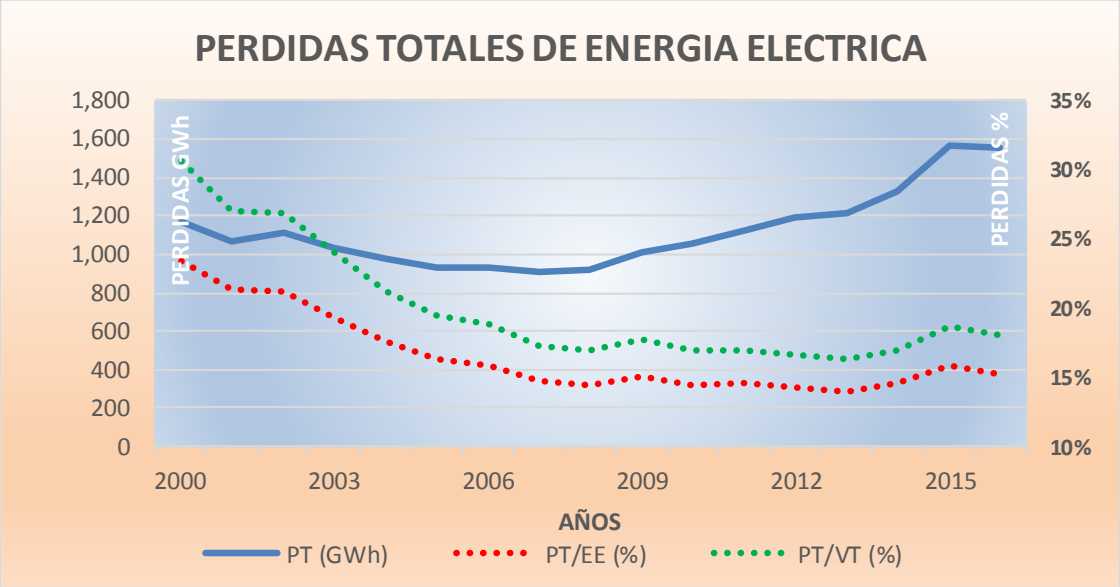


Gráfico 21: Pérdidas Totales de Energía Eléctrica

Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía utilizadas por el modelo, surgen de la siguiente ecuación:

Pérdidas totales = Energía Eléctrica Disponible - Ventas Totales de Energía

Donde las pérdidas totales del sistema (PT) son el resultado acumulado de las pérdidas en transmisión (PTT) y distribución (PD) con respecto a la energía disponible (EE).

Pérdidas totales = Pérdidas en transmisión + Pérdidas de Distribución

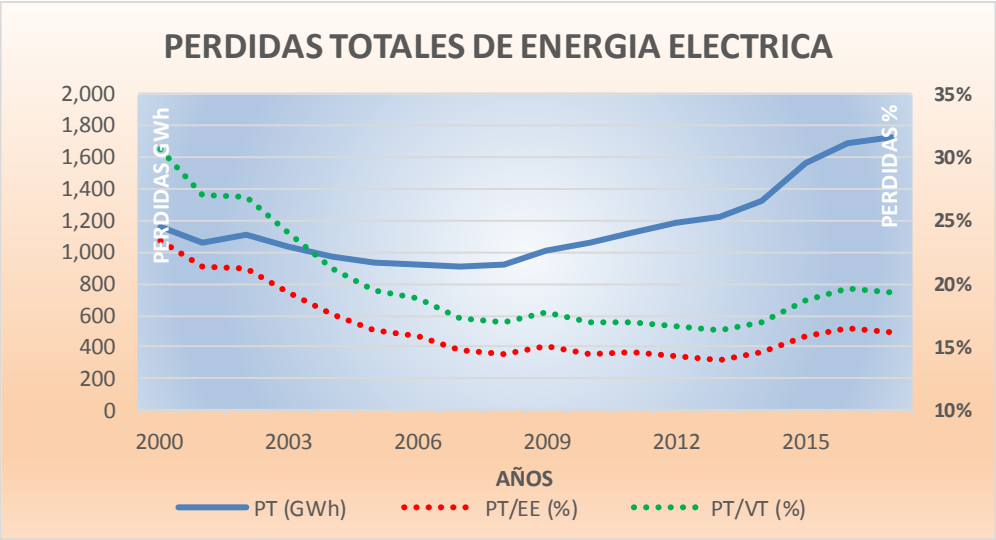


Gráfico 22: Pérdidas Totales de Energía Eléctrica

Análisis Histórico

Como se muestran en el **Gráfico 21** de Pérdidas Totales del Sistema y en las tablas correspondientes, las pérdidas documentadas, disminuyeron ostensiblemente, en el periodo 2000-2007, durante el cual se registró una tasa de declinación sostenida anual de -3.5%, mientras la energía disponible crecía anualmente en una tasa sostenida de 3.2%. En este periodo, las pérdidas evolucionaron de 1,066 a 911 GWh. A partir del 2008 se dio una inflexión pasando a crecer las pérdidas totales en 7.2% anual, mientras la energía disponible creció anualmente 5.8%, en el periodo 2008-2017.

En consideración a los avances obtenidos en la gestión de las pérdidas del sistema, con respecto a las ventas de energía se pasó de un parámetro de más de 30%, registrado al inicio de la década del 2000' a un parámetro de 17% en el año 2007. Medida porcentual que se mantuvo relativamente estable hasta el 2014. Llegando a un parámetro de 13.6% en el año, 2017, para una tasa de -0.7% en el periodo 2008-2017.

En suma, las pérdidas totales del sistema, con respecto a las ventas totales del sistema., resultó en una tasa declinante de 3.7%, a lo largo de estos 18 años.

El análisis de las pérdidas de transmisión (PTT), provenientes de las lecturas de energía recibida y entregada por el sistema de transmisión, en el registro del Sistema de Medición Comercial, SCADA, muestra dos etapas, bien diferenciadas. Un primer periodo con pérdidas de trasmisión en declinación, años 2000 -2006 donde se pasa de un

parámetro de pérdidas promedio con respecto al energía disponible de 3.5% a 2%. Y con respecto a las ventas de 4.5% a 2.3%. Un segundo periodo, años 2007 -2010, en que las pérdidas de transmisión crecen paulatinamente, escalando a parámetros de 2.6% y 3.0% respectivamente. En el periodo siguiente 2011-2017, las pérdidas de transmisión escalan, a parámetros de 3.7 y 4.3% con respecto a energía disponible y a las ventas totales.

Las PTT de los últimos seis años, se incrementaron en 220 GWh, con respecto al año 2011, debido primordialmente al incremento significativo, del transporte de la generación hidroeléctrica, proveniente del occidente del país.[62] El periodo 2015-2014, las PTT se incrementaron en 100 GWh o sea un 39% con respecto al valor alcanzado, en el año 2014. Las PTT se estabilizaron en el año 2016, alcanzando finalmente un parámetro de 390 GWh en el año 2017.

[62] Entre los años 2011-2015 se incorporaron más de 650 MW de hidroeléctricas de pasada, la mayor parte ubicadas en el sector oeste del país. (25% de la capacidad del sistema en el 2015).

AÑOS		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ENERGIA DISPONIBLE (GWh)	EE (GWh)	4,967.5	4,999.9	5,221.7	5,342.6	5,571.0	5,711.0	5,861.3	6,208.8	6,386.4	6,753.7	7,290.3	7,722.5	8,359.8	8,722.1	9,150.5	9,939.0	10,278.2	10,619.6
VENTAS TOTALES (GWh)	VT (GWh)	3,801.1	3,933.9	4,113.0	4,306.8	4,594.6	4,781.1	4,933.5	5,297.9	5,462.1	5,737.9	6,232.7	6,599.6	7,170.1	7,501.7	7,822.5	8,368.7	8,588.5	8,894.7
PERDIDAS TOTALES (GWh)	PT (GWh)	1,166.4	1,066.0	1,108.7	1,035.8	976.4	929.9	927.8	910.9	924.3	1,015.8	1,057.6	1,122.9	1,189.7	1,220.4	1,328.0	1,400.3	1,526.8	1,447.6
PARTICIPACION PT/EE (%)	PT/EE (%)	23.5%	21.3%	21.2%	19.4%	17.5%	16.3%	15.8%	14.7%	14.5%	15.0%	14.5%	14.5%	14.2%	14.0%	14.5%	14.1%	14.9%	13.6%
PARTICIPACION PT/VT (%)	PT/VT (%)	30.7%	27.1%	27.0%	24.0%	21.3%	19.5%	18.8%	17.2%	16.9%	17.7%	17.0%	17.0%	16.6%	16.3%	17.0%	16.7%	17.8%	16.3%
VARIACION ANUAL PT (%)	VPT (%)		-8.6%	4.0%	-6.6%	-5.7%	-4.8%	-0.2%	-1.8%	1.5%	9.9%	14.4%	6.2%	6.0%	2.6%	8.8%	5.4%	9.0%	-5.2%

Tabla 17: Energía Disponible, Ventas y Pérdidas en GWh

PERDIDAS TRANSMISION(GWh)	PTT (GWh)	172.9	132.0	191.6	153.3	186.6	160.5	118.4	124.2	149.8	162.1	189.5	169.9	231.0	222.0	257.1	357.4	358.1	390.7
PARTICIPACION PTT/EE (%)	PTT/EE (%)	3.5%	2.6%	3.7%	2.9%	3.4%	2.8%	2.0%	2.0%	2.3%	2.4%	2.6%	2.2%	2.8%	2.5%	2.8%	3.6%	3.5%	3.7%
PARTICIPACION PTT/VT (%)	PTT/VT (%)	4.5%	3.4%	4.7%	3.6%	4.1%	3.4%	2.4%	2.3%	2.7%	2.8%	3.0%	2.6%	3.2%	3.0%	3.3%	4.3%	4.2%	4.4%
VARIACION ANUAL PTT (%)	VPTt (%)		-23.6%	45.2%	-20.0%	21.7%	-14.0%	-26.2%	4.9%	20.6%	8.2%	16.9%	-10.4%	36.0%	-3.9%	15.8%	39.0%	0.2%	9.1%

Tabla 18: Perdidas en Transmisión en GWh

PERDIDAS EN DISTRIBUCION(GWh)	PD (GWh)	859.7	934.0	917.1	882.4	789.8	769.5	809.4	786.7	774.5	853.7	868.1	953.0	749.8	782.6	883.7	1,042.9	1,168.7	1,056.9
PERDIDAS DISTRIBUCION PD/EE (%)	PD /EE (%)	20.0%	18.7%	17.6%	16.5%	14.2%	13.5%	13.8%	12.7%	12.1%	12.6%	11.9%	12.3%	11.5%	11.4%	11.7%	10.5%	11.4%	10.0%
PERDIDAS DISTRIBUCION PD/VT (%)	PD /VT (%)	26.1%	23.7%	22.3%	20.5%	17.2%	16.1%	16.4%	14.8%	14.2%	14.9%	13.9%	14.4%	13.4%	13.3%	13.7%	12.5%	13.6%	11.9%
VARIACION ANUAL PD (%)	VPD (%)		8.6%	-1.8%	-3.8%	-10.5%	-2.6%	5.2%	-2.8%	-1.6%	10.2%	1.7%	9.8%	-21.3%	4.4%	12.9%	18.0%	12.1%	-9.6%

Tabla 19: Perdidas en Distribución en GWh

Este aumento en las PTT, se deben a la incorporación de la nueva capacidad hidroeléctrica, que además coincidió con la suspensión temporal y/o definitiva de operaciones de un significativo plantel térmico, lo que originó un incremento sustancial en el transporte del flujo eléctrico.[63]

La diferencia de las pérdidas totales con las PTT, queda asignada al sistema de distribución (PD), que al igual que las PTT, muestran en primea instancia dos etapas bien definidas. Una primera etapa, años 2000 -2007, donde las pérdidas de distribución con respecto a la energía disponible (EE), presentan una tasa de declinación anual sostenida de -1.3% y en una segunda etapa, años 2008 – 2017 tiene un crecimiento de 2.9% anual sostenido.

La primera etapa, refleja los esfuerzos de los agentes distribuidores, para lograr eficiencia, reduciendo las pérdidas de distribución de un 26 % en el año 2000, con respecto a las ventas a un 14.8% en el 2007. Del 2008, en adelante las perdidas en distribución, del Sistema Interconectado Nacional, han seguido reduciéndose, con respecto a las ventas totales, alcanzando en el año 2017 un parámetro de PD, de 11.9%. O sea, una tasa de declinación anual de -1.9%.

El incremento en el registro de PD mostrado en esta segunda etapa, de 774.5 GWh en 2008 a 1,168 GWh en el año 2016; es consecuente con la creciente urbanización, que implica la expansión de los sub-sistemas eléctricos de distribución. Derivado de la integración eléctrica de comunidades aisladas, del desarrollo de nuevas comunidades suburbanas, adicional al creciente desarrollo turístico de lujo, en las playas y sitios campestres, caracterizadas por la dispersión de las cargas de baja densidad, con respecto a los centros de carga

[63] Salida en el 2010 de 120 MW de turbinas de vapor de Bahía las Minas. En el 2011 se descontinuaron más de 100 MW de motores. En el año 2015 se suspendieron por varios meses las operaciones de PANAM con 96 MW

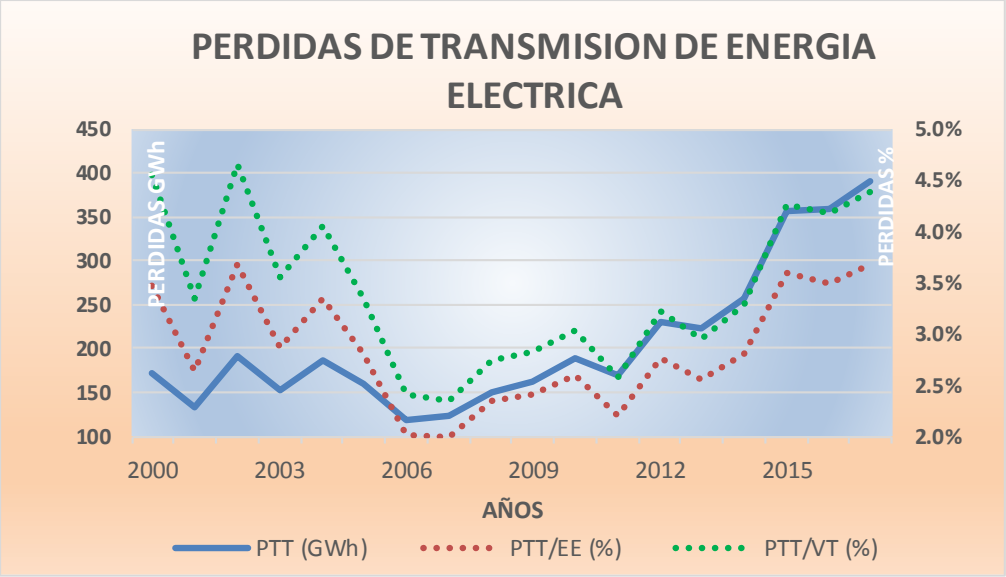


Gráfico 23: Perdidas de Transmisión EE

Las pérdidas del sistema de transmisión de los últimos cuatro años, se incrementaron en 184 GWh con respecto al año 2011, debido primordialmente al incremento significativo, del transporte de la generación hidroeléctrica, proveniente del occidente del país. [64] El año anterior 2015, presento perdidas del sistema de transmisión de 100 GWh o sea un 39% con respecto al valor alcanzado en el 2014.

La incorporación de la nueva capacidad hidroeléctrica coincidió con la suspensión temporal y/o definitiva de operaciones de un significativo plantel térmico, lo que originó un incremento sustancial en el transporte del flujo eléctrico.[65]

La diferencia de las pérdidas totales con las PTT, queda asignada al sistema de distribución (PD), que al igual que las PTT muestra dos etapas bien definidas, una primera etapa, años 2000 -2007, donde las pérdidas presentan una tasa de declinación anual sostenida de -0.3% y en una segunda etapa, años 2008 – 2015 con un crecimiento de 7.7 % anual sostenido. La primera etapa, refleja los esfuerzos de los agentes del sistema para lograr eficiencia, reduciendo las pérdidas de un 26 % en el año 2000, con respecto a las ventas a un 14.8% en el 2007.

El incremento paulatino de las pérdidas de la etapa posterior, es consecuente con la confluencia de varias razones, una la creciente urbanización, que implica la expansión

[64] Entre los años 2011-2015 se incorporaron más de 650 MW de hidroeléctricas de pasada, la mayor parte ubicadas en el sector oeste del país. (25% de la capacidad del sistema en el 2015).

[65] Salida en el 2010 de 120 MW de turbinas de vapor de Bahía las Minas. En el 2011 se descontinuaron más de 100 MW de motores. En el año 2015 se suspendieron por varios meses las operaciones de PANAM con 96 MW

de los sistemas de distribución. La integración de comunidades aisladas y de comunidades suburbanas al sistema, caracterizadas por dispersión de cargas de baja densidad. Finalmente, se tiene el desarrollo turístico de lujo y la creación de grandes centros comerciales a lo largo del país, con una fuerte demanda de energía para el acondicionamiento climático.

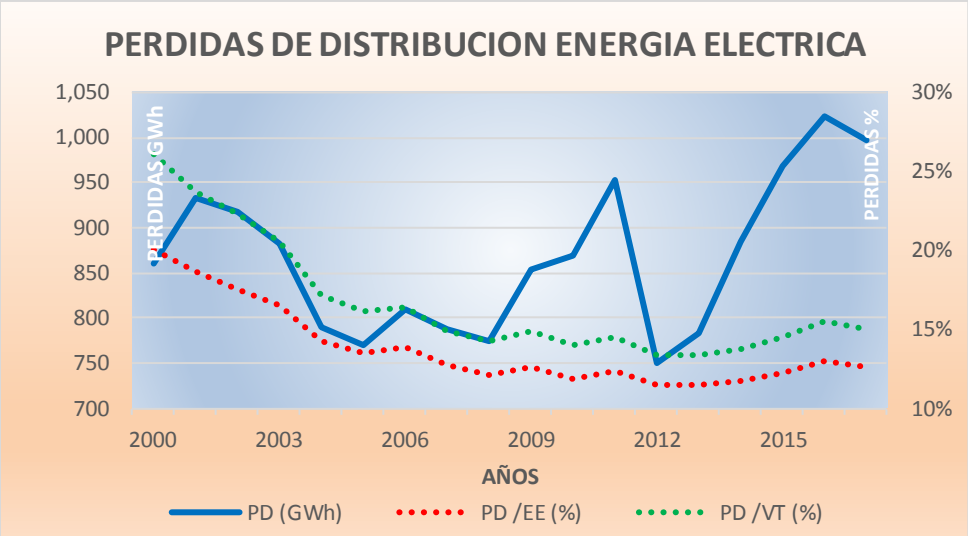


Gráfico 24: Perdidas de Distribución EE

Como ejemplo observamos que los registros de PD en los últimos años, del 2010 al 2017 han estado entre el 11.2 y el 12.6% % de la energía disponible, equivalentes a registros de 13.4% a 14.9% de las ventas totales. [66] Disminución significativa con relación a los registros presentados anteriormente, cuando los parámetros del sistema estaban muy por encima del 20% y 26% respectivamente, de la energía disponible y ventas totales de energía eléctrica al inicio del periodo y de los años de diseño y análisis del Modelo PREEICA, en los años 2000-2003.

En los últimos años, los esfuerzos del sistema eléctrico estuvieron dirigidos a alcanzar registros menores de 15% en las pérdidas totales de distribución con respecto a las ventas. Se considera que el Sistema ha alcanzado parámetros de pérdidas técnicas de distribución (PTD), entre el 6.5 y 7%, con respecto a las ventas totales, [67] Por consiguiente, se asume que las diferencias con los registros documentados, corresponden a las

[66] Inferidos con los avances de los informes de Mercado del CND del CND, a diciembre del 2015 y de los indicadores económicos del INEC.

[67] (ENSA) informo por medio de la Nota DDI-ADM-001-2010, que las pérdidas Técnicas de distribución ELEKTRA se encontraban entre 6.5 y 7%

Perdidas No Técnicas de Distribución (PNTD), que es donde se han de enfocar en el futuro inmediato, los esfuerzos de disminución de las pérdidas de distribución.

Proyecciones

Para efectos de las proyecciones de las pérdidas totales del sistema PT, se analizarán por separado, los supuestos, que -condicionan el futuro estado de las pérdidas en transmisión y distribución. Con respecto a posibles escenarios: Conservador, optimista y pesimista.

Para las pérdidas de transmisión PTT, se asume como base, los valores alcanzados en el año 2017, de 3.7% de la Energía Disponible, equivalente a un 4.5% de las ventas a los Sectores Básicos. Además, se consideran los efectos, de la integración de la nueva infraestructura de transmisión. con sus subestaciones y equipos auxiliares asociados. La ***"Tercera Línea"***, en operación comercial, desde octubre del 2017.

El sistema eléctrico nacional, ha incorporado, de manera escalonada, más de 900 MW de nueva generación hidroeléctrica, desde el año 2010, procedente de las provincias fronterizas occidentales de Chiriquí y Bocas del Toro. De mantenerse la programación de inversiones y de no presentarse condiciones imprevistas en el periodo 2018 -2021, se espera que, en el futuro inmediato se incorporen al sistema de generación más de 200 MW adicionales, provenientes de fuentes hídrica, eólica y fotovoltaicas. Todas ellas, ubicadas en el área central y occidental del País.

Con lo cual, se reduciría significativamente la participación de la generación térmica, más onerosa, proveniente de las centrales eléctricas de los alrededores del centro de carga nacional, lo cual implica mayores flujos de transmisión provenientes del occidente del país, y consecuentemente un incremento en las perdidas de transmisión del sistema, para el periodo 2018-2021.

Del año 2021 en adelante, se espera una caída paulatina de las pérdidas en transmisión, gracias a una mayor capacidad de transmisión eléctrica, gracias a la entrada en operación de nueva infraestructura de transmisión. En especial, la construcción y entrada en operación comercial de la programada Línea Changuinola – Panamá 3 de 500 kV, ***"La Cuarta Línea"***, la cual se espera esté en operación en la próxima década, entre los años 2023-2026.[68] La expansión programada del sistema de

[68] La "Cuarta Línea" 500 kV, Chiriquí Grande (Bocas del Toro) – Panamá III, se encuentra en diseño. A la fecha, se consideran cambios en el diseño preliminar, doble circuito en construcción de

transmisión, incluye a su vez mejoras sustanciales en las subestaciones existentes y la adición programada: de transformadores, de bancos de capacitores, y reactores.

Por otro lado, se considera, la entrada de la nueva generación térmica, con base en un combustible no tradicional GNL, a partir del año 2018, asociado a una nueva infraestructura de transmisión, desde la costa atlántica, en Colón, hacia el centro de carga nacional.[69] La entrada en operación de esta nueva infraestructura de generación, refuerza las expectativas, de una disminución paulatina de las PTT, después del año 2021 con respecto a los parámetros esperados hasta el año anterior, 2020.

De considerarse, el incumplimiento de las acciones y plazos de las obras programadas, para esta expansión de la infraestructura de transmisión, se prevén adicionales incrementos de las pérdidas de trasmisión, para luego ir disminuyendo paulatinamente

En resumen, la elevación de las pérdidas esperadas de transmisión a partir del año 2018 hasta el año 2020, enmarcado dentro del periodo fijo del PESIN, es consecuente con el esperado incremento en el corto plazo, del flujo proveniente del occidente del país, al incorporarse a la operación comercial, los proyectos hidroeléctricos en ejecución, del área de las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro. Y por otro lado no existan restricciones de transporte, dada la entrada de nuevas instalaciones de líneas y de otros equipos auxiliares del transporte eléctrico, en ejecución.

En los periodos subsiguientes, mediano y largo plazo las expectativas de las pérdidas por transmisión, serán condicionadas por la introducción esperada de la generación térmica con base en el GNL, en los años 2018 -2020. Generación, la cual, por características propias, en el tiempo adquirirá mayor prioridad en el despacho del sistema. A partir del año 2026, las pérdidas de transmisión se incrementarán, gracias a la incorporación .de la energía despachada por la hidroeléctrica Changuinola 2.

Con respecto, a las pérdidas totales de distribución PD, se espera, que las pérdidas se mantendrán y/o disminuirán gradualmente los niveles porcentuales alcanzados, en el año 2017. Perdidas menores al 14% de la energía disponible, alrededor del 17% de la energía vendida a los Sectores Básicos.

De no existir situaciones imprevistas que modifiquen en el corto plazo, la actual estructura del sistema, se estima que, en el periodo 2018 - 2021, las pérdidas en distribución serán menores al 13% de la energía de la energía vendida a los sectores básicos.

Con lo cual, en promedio, se esperan, en el periodo 2018 -2021, dentro del

500 operando a 230 KV, en el 2022 y luego conversión a 500 kV en el 2026l

[69] Costa norte 388 MW en 1918, Bahía Las Minas 160 MW en el 2019, Martano 388 MW en 2020.

corto plazo, parámetros totales de pérdidas de 17% de las ventas de los Sectores Básico si se ejecutan conservadoramente, las programadas gestiones, para el mantenimiento de las redes de distribución.

Considerar, que al término del largo plazo (2022-2032), las pérdidas técnicas de distribución no sobrepasen un tope de 6.5%, como premisa general, en los escenarios de pérdidas. La misma será consecuente, con las pérdidas totales en distribución, gracias a posibles cambios en la regulación del sistema, en búsqueda de una mayor eficiencia,

Con respecto a las pérdidas no técnicas, en el periodo de mediano y largo plazo se aplican tasas de declinación anual sostenida para cada escenario de pérdidas, enmarcadas en los registros históricos de pérdidas del periodo de operación más reciente y estable años 2007-2017.[70]

Por consiguiente, para el presente análisis se ha considerado como metas posibles de alcanzar, iniciar el año 2018 con un parámetro de pérdidas técnicas de distribución, de aproximadamente 6.5%, para luego obtener en el horizonte del modelo, año 2032 parámetros de 6.0 %, 6.0 % y 6.25%, respectivamente en los escenarios de perdidas, conservador, optimista y pesimista

Por consiguiente, se espera que, en el futuro inmediato, la disminución de las pérdidas totales del sistema PT, declinaran gradualmente.

Detalle de los Escenarios de Pérdidas considerados en el Pronóstico de la Demanda años 2018 -2032:

En el escenario Moderado de Pérdidas, las PT se mantienen alrededor 16% de las ventas a los sectores básicos, en el periodo 2018 al 2021. Como meta, se espera alcanzar un porcentaje de pérdidas de 13.4% en el año 2032. Las cantidades de pérdidas esperadas, son producto de la hipótesis de leves incrementos esperado de las pérdidas de transmisión, en los primeros años del escenario por incremento del flujo y a un esfuerzo moderado en controlar las pérdidas no técnicas de distribución, para mantener o reducir las mismas del 7.3% a 4.7% de las ventas a los sectores básicos, al año 2032.
Para el escenario de Perdidas Menores u Optimista, la reducción de las PT es mayor, llegando a 13.0 % de las ventas totales en el año 2032. Este escenario asume máximas prácticas empresariales de distribución, enfocadas a reducir las pérdidas. Escenario de pérdidas que requiere, altos montos de inversión adicionales, para alcanzar, estos excelentes parámetros de pérdidas.

Con respecto a un escenario de Pérdidas Mayores o Pesimista, se mantienen los parámetros alcanzados en transmisión en estos dos últimos años, sin mejoras algunas. El escenario se caracteriza por la restricción en inversiones. Con

[70] Como se observa en el Grafico de Perdidas de Distribución, Grafico No. 21

respecto a la actividad de distribución, las pérdidas no técnicas podrían alcanzar valores de hasta, casi 1% mayor con respecto al escenario de perdidas moderado. Con esto, el escenario pronostica mantener en el año 2032, parámetros de pérdidas de los Sectores Básicos de casi 15.0%.

El Pronóstico de la demanda de la energía del sistema eléctrico de Panamá, se realiza en base a la premisa de un desarrollo eficiente de la transmisión y distribución. Por lo cual, este último escenario, no será utilizado en el PESIN 2018-2032.

Las pérdidas cuantificadas del escenario moderado de perdidas, corresponden a los escenarios de Consumo Moderado y Bajo. Porque se considera que, en ambos casos, el sistema experimentara algunas mejoras tendientes a reducir las pérdidas totales del sistema.

El escenario optimista de Perdidas se aplicará al escenario de Alto Consumo de Energía, en el que se espera una mayor inversión de los agentes distribuidores.

Los detalles de cálculo se presentan en el Anexo I-3, Cuadro No. 16.

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 15.6 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 -0.4%. Una tercera etapa, años 2003-2017, en que el precio varió anualmente 2.6% con tres sub-etapas bien diferenciadas. Por conveniencia del análisis, esta etapa se examina en mayor detalle, en la **Tabla 20**.

La evolución de los precios corrientes entre los años 2003 y 2017, 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 10.95 centavos por kWh en el año 2002 a 19.4 cent/kWh, en el año 2008. [71] 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 -2017, 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 6.6%.

En los dos últimos años, 2016-2017, 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 15.7 cent/kWh. En el año 2017, el precio promedio de ventas de la electricidad, se vuelve a incrementar a 16.5 cent/ kWh.

[71] Fue el punto máximo de precios de la electricidad, coincidente con el máximo valor histórico alcanzado por el crudo de petróleo, en el mundo.

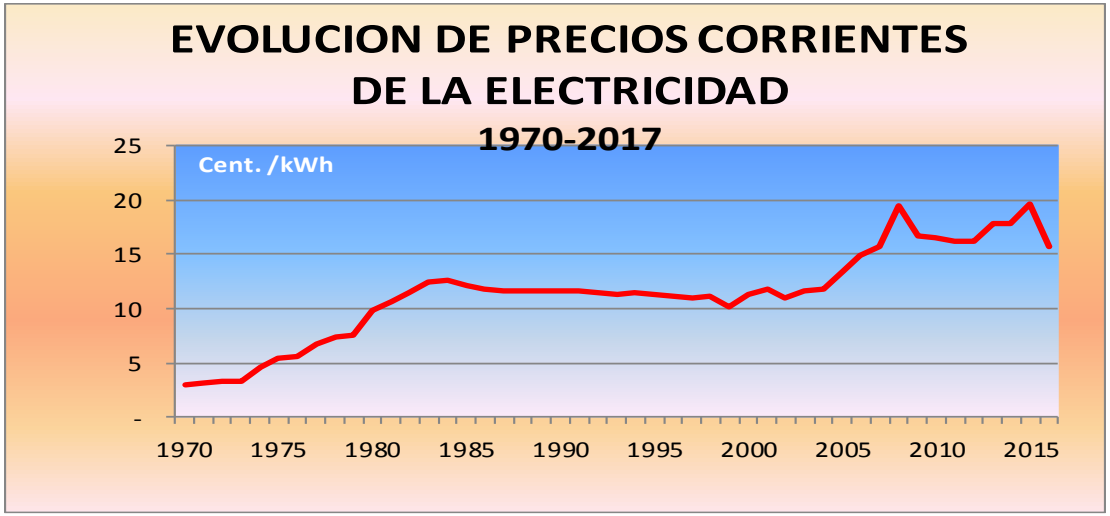


Gráfico 25: Evolución de Precios Corrientes de La Electricidad

CLASE	AÑOS														
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PRECIO EE CORRIENTES	11.6	11.8	13.5	14.9	15.6	19.4	16.7	16.5	16.2	16.2	17.8	17.8	19.6	15.7	16.5
VARIACION (%)		2.2%	13.6%	10.9%	4.6%	24.5%	-14.3%	-1.0%	-2.0%	0.3%	10.1%	-0.3%	10.3%	-19.9%	4.9%

Tabla 20: Precios Corrientes de la Electricidad - Años 2003-2016

CLASE	AÑOS														
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
IPC EE RESIDENCIAL (Base$_{2013}$)	89.0	90.0	100.7	112.5	120.6	135.9	93.4	87.8	87.8	93.8	100.0	96.2	98.4	91.8	91.8
VARIACION (%)		1.1%	11.8%	11.7%	7.2%	12.7%	-31.2%	-6.0%	-0.1%	6.9%	6.6%	-3.8%	2.3%	-6.7%	0.0%

Tabla 21: Variación de Precios Reales de la Electricidad (IPC) - Años 2003-2014

Con el fin aclarar el enunciado inicial de este acápite, sobre la errada percepción, de los consumidores, de un oneroso costo del servicio eléctrico, se relaciona la serie de precios corrientes de la energía eléctrica, con respecto al nivel de precios pagado por el consumidor del Distrito Capital y San Miguelito. Efecto inflacionario, medido por el rubro electricidad dentro del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Serie Base en octubre de 2013.

El análisis de la tabla de IPC de la electricidad a nivel de consumidor presenta una etapa inicial con un periodo bianual estable, 2003 – 2004, en donde el indicador de precio se incrementó anualmente en un 1% Luego pasa a un periodo de cuatro años 2005- 2008, de precios crecientes de la electricidad, con una tasa de crecimiento acumulada anual de 10.5% al consumidor promedio, al pasar el IPC de la electricidad de 100.7% a 135.9%, IPC techo alcanzado por el servicio de electricidad.

En cambio, del 2009 al 2011, el indicador de precio real de la electricidad disminuyo 87.6, una caída de 48.3 puntos, cayendo a una tasa anual sostenida de 13.6%. Es interesante enfatizar que el precio real pagado por los consumidores en los años 2010 y 2011, es menor al precio pagado en el año 2003, un 1.2 puntos menor. Del 2012 al 2013 se registró un aumento real de la electricidad, el IPC de la electricidad alcanza el parámetro de 100 puntos, un crecimiento anual de 6.9%. El periodo subsiguiente, años 2014-2017, el indicador refleja una caída de 8.2 puntos, o sea, el indicador estuvo cayendo anualmente a una tasa de 2.12 %.

El comportamiento del Índice del servicio eléctrico residencial, se observa con mayor facilidad, en la siguiente gráfica. Con un pico en el año 2008, la disminución al año 2011 y de la subsiguiente relativa estabilización del precio, hasta el año 2017.

El precio real pagado por el consumidor residencial en el año 2008, obedeció en gran parte al costo de adquisición temporal que alcanzo el barril de crudo de 140 dólares.[72] La caída del precio de crudo, influyo directamente en la disminución del precio del servicio eléctrico, aunado a la incorporación significativa, de capacidad proveniente de fuentes renovables no convencionales.

Por otro lado, se advierte, que el consumidor residencial pagó en el año 2011, en unidades monetarias de octubre del 2013, casi el mismo precio real que en el año 2003. Además, se observa que el precio pagado en el año 2012, se incrementa levemente hasta el año 2013, al índice, base 100. Para inmediatamente declinar, al año 2017, a un indicador de 91.8.

[72]Es este punto es necesario mencionar que el IPC de la electricidad, registrado por el INEC refleja el costo pagado por el consumidor directo, no incluye el monto de pago que presenta subsidios abonados directamente por el Estado.

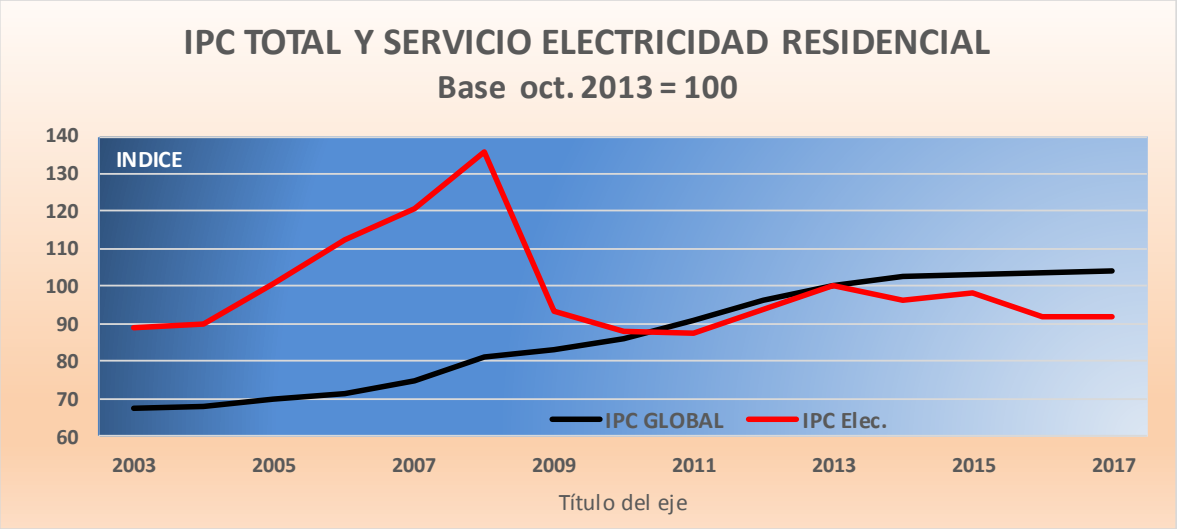


Gráfico 26: IPC Total y Servicio de Electricidad Residencial

Otra observación importante de esta gráfica, es que índice de precios del servicio eléctrico contribuye al índice al índice inflacionario global, pero no está entre los rubros más importantes. Se puede observar, que aun cuando, el indicador de precio de la electricidad 2008 -2017 declina y se estabiliza, para una tasa de crecimiento sostenido de 0.5 %, el indicador global al consumidor mantiene una tasa de crecimiento, de 4.4% anual sostenido. El análisis de la serie histórica, de los precios promedios de la energía eléctrica (en Balboas de 1982), años 1970-2017, muestra un incremento promedio inferior al IPC. Los registros históricos anteriores a 1998, año que marca el cambio al nuevo régimen de

producción y distribución de la electricidad en Panamá, muestran una tasa de incremento promedio anual de los precios en 28 años de solo 1.5% de crecimiento real anual. [73] Con lo que se puede decir, que, durante el periodo 1970-1998, anterior a la restructuración del subsector eléctrico, del país, se disfrutó de un precio estable de la energía eléctrica.

De 1998 al año 2003,[74] periodo inicial de la restructuración del subsector eléctrico, la tasa de incremento real anual fue de 0.3%, mientras en el periodo reciente, 2004 al 2012, la tasa

[73] Se seleccionó este periodo de referencia, para visualizar el efecto del cambio de régimen del sistema eléctrico nacional, de un monopolio estatal a un sistema privatizado de la generación y distribución del sector. En cumplimiento de la LEY Nª 6, del 3 de febrero de 1997. En la que se "Dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad.

[74] La implementación real de la reestructuración del subsector eléctrico, es a partir de julio de 1998, pero por conveniencia estadística se contabilizan los efectos a partir del año 1999.

de incremento anual fue de 0.4%, en donde se destacan por su volatilidad los años 2008 y 2009, con la alta variación entre 2008-2007, en que el precio de energía eléctrica impulsado por el alto precio alcanzado por los combustibles, creció cerca 15% y la declinación de los precios al año siguiente llevo a una variación inversa en el 2009-2008, donde el precio cayó un 16%, con lo cual se contrarrestó el efecto anterior, regresando en la práctica al precio del año 2007. En los años subsiguientes el precio real de la energía eléctrica consumida, cae hasta el precio real pagado en el año 2002. Reflejando un decrecimiento sostenido anual de -0.9%, en el periodo 2003 -2016.

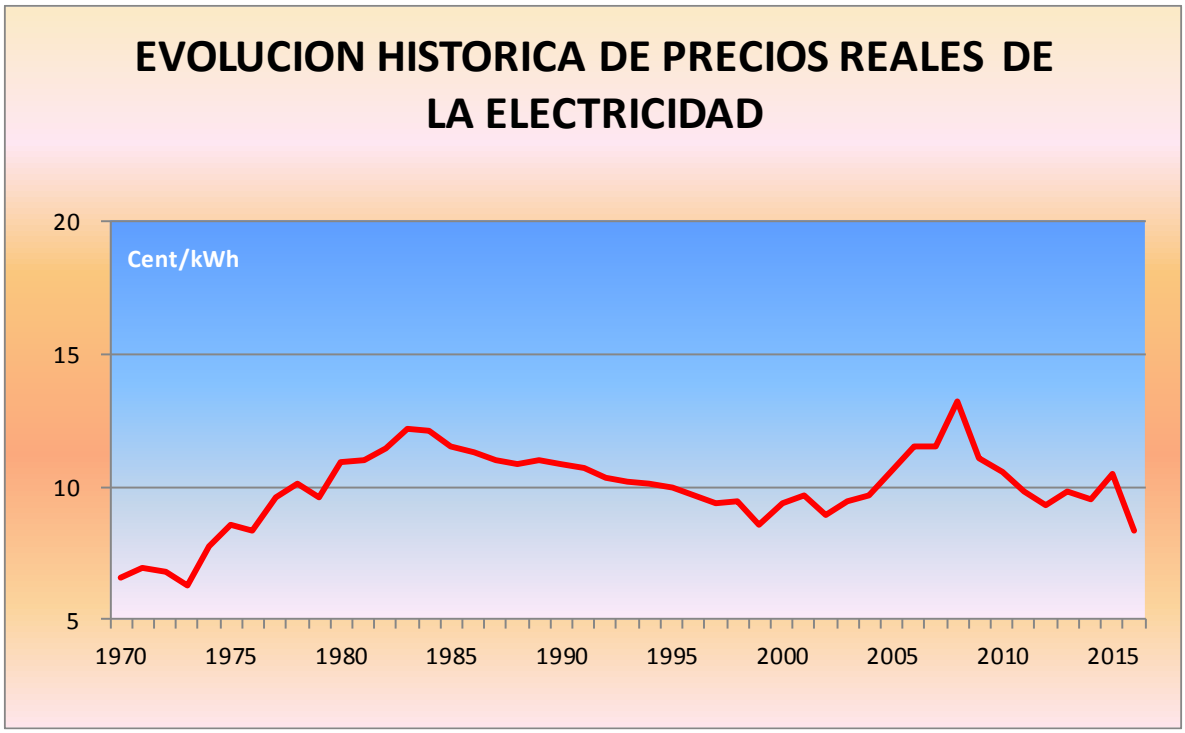


Gráfico 27: Evolución Histórica de Precios Reales de la Electricidad

Por lo cual, el sistema nacional tuvo una tasa anual sostenida de crecimiento de 0.1%, para el periodo de vigencia del nuevo régimen del sector eléctrico (1998-2014). Esto, a pesar de que los precios promedio calculados no consideran el efecto de los subsidios, ya que los Ingresos por venta del servicio eléctrico por parte de las distribuidoras, contienen tanto lo facturado a los consumidores, como los subsidios recibidos, por un grupo considerable de los consumidores residenciales. En conclusión, la señal recibida por un grupo apreciable de los consumidores finales del sistema eléctrico, está caracterizado, por el recibo de una energía de precio bajo, aunque "en su opinión" recibe un "***servicio eléctrico oneroso***".

El precio final de la electricidad, afecta el nivel de consumo de energía eléctrica, En el Modelo, este parámetro tarifario, se calculó a partir de los ingresos nominales facturados y el volumen de ventas de energía eléctrica de las empresas distribuidoras. Este precio ponderado nominal, se ajusta a precios reales aplicando el índice de precios al consumidor, como deflactor.

El parámetro calculado, es denominado en el Modelo, como **PRETOT**, o sea el precio promedio de la energía eléctrica total consumida en Panamá.

Precios de los Combustibles

Como se señala en ediciones anteriores de los pronósticos, las perspectivas de los precios de la energía eléctrica en Panamá, se fundamentaban en los pronósticos de precios internacionales del crudo de petróleo, elaborados por la "Energy Information Administration (EIA-DOE)". [75] Estas proyecciones de precios del petróleo crudo que van hasta el año 2035, se utilizaban como referentes, por considerarlas conceptualmente apropiadas para el análisis de pronósticos de precios desarrollado por ETESA, sumado a la disponibilidad inmediata de esta información.

Como se señaló en los cambios anteriormente realizados al modelo, el análisis histórico del periodo 2000-2007, demostró, que con alguna relatividad, sistemáticamente la variación de los precios de la energía eléctrica de Panamá, se desfasaba un año, respecto a los precios promedios de importación de crudo, contenido en los pronósticos del EIA-DOE.

En consecuencia, para las anteriores proyecciones se asumió que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral del Régimen Tarifario de Distribución, prevalecería en el corto y mediano plazo, dado que dicho mecanismo de fijación de precios locales se mantenía en el régimen de tarifas que entro en vigencia a partir del año 2007.

Pero, un análisis, más a fondo de la variación del precio real de la electricidad consumida en Panamá, con la variación desfasada del precio del crudo importado por los Estados Unidos, como referencia del precio de compra nacional de los combustibles, para generación no presentan una total correspondencia. Mas en algunos periodos, la volatilidad de los precios internacionales del crudo de petróleo, no se refleja directamente en el PRETOT. Como lo muestra el **Grafico 25**.

[75] Short-Term Energy Outlook, December 11, 2007 Release, Annual Energy Outlook 2008 (early Release), December 2007. Ediciones anuales subsiguientes.

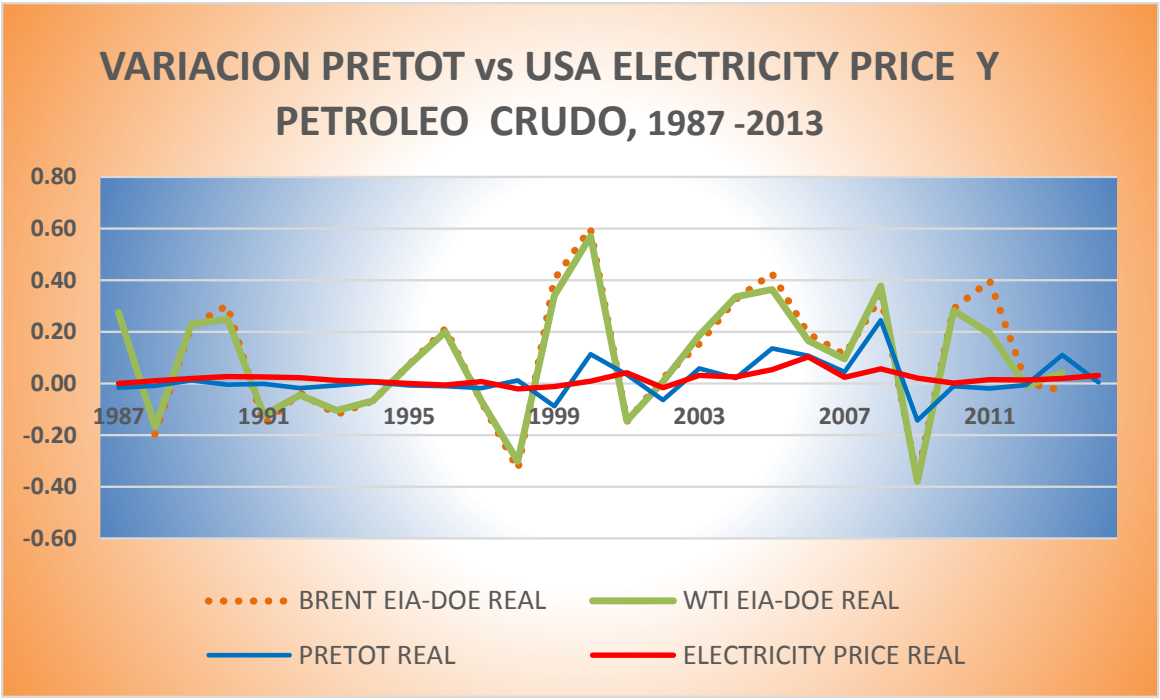


Gráfico 28: Variación PRETOT vs Electricity Price y Petróleo Crudo 1987-2013

Esta nueva realidad, es consecuente con la volatilidad puntual del precio mundial del crudo y por consiguiente sus derivados, gracias no solo a las características intrínsecas del propio crudo, sino a la conjunción diversa de otras variables, que inciden en el volumen del suministro y por consiguiente su precio puntual.

Entre las variables que influencian el precio del insumo están la presión de la demanda, la escasez momentánea de los suministros, problemas estructurales o coyunturales en la capacidad mundial de refinación, de las dificultades en el transporte masivo del crudo, y a otros elementos circunstanciales de los fenómenos de geopolítica global.

Además, en el periodo actual la volatilidad de este insumo, hacia la baja de precios radica en la coyuntura temporal del mercado de crudo, en donde se dan reducciones importantes de la demanda mundial del insumo, consecuente con la aparente recesión de economías europeas, japonesa y otros países del llamado "*primer mundo*" y a la disminución de las expectativas económica de China y de los otros *"tigres asiáticos ".* [76]

En la actualidad, se presentan sobre ofertas de combustibles líquidos, en

[76] OECD, Organization for Economic Cooperation and Development, organización de las principales economías del Mundo, "*países del primer mundo*"

razón de la inserción de volúmenes importantes de otras fuentes energéticas liquidas diferentes al petróleo convencional, como son los bio- combustibles, combustibles derivados del gas natural (GTL), combustibles derivados del carbón (CTL) y nuevas modalidades de crudos, originados en las nuevas tecnologías de explotación (pre-sal, crudo de pizarra, y los llamados de *"crudos y gases apretados"*).

Por consiguiente, desde los Pronósticos de Demanda 2014 -2028, se prefirió encontrar una nueva referencia, que de mejores señales para pronosticar el precio futuro de la electricidad local (PRETOT). Luego de analizado algunas alternativas, se observó una correspondencia histórica entre las variaciones del precio promedio de la energía eléctrica total consumida en Panamá (PRETOT), con la variación histórica del indicador de precio promedio al consumidor final de todas la regiones en los Estados Unidos (End-Use Prices) [77], como se evidencia con mayor claridad en la **Grafico 26**, en donde se muestra una correspondencia relativa en los cambios de los precios reales de la energía eléctrica al consumidor final.

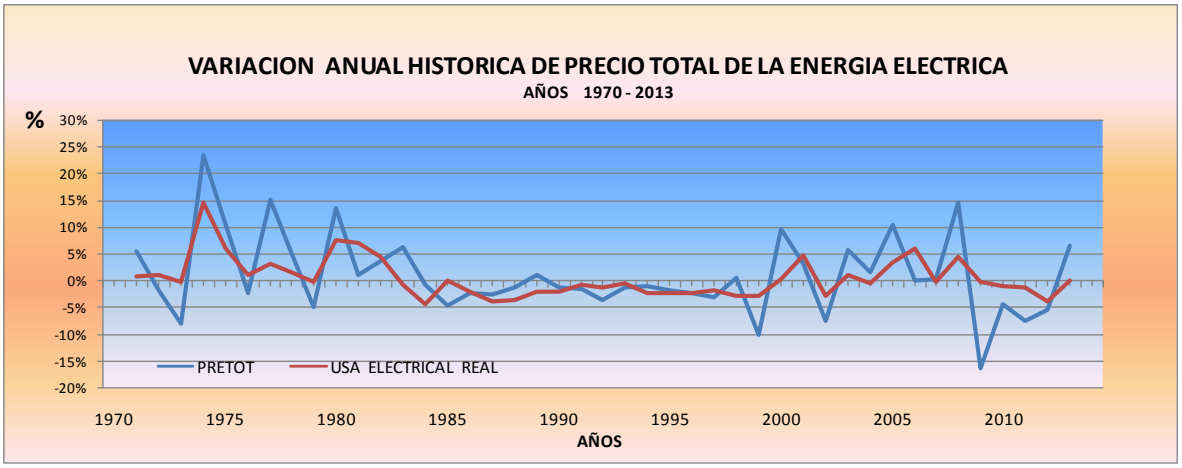


Gráfico 29: Variación Anual Histórica de Precio Total de la Energía Eléctrica

La correspondencia relativa entre las variaciones del precio de la energía eléctrica a los consumidores en Panamá, PRETOT y el precio promedio de la energía eléctrica pagado por los consumidores en USA, presentado por el EIA-DOE, es innegable. Aunque, es necesario destacar que los precios promedios de la energía eléctrica entregada a los consumidores de cada sistema, fuera de las obvias economías de escala, es

[77] EIA- DOE, Table 8. Electricity Supply, Disposition, Prices, and Emissions, aeo2010r.d111809a, All sectors Average. Ediciones anuales subsiguientes

dependiente del mix de fuentes, así como de la robustez de sus respectivos sistemas de transmisión y distribución.

Aun, con las diferencias planteadas, ETESA decidió utilizar como referencia, para el pronóstico de precios de la electricidad en el Modelo, el indicador de pronóstico de precios, para los próximos 35 años, de la electricidad al consumidor final, que elabora el EIA-DOE, para el territorio norteamericano.

La bondad de los pronósticos del EIA-DOE, se fundamentan, en la conjunción integrada de premisas de consumo, existencia actualizada y a futuro de los inventarios energéticos en general, precios y suministros de importación de los crudos, costos mundiales de la refinación de los combustibles, perspectivas de ingreso, etc., por un grupo permanente de especialistas dedicado únicamente a estos menesteres.[78]

En la **Tabla 22** se presentan por año los pronósticos de precios de la electricidad en Panamá, PRETOT, para el periodo 2015-2029, derivados de la variación de precios anual de los precios de la electricidad al consumidor final, pronosticados por el EIA-DOE

.

[78] Ídem, hm2010.d020310a.

AÑO	PRETOT HISTORICO En Balboas 2007			Historic Average Retail Prices of Electricity				PROYECCIONES REAL USA			PROYECCIONES DE PRECIOS PRETOT			VARIACIONES DE PRECIOS PRETOT		
								TOTAL AVERAGE ELECTRICITY USA			c/r Variaciones reales de Precios USA			Var. Reales de PRETOT/Precios USA		
	Nominal	En Balboas 2007	En Balboas 2017	Nominal	Cent 2007/ kWh	Cent 2013/ kWh	Cent 2017/ kWh	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth
1998	11.12	12.83	17.88	8.26	10.51	11.81	12.08									
1999	10.14	11.53	16.07	8.16	10.16	11.42	11.68									
2000	11.30	12.65	17.63	8.24	9.92	11.14	11.40									
2001	11.69	13.06	18.20	8.58	10.05	11.30	11.56									
2002	10.95	12.10	16.86	8.45	9.74	10.94	11.19									
2003	11.59	12.80	17.86	8.72	9.83	11.04	11.29									
2004	11.85	13.03	18.16	8.95	9.82	11.03	11.29									
2005	13.45	14.38	19.97	9.43	10.01	11.25	11.51									
2006	14.92	15.55	21.64	10.40	10.70	12.02	12.30									
2007	15.60	15.60	21.71	10.65	10.65	11.97	12.24									
2008	19.43	17.86	24.86	11.26	10.85	12.19	12.47									
2009	16.65	14.99	20.86	11.51	11.12	12.49	12.78									
2010	16.48	14.30	19.90	11.54	10.97	12.32	12.61									
2011	16.16	13.24	18.43	11.72	10.80	12.14	12.41									
2012	16.21	12.59	17.52	11.88	10.73	12.05	12.33									
2013	17.85	13.32	18.54	12.13	10.79	12.13	12.40									
2014	17.79	12.93	17.99	12.52	10.97	12.32	12.61									
2015	19.62	14.22	19.79	12.61	11.03	12.39	12.68									
2016	15.71	11.34	15.78	12.70	10.91	12.26	12.54	12.78	12.78	12.78						
2017	16.48	11.84	16.48					12.66	12.67	12.67	16.33	16.33	16.33			
2018								12.65	12.65	12.68	16.31	16.30	16.35	-0.0009	-0.0017	0.0011
2019								12.99	13.04	13.20	16.75	16.82	17.00	0.0267	0.0314	0.0400
2020								13.37	13.50	13.76	17.24	17.40	17.02	0.0291	0.0349	0.0010
2021								13.45	13.66	13.92	17.34	17.61	16.52	0.0060	0.0121	-0.0293
2022								13.52	13.79	14.05	17.44	17.78	16.49	0.0055	0.0097	-0.0018
2023								13.61	13.88	14.14	17.55	17.90	16.44	0.0068	0.0063	-0.0033
2024								13.70	13.98	14.22	17.67	18.02	16.42	0.0063	0.0069	-0.0012
2025								13.84	14.09	14.26	17.85	18.17	16.39	0.0104	0.0083	-0.0019
2026								13.91	14.16	14.29	17.93	18.26	16.36	0.0048	0.0049	-0.0013
2027								13.95	14.16	14.27	17.99	18.26	16.31	0.0030	0.0002	-0.0032
2028								13.98	14.19	14.26	18.02	18.29	16.32	0.0020	0.0018	0.0004
2029								14.00	14.20	14.23	18.06	18.31	16.30	0.0018	0.0011	-0.0014
2030								14.05	14.24	14.22	18.11	18.36	16.32	0.0030	0.0027	0.0018
2031								14.10	14.30	14.26	18.18	18.43	16.37	0.0039	0.0039	0.0030
2032								14.12	14.34	14.31	18.20	18.49	16.38	0.0012	0.0029	0.0007

Tabla 22: Pronósticos de Precios de la Electricidad en Panamá, PRETOT

ETESA dejo de utilizar la variación de los precios del crudo de petróleo, del EIA-DOE, como referencia valida, para pronosticar la futura variación de precios promedios de la electricidad en Panamá, PRETOT. Metodología implementada en el PESIN, desde el año 2007 hasta el informe del Pronóstico de la Demanda 2011-2025, En razón, que los registros de los precios pagados en los últimos años, revelaban que las tendencias de los indicadores de ambos precios, se habían estado alejando entre sí.

La metodología en uso del EIA-DOE, presenta sus proyecciones de precios del crudo de manera que reflejen la volatilidad futura de los precios mundiales del crudo. El EIA considera una serie de factores relacionados con la incertidumbre de los futuros precios mundiales del petróleo, incluyendo los cambios en la demanda mundial de productos derivados del petróleo, la producción del crudo y de los suministros de otros combustibles líquidos.

Información, que es disponible por Internet, lo cual permite el análisis de las condiciones del mercado futuro de los combustibles fósiles, así como de otras fuentes energéticas alternativas.[79]

Como se informó en el Pronóstico de Demanda Eléctrica 2011- 2025, existía un cambio en la visual a corto y largo plazo de la EIA –DOE, en la cual la Agencia reconoció que los nuevos riesgos geopolíticos eran considerables en la determinación mundial del precio futuro de los combustibles fósiles, a medida que se incrementaba paulatinamente el consumo de las principales economías mundiales, y se agregaban nuevas y crecientes demandas de las economías emergentes, que iban de la mano con la declinación de las "*reservas probadas"* de los yacimientos de las principales "economías occidentales", OECD, lo que señalaba una senda futura de precios altos y de la no garantía de suministros en el mediano plazo.[80]

Dada estas preocupaciones, en el Annual Energy Outlook 2011, AEO2011, el EIA-DOE concibió y resumió nuevas perspectivas, de los precios mundiales del crudo de petróleo, en términos constantes, más acordes con la situación mundial del mercado del crudo. Las perspectivas del precio del petróleo, en ese momento, se basaban en escenarios, con asunciones alternativas que reflejaban diversos supuestos sobre las fuentes y los costes de suministros de petróleo en el mundo.

En resumen, los escenarios de precios de EIA-DOE, incluían diferentes

[79] Ente de estadística y de análisis en el Departamento de Energía de los Estados Unidos. es la fuente principal de información sobre la energía de EE.UU. y, por ley, sus datos, análisis y previsiones son independientes de la aprobación del Gobierno de los Estados Unidos.

[80] Explicación más detallada se encuentra Estudios Básicos 2011 - 2025

hipótesis sobre: (1) las decisiones de inversión y producción de la organización de los países exportadores petróleo (OPEP), (2) desarrollo de nuevos recursos de crudo apretados y *bitúmenes* en los países que no pertenecen a la OPEP (incluyendo los Estados Unidos) y (3) crecimiento de la demanda de China, del Medio Oriente y de otros países no pertenecientes a la OCDE.

A partir de octubre del 2014, el panorama del mercado mundial del petróleo se invertía, después de años de progresivos aumentos de los precios del crudo y sus derivados, estos cayeron dramáticamente. El crudo Brent, como referente de este insumo, fue el "*comodities"* con el mayor desplome de precio, durante el año 2014, un derrumbe de precio de aproximadamente 46%, en el año.[81]

El precio de este insumo paso de aproximadamente 97 dólares el barril, a fines del segundo trimestre del año 2014, a 45 dólares el barril, en enero del 2015.[82]

Durante todo el año 2015 el desplome de los precios petroleros continuó, consecuente con una demanda mundial de crudo deprimida por la coyuntura económica, pero los miembros de la OPEP decidieron mantener al máximo los niveles de producción, saturando el mercado. A su vez, se da el auge del "*crudo de esquisto"* de Norteamérica, que paso su producción doméstica de 4 a 9 millones de barriles diarios, con lo cual los tanques de almacenamiento se llenaron, haciendo descender los precios internos de los combustibles considerablemente.

La sobreabundancia temporal de crudo en suelo estadounidense redujo las importaciones en aproximadamente 4 millones de barriles diarios, originando una sobreoferta mundial del crudo en toda la Cuenca norte del océano Atlántico, que, en conjunción de los problemas económicos de Europa, articula una mayor sobreoferta de crudo, presionando los precios mundiales del insumo hacia la baja. En enero del año 2016, el crudo Brent se llegó a cotizar en 20.30 dólares por barril.

En la práctica, los precios alcanzados por el crudo, obedecieron al letargo en la economía mundial, con poca demanda de "comodities", entre ellos los combustibles. Coyuntura económica, que compartieron en, gran parte las principales economías europeas y asiáticas, para luego afectar indirectamente al sector emergente anteriormente más dinámico de la economía mundial, el grupo BRIC (Brasil, Rusia, India y China).

A la vez, un mal llamado "Boom" energético por un robusto crecimiento de la oferta de crudo domestico de Norteamérica y de otros países de

[81] Precio del crudo Brent, del Mar del Norte (Brent), refleja el precio del mercado global del crudo. Crudo Ligero dulce libre a bordo (FOB), en la Terminal Sullen Voe en Escocia.

[82] Máximo precio del año, 115 dólares, 19 de junio de 2014. Avance del Estado Islámico en Irak.

OECD, gracias a la explotación de los bitúmenes, de "nuevos crudos apretados y de pizarra", de bio-combustibles y a la utilización de combustibles líquidos derivados del Carbón y Gas Natural.[83] Esta conjunción de sobreoferta de combustibles y a la débil demanda contribuyo al incremento global de los inventarios y a mantener los precios del crudo a la baja.

Por consiguiente, las expectativas del EIA-DOE, en los Outlook 2015 y 2016, se fundamentaban, en el fortalecimiento de los inventarios de los países de la OECD, consecuente con los bajos precios del crudo, en los años 2014-2016, menores a 40 $/bbl. Lo que, se reflejaban en excedentes de producción, ante un ambiente de bajos precios y a unas expectativas de crecimiento de la demanda reducida.

La existencia de altos inventarios de crudo, durante todo el período de corto plazo, retrasaban el reequilibrio esperado del mercado del petróleo, frente a un tímido resurgimiento de la economía global, contribuyendo a una expectativa o escenario de largo plazo, de bajos precios de crudo.

Por otro lado, los intentos de re-agrupación de los productores de OPEC, para mantener un "piso" adecuado, a los precios internacionales del crudo. En asocio, con los crecientes costos de exploración y de producción del llamado crudo de esquistos, ante un panorama de precios bajos del crudo, desincentiva huevas y costosas inversiones, en este sub-sector de producción de petróleo, alteró el mercado mundial del crudo de petróleo

Esta nueva coyuntura del mercado del crudo, originó nuevos y tímidos desfases de la producción y, por consiguiente, leves incrementos de precios de los crudos.

Las nuevas condiciones del mercado del petróleo, se soportan en el reciente historial de precios. Luego de la caída de precios promedio del Brent de $ 109/ barril (bbl) en 2013 a $ 56/ bbl en 2015, para luego aumentar modestamente hasta el año 2017, a 57 $/bbl.

En términos reales los precios del crudo Brent, estuvieron en su nivel más bajo desde el año 2004. Al igual, los precios del Gas Natural, referenciados en el punto Henry Hub. fueron los más bajos desde antes de 1990.

En la siguiente figura se presentan gráficamente las perspectivas futuras del precio del crudo, Brent, del Mar del Norte, de acuerdo a las últimas proyecciones vigentes del EIA, AEO2018, en dólares de 2017.[84]

[83] Solo la producción doméstica estadunidense represento el 80% del crecimiento del suministro global en el año 2014,

[84] A partir del AEO2013 el EIA utiliza Brent Spot Price como el crudo de referencia, a efectos comparativos.

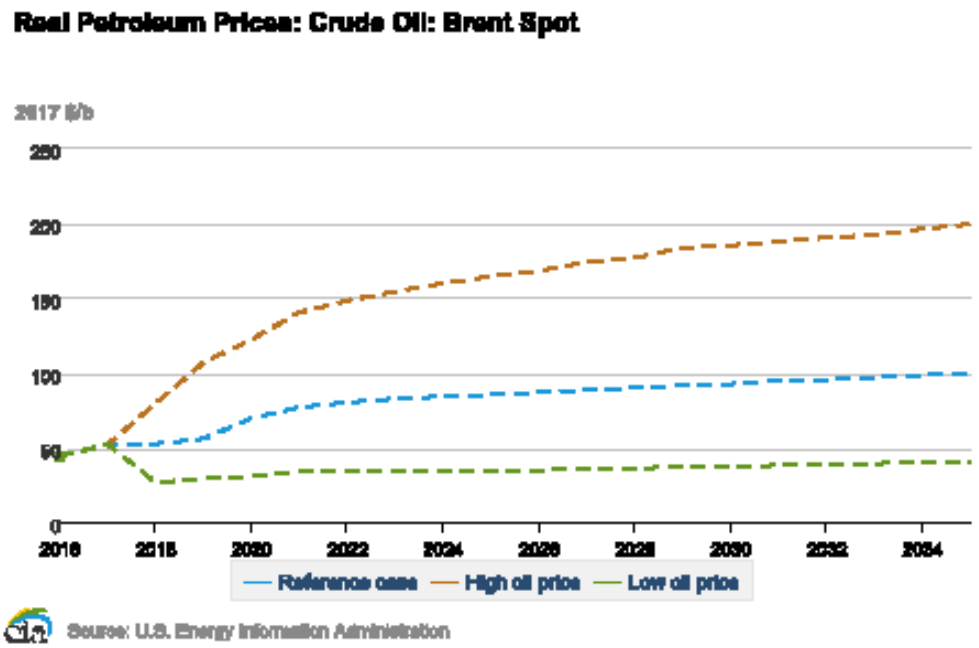


Gráfico 30: Perspectivas Futuras del Crudo, Brent del Mar del Norte – EIA-AEO2015

Estas proyecciones reflejan los eventos globales del mercado del petróleo hasta finales de 2017. Enfocado, en nuevas tecnologías de exploración, en el crecimiento en la producción de crudo no tradicionales, junto con la intempestivas bajas y subidas de los precios mundiales del petróleo crudo.

Para el **Caso de Referencia**, a partir del 2018, el crecimiento de la demanda de los no miembros de la OCDE- países fuera de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) – empujara el precio del Brent a 106 $/bbl en el año 2040 (en dólares del 2017). El aumento de los precios del petróleo es compatible con los supuestos del crecimiento de la producción doméstica nacional de petróleo crudo en los Estados Unidos.[85]

El caso de **Precio Alto de petróleo** supone una mayor demanda mundial de productos derivados del petróleo, menos inversión en exploración por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), y mayores costos de no-OPEP en exploración y desarrollo. Todos estos factores contribuyen a un aumento en el precio promedio del mercado spot de crudo Brent a 212 $/bbl en 2040, 100% por encima del caso de la referencia. Lo contrario es cierto en el caso de **Bajo Precio de petróleo**: de menor demanda fuera de la OCDE, una mayor inversión exploración por la OPEP, y menores costos de no-OPEP en exploración y desarrollo, hacen que el precio spot del crudo Brent

[85] AEO2015, EIA-DOE, 15 de abril del 2015.

aumenten lentamente a 45 $/bbl, o sea un 57% por debajo del precio del **Caso de Referencia**n el año 2040.

Para el año 2032, al término de la proyección de la demanda, alcanzará en el Largo Plazo, 2032 un precio de 135 $/bbl, en términos nominales una tasa de crecimiento anual sostenida de 7%. En términos constantes, en los escenarios de Referencia, de Alto y Bajo precio de los hidrocarburos, se alcanzarán para el año 2032, precios reales del año 2017, de 96, 191 y 39 dólares por barril, con tasas anuales de crecimiento de los precios, para el periodo de pronósticos, de 4, 9 y -2%, respectivamente.

VARIACION DEL PRECIO INT. DEL CRUDO (BRENT)
AÑOS 2016 -2050
TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL

	ESCENARIOS		
PERIODO	REFERENCE	HIGH OIL PRICE	LOW OIL PRICE
2016-2020	12.0%	28.8%	-8.4%
2021-2025	4.1%	6.1%	2.4%
2026-2030	1.6%	2.4%	1.3%
2031-2035	1.5%	1.5%	1.8%
2036-2040	1.2%	1.2%	1.8%
2041-2045	0.7%	0.8%	1.4%
2046-20500	0.6%	0.8%	1.5%
2016-2050	2.8%	4.9%	0.4%

Tabla 23: Variación del Precio Internacional del Crudo Brent

Las últimas previsiones EIA, para los precios del petróleo crudo del Mar del Norte, Brent, a corto plazo son en promedio de 52.43 por barril ($/bbl) en el año 2017 y de 54.07 $/bbl en el año 2018, 58.85 $/bbl en el año 2019 y 75.10 $/bbl en el año 2020. Precios muy superiores, respectivamente, a los precios proyectados en las ediciones anteriores del EIA, o sea, el AEO2015, AEO2016 y AEO2017. El EIA-DOE supone, que los precios del West Texas Intermediate (WTI) promediarán los precios, al igual que el Brent en los años 2016 y 2017, basado en la hipótesis de que los dos

crudos competirán en el mercado de las refinerías de la Costa del Golfo de Estados Unidos, durante el período de pronóstico, con diferenciales de transporte similares, a sus respectivos puntos de fijación de precios a ese mercado.[86]

La reciente concepción del EIA sobre los precios para el crudo de petróleo, refleja una noción futura, de la producción y precios del crudo y de los combustibles. Concepción, que se conjetura, con base, a la incertidumbre actual del mercado internacional del crudo, de los presentes riesgos geopolíticos, y del efecto en el ámbito económico nacional, en el largo plazo, las señales del mercado, para la búsqueda del equilibrio económico, son hacia "elevados precios del crudo".

Por lo cual, ETESA, de considerar nuevamente, la variación de los pronósticos de precios de los combustibles utilizados para generación térmica de la electricidad, o en su defecto el precio internacional del crudo, puede recurrir a los pronósticos emitidos por el EIA, como indicadores aceptables, del PRETOT.

La aplicación de estos pronósticos, seria, para el escenario medio o moderado de energía eléctrica, se tomaría como guía, el caso de Referencia del petróleo crudo (Reference Case Oil. Para el escenario optimista o de consumo Alto, se considera utilizar la variación anual del pronóstico de Bajos Precios del crudo, o sea el caso Low Price Oil. Con respecto, al escenario de Consumo Bajo, se utilizaría el escenario de Alto Precio del crudo, High Price.

INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.

Desde el 1 de julio del 2015, la demanda y consumo de energía de tierra firme de la Provincia de Bocas del Toro, se incorporó oficialmente a la Zona de Concesión de EDECHI, por lo cual, a partir del año, 2016 no suma a los aportes del segmento Bloque dentro del Modelo de Consumo.

Como resultado de esta condición, el pronóstico de consumo de esta área integrada es reflejado, de aquí en adelante dentro de los diferentes sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, etc.; de la zona de concesión de EDECHI.

Por lo cual el consumo futuro de esta región del país es pronosticado en el MODELO por medio de la regresión múltiple.

[86] Modificado en Short Term Energy Outlook (STEO), del 8 de marzo del 2016. Aplicable a la nueva versión de AEO2015 de 15 de abril del 2016.

INTEGRACION SISTEMAS AISLADOS de DARIEN

Por otro lado, el actual suministro de electricidad de las comunidades de la provincia fronteriza de Darién, al extremo este de Panamá, a la fecha, no están conectados al Sistema Integrado Nacional (SIN). Desde el año 2013, la Secretaria Nacional de Energía SNE, en seguimiento al principio de política y estrategia nacional, de integración territorial de la Nación, encomendó a ETESA analizar y ejecutar en el corto plazo, un proyecto de transmisión eléctrica, que permitiera desde la S/E Panamá II 230 kV, transportar la energía eléctrica que se requiere, para integrar la Provincia de Darién, al SIN.[87]

En los últimos años el principal sistema aislado de la región, fue mejorado por ENSA. El sistema está conformado por los generadores y líneas de distribución – circuitos 210 y 215 – los cuales cubren los centros de población más dinámicos de la provincia: Santa Fe, Metetí, Yaviza, El Real y Pinogana, y otras pequeñas comunidades, que se encuentran ubicadas, en paralelo al trayecto de la extendida Carretera Panamericana (CPA). La cobertura del servicio eléctrico, de estas comunidades, medidas por el número de abonados, estuvo creciendo muy por encima de la media nacional. En el periodo 1997-2003, creció a una tasa anual de 14%, mientras en el periodo 2003 - 2009 creció a una rata de 10.1%, a medida que el servicio eléctrico en la región se expandía.

Al exterior, de este sistema eléctrico, paralelo a la Interamericana, existen varios sistemas eléctricos aislados, como La Palma, Boca de Cupe, Garachiné, Jaqué, Tucutí Los que con la excepción de los sistemas de La Palma y Boca de Cupe, no son factibles de integrar, en el corto plazo, al actual sistema Troncal de Santa Fe – Yaviza. Por lo cual, estas otras comunidades y áreas aledañas, permanecerán por mucho tiempo como sistemas eléctricos *"islas",* debiendo los mismos responder ante incrementos del servicio, con la expansión de la generación onerosa de equipos térmicos u otra alternativa de generación aislada.

El gobierno Nacional, por medio del Programa de Desarrollo Sostenible de Darién (PDSD), pretende terminar el sistema potable a lo largo de la CPA, servicio sanitario, que en algunos lugares requerirá de potencia adicional de energía eléctrica.[88] Así como también, parte del reto del PDSD, es lograr la cobertura total de electricidad de 100% de las instalaciones públicas de la Provincia.

[87] La Secretaria Nacional de Energía en la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014" estableció que "Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este

[88] Consejo nacional para el Desarrollo Sostenible – CONADES, Evaluación Externa final del Programa de Desarrollo sostenible de Darién –PSD Informe Final. Junio 2011. Subcomponente de agua potable y saneamiento. Preparado por OTSCORP, S.A.

(escuelas, centros de salud, centros comunales). Hasta la fecha del informe, del PSDP, solo el 45.5 % de los centros educativos y el 69 % de los centros comunales contaban con iluminación artificial. Con lo cual, se estima un fuerte déficit del servicio eléctrico, por cubrir. Aunque no se espera que todo este requerimiento eléctrico, sea suministrado por sistemas de redes eléctricas, pues para áreas muy aisladas se propone la instalación de sistemas de celdas fotovoltaicas.

La demanda de los sistemas aislados de la región darienita, que totalizo 47.8 GWh, en el año 2013, se pronostica al año 2032 en 82.5 GWh, lo que corresponde a una tasa de crecimiento anual sostenida del servicio de 3.8%. Pero al excluir los sistemas de Garachiné, Jaque y Tucutí, la tasa de crecimiento sostenida se mantiene en 3.7%.

La tabla siguiente muestra en resumen la demanda anual pertinente, a un proceso de integración regional con el área de Darién. La tasa anual de crecimiento pronosticado para el sistema eléctrico Santa Fe – Yaviza – La Palma es de 4.1% del 2018 a 2021, en el mediano plazo (2022--2026) de 3.85% y finalmente en el horizonte del estudio de demanda (2026 a 2032) de 3.65%. Es posible que estas cifras no reflejen la demanda real del servicio eléctrico, de la región.

Las circunstancias técnicas y económicas en que ha operado el sistema de transmisión en los años 2015-2017, ha obligado a Secretaria de Energía y a ETESA a replantear la Integración eléctrica del Darién.

Esto conllevaría interconectar desde la futura subestación Chepo hasta Metetí, esta interconexión a fecha, no se considera dentro de las obras del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018-2032, por lo cual se evaluará en Planes de Expansión Futuros.

INTEGRACION DE DARIEN AL SIN SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA PROYECCCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA ESCENARIO UNICO		
AÑO	GWh	Δ Anual %
2018	48.9	
2019	50.9	3.95%
2020	52.9	3.89%
2021	55.1	4.14%
2022	57.2	3.91%
2023	59.4	3.90%
2024	61.8	3.94%
2025	64.1	3.75%
2026	66.5	3.74%
2027	69.0	3.78%
2028	71.5	3.64%
2029	74.1	3.58%
2030	76.8	3.66%
2031	79.6	3.63%
2032	82.5	3.63%
TASA ANUAL		
2018-2021		4.06%
2022-2032		3.74%
2018-2032		3.83%

FUENTE: ENSA

Tabla 24: Proyección de Demanda Sistema Santa Fé – Yaviza – La Palma

AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA (ACP)

Otro cambio trascendental en el PESIN 2017 – 2031, con respecto a los pronósticos anteriores, es la inclusión del consumo histórico de ACP, a los pronósticos del Sistema Interconectado Nacional, SIN.

Desde el diseño del Modelo de PREEICA, en el año 2003, hasta el PESIN 2016 – 2030, la información pertinente, al consumo del Canal, no formó parte del consumo del SIN, Por lo cual, para mantener la integridad del Modelo PREEICA se les restaban a los registros de DMG del SIN, un estimado de demanda asignada a la ACP, para fijar los registros anuales de la DMG, del SIN.

En realidad, esta nueva data, no incrementa la demanda, pues la información subyacía dentro de las pérdidas del sistema, que el Modelo calculaba. La energía agregada del consumo de la ACP, se contabilizaba como perdidas no explicadas del Sistema. Resultado de restar de la energía disponible del sistema, el consumo, o sea ventas más perdidas de transmisión y distribución

registradas, respectivamente por el CND y ASEP. [89]

En la tabla siguiente, se presenta el consumo interno de todas las dependencias de ACP, servidas por la propia autogeneración, desde el año 2000 a la fecha. Con lo cual se obtiene un verdadero, balance con la oferta nacional del País

REGISTROS HISTORICOS DE CONSUMO DE ACP		
AÑO	CONSUMO MWh	DMA MW
2000	130,475.5	30.7
2001	138,128.5	27.7
2002	136,504.4	27.0
2003	139,311.9	28.2
2004	142,851.1	27.8
2005	149,303.7	29.5
2006	146,652.9	30.8
2007	150,040.3	35.3
2008	140,928.0	29.3
2009	138,649.4	27.4
2010	137,477.1	28.1
2011	138,246.5	28.7
2012	138,169.3	26.6
2013	144,406.8	28.4
2014	145,292.1	29.6
2015	156,240.8	31.0
2016	169,401.2	34.5

Tabla 25: Consumo Histórico de ACP 2000-2016

MEGA PROYECTOS

En los últimos años, se incentivan y desarrollan en el país algunos proyectos, que dada la magnitud de los recursos que insumen ante el tamaño de nuestra economía, son considerados como Mega Proyectos. Estos, al igual que requieren de altos montos de inversión, de cantidades inusuales de mano de obra, de la introducción de tecnología no tradicional, suelen ser algunos, proyectos de consumos intensivos de energía eléctrica, en su periodo operativo, dado el impacto que estos

[89] Data actualizada de ACP, recibida en abril del 2017.

proyectos tienen en el suministro futuro de la energía eléctrica.

Estos proyectos se dividen en proyectos incentivados y desarrollados en la esfera estatal y proyectos de índole totalmente privados.

Además, se analizarán de manera superficial, el posible impacto de los requerimientos de carga puntuales de algunos proyectos mencionados en el informe, sean estales o privados, aunque no estén totalmente formalizados o detallados en su ejecución, durante el periodo de estudio del presente PESIN.

Por otro lado, se mencionan, pero no se analizan los impactos individuales de proyectos, que conllevan incrementos en el consumo de energía eléctrica, proyectos de desarrollos de nuevas urbanizaciones a lo largo del país, en Islas de Punta Pacifica, en Chitré, Archipiélago de las Perlas, etc. El desarrollo inmobiliario de nuevos centros comerciales, de negocios y de desarrollos inmobiliarios integrales y especializados, como la llamada “nueva ciudad de Aerópolis”.

Todos estos últimos proyectos que no tienen una formalización o definición en la ejecución y/o operación, por lo cual sus requerimientos de energía y potencia, son considerados implícitamente dentro de la regresión del Modelo de Proyección PREEICA.

En especial requerimientos energéticos que se diluyen más allá del periodo crítico del presente PESIN, 2018 - 2021, ya que se supone que los pronósticos derivados de las ecuaciones de regresión de los sectores comercial e industrial fundamentadas en los promisorios pronósticos del PIB, implícitamente absorben estos nuevos requerimientos.

MEGA Proyectos Estatales

Desde la proyección de energía eléctrica del PESIN 2011-2025, se incluyen los consumos intensivos de energía eléctrica, de magnas obras en desarrollo por parte del Estado, dentro del sector de consumo GWHBLQ. En este grupo de proyectos se destacan entre otros el proyecto integral de Saneamiento de la Bahía, la implementación de un sistema integral de Transporte Masivo en la Ciudad de Panamá y áreas suburbanas (METRO), Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumén.[90]

A la fecha ya se tienen registros de consumo de energía eléctrica de los proyectos en operación, como el tratamiento de las aguas servidas de la Ciudad de Panamá (año 2013), del

[90] Panamá, Plan Estratégico de Gobierno 2010-2014, diciembre del 2009.

Metro (año 2014) y de la expansión del aeropuerto internacional, que por ser puntuales no serían considerados en las ecuaciones de regresión del Modelo. Por conveniencia operativa del modelo de pronósticos, el estimado de consumo de energía eléctrica de estos proyectos, dentro del horizonte del estudio, fue incorporado, dentro del segmento Bloque.

Desde el documento de Estudios Básicos, Pronósticos años 2011–2025, se describen los requerimientos de energía eléctrica de los proyectos listados, con base en la mejor estimación a la fecha, de la carga que los mismos requerirían y de sus probables inicios de operación. Los datos relevantes de esta información, han sido agregados paulatinamente en los subsiguientes informes de PESIN's. del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Adicional, a estos proyectos considerados en anteriores PESIN's, deberemos incorporar nuevos proyectos, que plantean su inicio y ejecución dentro del Plan de Gobierno de la actual Administración Ejecutiva del país, años 2014-2019. Entre estos nuevos proyectos intensivos de energía, no considerados anteriormente, tenemos en primer lugar la formalización de la línea 3 del Metro (Panamá-Arraiján) con ejecución de diseño y construcción para los años 2018-2023.

Al mismo tiempo, la presente administración ejecutiva del país, ha iniciado el estudio y ejecución nacional de su ambicioso Plan 100/0, *"el abastecimiento de agua potable para toda la población y la eliminación total de letrinas y su remplazo por sistemas adecuados de tratamiento de las aguas servidas*". Plantas potabilizadoras de agua y centrales de tratamiento de aguas servidas, todas de uso intensivo de energía eléctrica.

Por lo cual, se programaron por el IDDAN, las licitaciones de nuevas centrales potabilizadores en el área metropolitana del país y de las principales capitales de provincia. Así como, la continuación y/o perfeccionamiento del proyecto integral de Saneamiento de la Ciudad y Bahía de Panamá, con la construcción del Segundo Modulo de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (II PTAR) 2016-2019 y del inicio de los estudios, preparación de pliegos, y la licitación del saneamiento de áreas urbanas de Arraiján y de La Chorrera, región suburbana, del Área Metropolitana de Panamá (AMP). Plan que el Gobierno Nacional, tiene a continuación en la implementación de nuevos sistemas de recolección y tratamiento de las aguas servidas de todas las poblaciones importantes de país.

Por otro lado, en el periodo se han mencionado otros grandes proyectos de iniciativa gubernamental, que, a la fecha de edición de este informe, no tienen plan de desarrollo firme, especialmente en sus futuros requerimientos de energía eléctrica. aunque los mismos estaban totalmente conceptualizados y/o configurados, Pertenecientes a este

grupo tenemos la construcción del nuevo Centro de Convenciones de Amador, la nueva Ciudad Hospitalaria del Seguro Social, el Gran Mercado de Abastos de la ciudad de Panamá. Todos, proyectos que están conformados, por conjuntos de edificios e instalaciones que requieren grandes equipos de refrigeración y otros equipamientos e instalaciones intensivas en consumo eléctrico, que pueden incrementar significativamente la carga, desde el momento inicial de sus operaciones.

De acuerdo al programa gubernamental anterior, los tres proyectos debieron estar en operación a fines del año 2015. El proyecto del nuevo Centro de Convenciones de Amador que se inició en el 2012, debió ser entregado en octubre del 2014, solo tiene un 35 % de avance y la continuación de obras desde el mes de enero del 2015, estuvieron suspendidas, por falta de fondos del contratista. La Autoridad de Turismo ATP, cedió el contrato para la culminación de la obra (65%) a un nuevo contratista, el cual recibió la orden de proceder en el año 2016, con un plazo de entrega de 24 meses (febrero –marzo del 2018), manteniendo el costo original de la obra en 193 millones de dólares

La nueva Ciudad Hospitalaria de la Caja del Seguro Social, así como las instalaciones del nuevo Gran Mercado de abastos se encuentran ubicados en un área cercana al cauce del Canal, la cual a la fecha carece de los servicios adecuados de electricidad, de agua potable y de alcantarillado. A la fecha solo la infraestructura física del Proyecto del Mercado de Abastos fue terminada, en el año 2014, aunque al mismo le faltan los servicios básicos, por lo cual los inicios de su operación, es aun, indeterminada. [91]

A la fecha, de elaboración de este informe, aun no se tiene disponible detalle alguno que permita definir sus respectivos requerimientos de energía eléctrica, de ambos magno proyectos para agregar al Pronóstico como consumos adicionales, por lo cual es de esperar que estos requerimientos específicos puedan ser absorbidos por la proyección del segmento de consumo gubernamental (GWHOFI).

Por otro lado se encuentra en ejecución, un programa integral del MINSA, del mejoramiento de las facilidades hospitalarias, entre las cuales se contempla cuatro nuevas instalaciones hospitalarias a lo largo del país, las cuales por su equipamiento especializado requerirán del suministro de cantidades significativas de energía para su puesta en servicio. [92] Comprenden a los nuevos hospitales de Metetí, de Bugaba, el Anita Moreno en Los Santos y el Manuel A. Guerrero en Colon. Las dos primeras instalaciones sanitarias, serán de segundo nivel; mientras, el hospital de Los Santos es de tercer nivel con algunos servicios de cuarto nivel y el

[91] A la fecha no existe un plan en firme sobre la terminación del complejo, mucho menos de los requerimientos de energía eléctrica.

[92] Ministerio de Salud, MINSA

nuevo hospital de Colon bridara servicios de tercer nivel. Estas instalaciones debieron entrar en operaciones entre los años 2012 y 2013.

Luego de negociaciones del Gobierno Central con la empresa constructora IBT HEALT GROUP, se llegó los ajustes de presupuestos y obras, con sobre precios pactados en un rango por instalación de 45 a 99.5%, elevando el total de obras a 396.4 millones de dólares, un 67% mayor al monto de los contratos originales. Además, se pactó .la entrega de todas las instalaciones, entre los meses de julio y diciembre del año 2017.[93]

A finales del año 2017, solo el Hospital Anita Moreno de Los Santos, inicio de manera parcial, mientras las obras de edificación y equipamiento, de las otras instalaciones sanitarias se encontraban en suspenso y sin fecha definidas para entrar en operaciones.

Con respecto a la demanda de servicio eléctrico, solo la carga originada en el nuevo hospital de Metetí, se considera como demanda adicional, ya que las otras tres instalaciones sustituyen instalaciones en servicio, por lo cual no serían nuevas demandas puntuales, sino incrementos que ya deben estar contemplados en la ecuación de regresión del sector oficial del consumo eléctrico. El nuevo Hospital de Metetí, Darién se encuentra localizado dentro del área de concesión de Sistemas Aislados, área que se integrara al SIN a partir del año 2023[94].

En un segundo grupo de macro proyectos estatales, se ubican aquellos proyectos de alta inversión, pero que por sus características implícitas no implican para su operación el requerimiento de energía eléctrica, como la construcción de las diversas obras de la nueva viabilidad para mejoramiento del tránsito de la Ciudad de Panamá, los nuevos puentes para el cruce del Canal (Tercero y Cuarto Puentes) y otras obras de viabilidad.

El tercer grupo conformado por algunos proyectos públicos como el desarrollo de la Cadena de Frio, la operación comercial, de los nuevos Aeropuertos Internacionales en la Provincia de Chiriquí, Colon y Coclé, los cuales no presentan una proyección puntual de operaciones futuras, que permitan estimar con algún grado de precisión, los requerimientos significativos de energía y potencia Se considera que la demanda de servicios eléctricos de estas instalaciones están contemplados dentro de la ecuación de regresión del bloque oficial de consumo.

Sobre el proyecto de la nueva **Ciudad Gubernamental**, es necesario hacer un aparte especial, ya que aunque el proyecto ha superado varias veces la etapa de conceptualización, no se han dado los pasos respectivos, para la

[93] La entrada en operaciones de estas instalaciones, aun es indeterminada.

[94] La demanda eléctrica de esta instalación sanitaria, está contemplado dentro del consumo identificado en la Integración de sistema eléctrico del Darién.

formalización y culminación del proyecto.[95] Ubicada inicialmente en los pajonales de Clayton, antiguo campo de antenas, fue rechazado por la sociedad civil organizada. Para enero del 2002, se realizaron los estudios del proyecto, por parte del MEF, para ubicar la Ciudad Gubernamental en la zona de Albrook.[96]

En la administración ejecutiva anterior, 2009-2014, se presentó en el año 2013, una propuesta de inversión de 450 millones de dólares, para la implementación de la Ciudad Gubernamental. Operación financiera cancelada por la presente administración ejecutiva, mientras se encuentra en busca de los financiamientos que permitan su implementación.[97]

A la fecha, no se define con certeza un programa de inversión que culmine este propósito. Además, ETESA no considera que la entrega de energía eléctrica para estas edificaciones, sea una carga adicional al sistema, la razón es simple, no es una demanda nueva, sino la sustitución y/o centralización en un solo punto, de un segmento de la carga actual del sector oficial, dispersa a través de la ciudad.

Saneamiento de la Bahía

El 8 de agosto de 2013, se realizó la inauguración oficial del primer módulo de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR), obra principal de la Primera Etapa del proyecto integral del Saneamiento de la Ciudad y de la Bahía de Panamá. La PTAR y sus obras conexas comprenden uno de los principales mega-proyectos de iniciativa estatal, diseñada para ser ejecutado en varias administraciones gubernamentales. El proyecto, fue conceptualizado en el año 2006, para solucionar la contaminación de la Bahía de Panamá, ocasionado por el vertimiento de las aguas residuales de de la ciudad capital. El problema consistía en evitar el vertido sin el tratamiento sanitario adecuado, de las aguas servidas de la ciudad en las quebradas, ríos y otros afluentes; que desembocan en la Bahía, causando la contaminación ambiental y riesgos de salud para la población.[98]

El diseño básico del Sistema de Saneamiento distribuyó la ejecución

[95] Desde el año 2000, El Gobierno Nacional estudia con la CAPAC, la construcción y el financiamiento de las obras

[96] Tras los debates y estudios, en los últimos 10 años, el proyecto fue emplazado, en el área de Curundú. Los terrenos, están en la Ave Omar Torrijos, desde el Mercado de Abastos y del Tribunal Electoral hasta la zona de los patios y talleres del Metro

[97] En el año 2014, el presupuesto para alquileres de oficina gubernamentales fue de 68.2 millones de dólares.

[98] Proyecto Diseño del Sistema de Intercepción, Tratamiento y Disposición de Aguas Residuales de la ciudad de Panamá, NIPPON KOEI CO, LTD, julio 2006

de las obras en dos etapas, la primera comprendía el tratamiento de los caudales de aguas servidas identificados en el estudio, correspondientes a la zona oeste de la Ciudad, incluyendo el aporte de la estación de bombeo de Juan Díaz y el aumento del flujo tendencial hasta el año 2020, es decir que un caudal de diseño en esta etapa era de 4,32 m^3/s.[99]

En una segunda etapa, se esperaba incrementar la capacidad de la PTAR a un caudal de tratamiento de 1.872 m^3/s, para obtener una capacidad final de 6,196 m^3/s, al año 2035. La segunda etapa a implementar a partir del año 2020, incorporaría los aportes de aguas servidas conducidas de las nuevas estaciones de bombeo de Tocumén y Ciudad Radial, que conducirán las aguas residuales del extremo este de la Ciudad, hacia la PTAR.[100] La estimación de diseño de los caudales de las agua residuales fue considerada como un porcentaje del consumo de agua potable, el cual era equivalente a 360 l/ ppd, este parámetro incluye los aportes generados por las aguas residuales procedentes de casas, comercios e industrias, al igual que los generados infiltración e influjos.[101]

La primera fase de la I Etapa del proyecto, inicia en firme con la orden de proceder para la construcción 190 kms. de redes de alcantarillado sanitario y de 76 kms. de líneas de colectoras y subcolectoras de las cuencas de algunos los ríos de Tocumén, Juan Díaz, Rio Abajo, Matías Hernández, Matasnillo y Curundú; al igual que con *"las quebradas"* y afluentes de los principales ríos que cruzan la Ciudad, como Palomo, Santa Rita, Belén y Tagarete, años 2007 y 2008. En la siguiente administración del Ejecutivo, años 2009- 2014, se inició la segunda fase, con la orden de proceder de construcción de un primer módulo de PTAR y del interceptor Este, año 2009.

En el cuadro siguiente se observa la evolución del pronóstico de la demanda de servicios de alcantarillado o sea la estimación de los caudales de aguas residuales, para proyectar las capacidades requeridas de tratamiento, en cada etapa.

[99] Refiere a un área 15,230 hectáreas, que incluye el área central de Ciudad de Panamá (448,000 h.), el aérea este de la ciudad que comprende Tocumen, pacora 24 de diciembre (520,000) y el distrito de San Miguelito (335,000 h).

[100] Ídem.

[101] Litros por persona diarios (l / ppd)· o (l / hab.-día)

CAUDALES DE AGUAS SERVIDAS PARA TRATAMIENTO DEL SISTEMA DE SANEAMIENTO DE LA BAHIA NIPPON KOEI CO., LTD. En m^3 /s por Hora														
AÑO	2010	2015	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CAUDAL	3.53	3.9	4.31	5.38	5.46	5.54	5.61	5.69	5.77	5.86	5.94	6.02	6.11	6.19

Tabla 26: Caudales de Aguas Servidas para Tratamiento del Saneamiento de la Bahía

Con base en el estudio de diseño, se consideraba que una capacidad de 6,2 m^3/s, era suficiente para el tratamiento de las aguas servidas de la Ciudad de Panamá hasta el año 2035. Los componentes de diseño original del sistema consistían en la construcción de siete estaciones de bombeo grandes, que transportarían flujos de hasta 1,600 lps.[102] Estos flujos de aguas servidas serán conducidas por medio de tuberías de 42 y 72 pulgadas de diámetro, incluye las respectivas colectoras hasta la PTAR. En la primera etapa de ejecución del proyecto, se construirán cinco estaciones de bombeo, en el área oeste y centro de la Ciudad, las estaciones restantes de Ciudad Radial y Tocumén correspondían a la segunda etapa del Proyecto.

La PTAR fue dimensionada de manera que pueda ir creciendo en módulos según la demanda del crecimiento poblacional. Originalmente, el primer módulo propuesto fue por 3.529 m^3/s, para luego alcanzar en un segundo módulo la capacidad de diseño de 6.196 m^3/s, que alcance para el tratamiento de las aguas residuales de la ciudad hasta el año, 2035.

Pero en la segunda fase de la primera etapa del Proyecto de Saneamiento, en adición a la construcción del sistema interceptor del sector oeste de la Ciudad, se implementó en realidad una planta de tratamiento para un caudal máximo de procesamiento de 2,75 m^3/s. Al año 2015, un año posterior al inicio de operaciones, el primer módulo de la PTAR estaba recibiendo un aporte de 1.9 m^3/s, un poco inferior a la capacidad media de operación de 2.2 m^3/s, sin embargo, una vez terminada la conexión al sistema de varias colectoras importantes en construcción, se superará la capacidad media de diseño del primer módulo de hasta unos 3.1 m^3/s, lo que hace urgente la ampliación de las instalaciones de tratamiento.

[102] Litros por segundo (lps) = l/s. 1,600 l/s = 1.6 m3 /s

Esta primera etapa del proyecto inicial que ha de completarse finalmente en el año 2017,[103] incluía la construcción de 140 kilómetros de alcantarillado, varias estaciones de bombeo, desde el Casco Viejo de la Ciudad hasta el sector periférico del corregimiento de Juan Díaz Su costo, a la fecha desde el año 2007, se registra en cerca de 900 millones de dólares. La población total en dicha área de aporte es de 808,000 personas, de las cuales el 88 % están actualmente conectados a redes de saneamiento. Sin embargo, a la fecha solamente el 42 % de los efluentes son transportados a la PTAR.

Las proyecciones de habitantes, caudales y cargas para el área de influencia de la planta de Juan Díaz implican que en el corto plazo debe ampliarse, la capacidad de tratamiento de la PTAR, de mantenerse los niveles de emisión de aguas residuales, estimados entre 400 y 900 l/hab.- día, lo que llevaría a triplicar la capacidad actual de la PTAR en un periodo de 20 años, año 2035.

Lo anterior, justifica que, a corto plazo, se deba iniciar de inmediato la construcción de un segundo módulo de la PTAR de Juan Díaz. El conjunto de ambos módulos permitirá alcanzar una capacidad de tratamiento del orden de 4.6 m3/s, para 752.000 habitantes, previstos como aporte para el año 2024 (correspondientes al 80% de la población del área).

La obra, que debió recibir la orden de proceder dentro del primer cuatrimestre del año 2016, con un periodo de construcción de 36 meses. El 30 de mayo del 2017, la empresa Suez Internacional, S.A., que oferto un precio de 219.6 millones de dólares, recibió la respectiva orden de proceder, lo que permitiría que la infraestructura ampliada, entre en operaciones en fecha más temprana, a mediados del año 2020.

En el cuadro siguiente, se presentan los requerimientos de energía eléctrica, por las necesarias bombas para impulsión de los efluentes de los diversos sub-sistemas de recolección de las aguas residuales.[104]

[103] A la fecha esta primera fase, pretende cubrir la recolección de aguas residuales, desde el barrio de San Felipe hasta las inmediaciones del Aeropuerto de Tocumén, se encuentra con un avance total de 98%.

[104] Con Base en la información de diseño de NIPPON KOEI CO., LTD y datos entregados por ENSA, Nota DI-AMDM-040-2015, del. 28 de enero de 2015.

CONSUMO DE ENERGIA EN LAS ESTACIONES DE BOMBEO
DEL SISTEMA DE SANEAMIENTO DE LA CIUDAD Y BAHIA DE PANAMA
En kWh

AÑO	ESTACIONES DE BOMBEO							
	PAITILLA	BOCA LA CAJA	RIO ABAJO	MATIAS HERNANDEZ	JUAN DIAZ	CIUDAD RADIAL	TOCUMEN	TOTAL
2014	5,392,000	3,875,000		12,165,000				21,432,000
2015	5,494,000	3,949,000		12,165,000	10,228,000		5,054,000	36,890,000
2016	5,596,000	4,022,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000		5,054,000	42,119,000
2017	5,692,000	4,095,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000		5,054,000	42,288,000
2018	5,800,000	4,169,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000		5,054,000	42,470,000
2019	5,902,000	4,242,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000		5,054,000	42,645,000
2020	6,004,000	4,315,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	47,874,000
2021	6,106,000	4,388,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,049,000
2022	6,208,000	4,461,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,224,000
2023	6,309,000	4,535,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,399,000
2024	6,411,000	4,608,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,574,000
2025	6,614,000	4,681,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,850,000
2026	6,614,000	4,754,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,923,000
2027	6,716,000	4,827,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	49,098,000
2028	6,817,000	4,900,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	49,272,000
2029	6,919,000	4,972,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	49,446,000
2030	7,020,000	5,045,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	49,620,000
2031	7,121,000	5,118,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,560,000	5,054,000	50,300,000
2032	7,223,000	5,191,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,560,000	5,054,000	50,475,000
TOTAL	122,603,000	87,948,000	85,918,000	231,135,000	184,104,000	66,714,000	90,972,000	869,394,000

Tabla 27: Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo del Sistema de Saneamiento de la Bahía

Además, se necesita de la ampliación de los sub-sistemas de alcantarillado del área de San Miguelito y su conexión al sistema principal de saneamiento; en conjunto con reformas en los viejos sistemas de alcantarillado de los barrios céntricos de Paitilla, Bella vista y Calidonia por medio de una nueva colectora en el rio Matasnillo, obras que han de ser completadas en el año 2020. En términos generales todas estas obras que integran la segunda etapa actualizada del proyecto de Saneamiento de la Bahía se estiman en unos 600 millones de dólares adicionales.

La administración actual del Ejecutivo, pretende que la limpieza de los 17 ríos más importantes de la Ciudad Capital sea terminada en conjunto con el inicio de operaciones del segundo módulo de la PTAR, para que la misma pase a procesar en total 5,3 m^3/s de aguas servidas, casi el doble de la capacidad actual de PTAR.

CONSUMO ELECTRICO DE ESTACIONES DE BOMBEO DE LAS AGUAS RESIDUALES (En Gwh)																			
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
PAITILLA	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2	6.3	6.4	6.6	6.6	6.7	6.8	6.9	7.0	7.1	7.2
BOCA LA CAJA	3.9	3.9	4.0	4.1	4.2	4.2	4.3	4.4	4.5	4.5	4.6	4.7	4.8	4.8	4.9	5.0	5.0	5.1	5.2
RIO ABAJO	0.0	0.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
MATIAS HERNANDEZ	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
JUAN DIAZ	0.0	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2
CIUDAD RADIAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.6	5.6
TOCUMEN	0.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
TOTAL	21.4	36.9	42.1	42.3	42.5	42.6	47.9	48.0	48.2	48.4	48.6	48.9	48.9	49.1	49.3	49.4	49.6	50.3	50.5

Tabla 28: Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo de las Aguas Residuales

CONSUMO ELECTRICO DE PLANTA DE TRATAMIENTO AGUAS RESIDUALES (En Gwh)																				
AÑO	m^3/s	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CAPACIDAD	m^3/s	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	3.5	5.5	5.5	5.5	5.5	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25
I ETAPA	GWh	11.0	17.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
II ETAPA	GWh									11.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
IIi ETAPA	GWh														18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
TOTAL	GWh	11.0	17.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	29.0	36.0	36.0	36.0	36.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0

Tabla 29: Consumo Eléctrico de Planta de Tratamiento de Aguas Residuales

Pero el crecimiento en forma desordenada, de la Ciudad de Panamá especialmente hacia el área de Panamá Este, con comunidades localizadas en áreas que no estuvieron contemplados inicialmente en el Proyecto de Saneamiento de la Bahía, obliga a actualizar y/o adelantar no solo el proyecto original, de manera que se pueda sanear un área ampliada de 105,000 hectáreas, que comprenden 32 corregimientos de la Ciudad de Panamá y a una población de 1.3 millones de personas. Para lo que se requiere la inversión adicional de más de 1,321 millones de dólares, a desembolsar en un periodo de quince años 2016-2030 (Tres administraciones Ejecutivas de la Nación) [105]

Una ampliación de servicios de este tipo exige, que a la terminación del segundo módulo de la PTAR, se debe licitar de inmediato un tercer módulo de la PTAR, de una capacidad similar a los dos anteriores de 2.75 m^3/s, de manera que el periodo de construcción permita que entre en operaciones en un periodo, entre los años 2023 y 2025, cuando el estimado de aguas residuales se espera llegue a un parámetro de 5.38 m^3/s, que le permitiría alcanzar el procesamiento total de los estimados de vertimiento, mucho más allá del año 2035.

Las crecientes proyecciones de caudales y carga para el área de influencia del proyecto Integral de saneamiento, implican la ampliación de la capacidad a ese mismo ritmo. Por lo cual el MINSA, considera estudiar la aplicación de una estrategia de contención de consumos excesivos. Que de lograr disminuir la media de consumo por habitante a un parámetro no mayor a los actuales valores de normas de diseño del IDDAN de 100 galones de agua por habitante-día, sería suficiente para que el segundo módulo de PTAR, cubriera los requerimientos incrementales de tratamiento por los próximos 20 años.[106]

A la fecha, el proyecto opera con 2.2 metros cúbicos de aguas residuales por segundo, instalados los tres módulos del proyecto, se proyecta alcanzar una capacidad máxima de tratamiento de 8.25 m^3/s de aguas residuales tratadas.

Los requerimientos de energía totales del proyecto ampliado del Saneamiento de la Bahía, en un escenario moderado, que han de incidir en el SIN, en el horizonte del Pronostico 2018 - 2032, por operación y mantenimiento, incluyendo el consumo de las estaciones de bombeo se resumen en el siguiente cuadro.[107]

Al igual, se presenta los requerimientos de consumo eléctrico, de un posible escenario Bajo o Pesimista, en que se consideran

[105] Hazem and Sawyer, firma Consultora encargada de la actualización del proyecto.

[106] 100 g/hab.-día = 387 l/hab.-día. El actual caudal de diseño del Proyecto de 400 a 900 l/hab.-día supera entre 3 a 5veces la media regional. (Centro y Sudamérica)

[107] Esta misma información es aplicable al escenario Alto u Optimista, pues se considera que las obras de infraestructura del Proyecto son firmes.

modificaciones de requerimientos que obedecen a cambios en pliegos, presupuesto o a contingencias de obras que provoquen los consabidos retrasos en la entrada de operación de las instalaciones.

CONSUMO ELECTRICO DEL PROYECTO SANEAMIENTO DE LA BAHIA ESCENARIO MODERADO Y ALTO			
AÑO	CONSUMO (GWh)		
	ESTACIONES/ BOMBEO	PTAR	PROYECTO
2017	17.5	18.0	35.5
2018	17.9	18.0	35.9
2019	18.2	18.0	36.2
2020	21.3	29.0	50.3
2021	21.7	36.0	57.7
2022	22.0	36.0	58.0
2023	22.4	36.0	58.4
2024	22.7	36.0	58.7
2025	23.2	54.0	77.2
2026	23.5	54.0	77.5
2027	49.1	54.0	103.1
2028	49.3	54.0	103.3
2029	49.4	54.0	103.4
2030	49.6	54.0	103.6
2031	50.3	54.0	104.3
TOTAL	517	937	1,559

CONSUMO ELECTRICO DEL PROYECTO SANEAMIENTO DE LA BAHIA ESCENARIO PESISMISTA			
AÑO	CONSUMO (GWh)		
	ESTACIONES/ BOMBEO	PTAR	PROYECTO
2017	42.3	18.0	60.3
2018	42.5	18.0	60.5
2019	42.6	18.0	60.6
2020	42.8	18.0	60.8
2021	43.0	18.0	61.0
2022	48.2	36.0	84.2
2023	48.4	36.0	84.4
2024	48.6	36.0	84.6
2025	48.9	36.0	84.9
2026	48.9	36.0	84.9
2027	49.1	54.0	103.1
2028	49.3	54.0	103.3
2029	49.4	54.0	103.4
2030	49.4	54.0	103.4
2031	49.4	54.0	103.4
TOTAL	808	797	1,401

Tabla 30: Consumo de Energía en el Proyecto Saneamiento de La Bahía

Para que el sistema de Saneamiento de la Cuidad y de la Bahía de Panamá culmine exitosamente, en adición de las ampliaciones planteadas, se requerirá, en un futuro de además de la ejecución de proyectos integrales de saneamiento de menores dimensiones, como mejor opción para el tratamiento y disposición final de efluentes residuales de saneamiento en áreas alejadas de la ubicación actual de PTAR. O sea, la construcción de dos nuevos subsistemas de saneamiento con sus respectivas plantas de tratamiento (una al norte y una al este del área. Parámetros que no están contemplados en el presente estudio

Saneamiento de la Bahia de Panama Sector Oeste (Arraijan - La Chorrera)

Adicionalmente a lo anterior, el Gobierno Nacional en funciones, años 2014 -2019 ha mirado hacia el creciente urbanismo del área oeste, de la provincia de Panamá, Distritos de Arraiján y La Chorrera, que se han convertido en dormitorios de la Ciudad Capital. Por lo que se amplía el horizonte del proyecto de Saneamiento de la Bahía, al emitir que "El tema del Saneamiento por primera vez ya solo no mira la Bahía de Panamá hasta el Puente de las Américas, sino que lo lleva más allá de La Chorrera y las playas del Pacifico."[108]

El Saneamiento de Panamá Oeste está dividido en dos grandes proyectos: Proyecto de Saneamiento – Arraiján Este y Proyecto de Saneamiento – Arraiján Oeste y La Chorrera. :

Para los efectos de los sistemas de drenaje, se planteó separar los aportes de aguas residuales en Arraiján Este, que recogería los sistemas de drenaje de la parte norte de Arraiján, (Burunga, río Perico, río Cáceres, río Potrero). Una segunda que recogería la mayor parte de los sistemas de drenaje de La Chorrera y el resto de Arraiján.

Desde el punto de vista energético, estos dos proyectos han de requerir, en el mediano plazo importantes cantidades de potencia y energía eléctrica, en esa área geográfica, a partir del año 2022.

Consistente con este principio, el Gobierno Nacional, entrego en noviembre del 2015, la orden de proceder "para los estudios de requerimientos y especificaciones de lo que será la nueva planta de tratamiento de aguas servidas, que estará ubicada en el sector de Burunga, en Arraiján, 12.8 km al oeste de la ciudad de Panamá (al otro lado del Canal de Panamá). También fue notificada otra empresa estadunidense, para un trabajo similar en la desembocadura del rio Caimito en La Chorrera, a 32 Kilómetros de la Ciudad capital de Panamá.

Los dos proyectos, en conjunto corresponden a un área y población similar al Distrito Especial de San Miguelito, conllevan la ampliación del Proyecto de Saneamiento de la Ciudad y Bahía de Panamá, "van a permitir que se cuente con un sistema de sanidad básica a través de las colectoras de aguas servidas desde Tocumén, en el sector Este hasta La Chorrera".[109]

:

[108] Palabras del presidente Juan Carlos Varela, ante los periodistas el 14 de septiembre del 2015.

[109] Ídem.

Proyecto de Saneamiento – Arraiján Este:

- Componentes: redes de alcantarillado sanitario, colectoras, sistema interceptor, estaciones de bombeo y una planta de tratamiento de aguas residuales.
- Beneficiados: 139,822 personas al año 2050.
- Proyecto licitado y adjudicado el 15 noviembre del 2017, a Consorcio PTAR Arraiján 2016, por un valor 120.5 millones de dólares.
- Inicio de Obras: para el primer semestre del 2018.
- Fecha estimada de entrada en operaciones, 36 meses después de la orden de proceder. Julio del año 2021.

Proyecto de Saneamiento – Arraiján Oeste y La Chorrera:

- Componentes: redes de alcantarillado sanitario, colectoras, sistema interceptor, estaciones de bombeo y una planta de tratamiento de aguas residuales.
- Beneficiados: 605,770 personas al año 2050.
- Inicio de Obra: estimación año 2019.
- Fecha estimada de entrada en operaciones, 36 meses después de la orden de proceder. Julio del año 2022.

A la fecha, solo se tienen estimados muy gruesos de los requerimientos eléctricos del Proyecto del sistema de Saneamiento del sector de Arraiján Este (Burunga), correspondientes al contrato de ejecución de obras en desarrollo y a los informes de avance del Proyecto, en ejecución.

CONSUMO ELECTRICO DE PLANTA DE TRATAMIENTO AGUAS RESIDUALES (En Gwh)																
AÑO	m^3/s	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
CAPACIDAD	m^3/s				0.6	0.6	0.6	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
I ETAPA	GWh				1.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
II ETAPA	GWh								2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
TOTAL	GWh	0.0	0.0	0.0	1.0	4.0	4.0	4.0	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6

Tabla 31: Consumo Eléctrico Estimado de PTAR de Burunga (GWh)

Con respecto al proyecto del sistema de saneamiento de Arraiján Oeste y La Chorrera, las especificaciones técnicas, no están disponibles, a la fecha, mucho menos los respectivos requerimientos integrales de energía eléctrica, que demandara el sistema de tratamiento, de las aguas servidas del sector.

El proyecto, de alta prioridad para la administración actual, será licitado y deberá iniciar ejecución a más tardar a mediados del año 2019, beneficia a una población cuatro veces mayor al proyecto de Arraiján Este, al igual que al área espacial a servir. Por lo cual de manera conservadora estimaremos que el requerimiento de bombeo y de capacidad de tratamiento de aguas servidas, es por lo menos el triple de la capacidad prevista para el proyecto contratado, en el área este de Arraiján.

.

Esto permite, estimar que el requerimiento de energía eléctrica del Proyecto, sería igualmente el triple. de la energía eléctrica requerida, por las futuras operaciones del Saneamiento del Sector Arraiján Oeste – La Chorrera. Demanda estimada, que se agregara a los actuales pronósticos de energía eléctrica, hasta que se identifiquen con mayor precisión los parámetros físicos de las instalaciones, requeridas por el saneamiento del sector.

Los requerimientos de energía eléctrica, del proyecto ampliado del Saneamiento de la Bahía de Panamá, del Sector Oeste, que han de incidir en el SIN, en el horizonte del Pronostico 2017 - 2032, por operación y mantenimiento, incluyendo el consumo de las estaciones de bombeo. Estos requerimientos eléctricos se presentan por escenarios moderado y pesimista , los mismos se resumen en la **Tabla 32**[110]

[110] No existe holgura, para adelantar estos proyectos. Por lo cual, el escenario moderado, es al mismo tiempo, un escenario optimista, o consumo alto.

CONSUMO ELECTRICO DEL PROYECTO SANEAMIENTO DE LA BAHIA S/OESTE ESCENARIO MODERADO Y ALTO CONSUMO (GWh)			
AÑO	ESTACIONES/ BOMBEO	PTAR	PROYECTO
2018	0.0	0.0	0.0
2019	0.0	0.0	0.0
2020	0.0	0.0	0.0
2021	7.8	2.0	9.8
2022	23.5	10.6	34.1
2023	34.7	10.6	45.3
2024	40.4	13.2	53.6
2025	45.7	17.2	62.9
2026	48.8	19.8	68.6
2027	49.3	19.8	69.1
2028	49.8	19.8	69.6
2029	50.5	19.8	70.3
2030	51.1	19.8	70.9
2031	51.8	19.8	71.6
2032	52.5	19.8	72.3
TOTAL	506	192	626

CONSUMO ELECTRICO DEL PROYECTO SANEAMIENTO DE LA BAHIA S/OESTE ESCENARIO PESIMISTA CONSUMO (GWh)			
AÑO	ESTACIONES/ BOMBEO	PTAR	PROYECTO
2018	0.0	0.0	0.0
2019	0.0	0.0	0.0
2020	0.0	0.0	0.0
2021	0.0	0.0	0.0
2022	7.8	2.0	9.8
2023	15.7	4.0	19.7
2024	23.7	10.6	34.3
2025	34.8	13.2	48.0
2026	40.6	13.2	53.8
2027	45.8	17.2	63.0
2028	48.9	19.8	68.7
2029	49.5	19.8	69.3
2030	50.0	19.8	69.8
2031	50.7	19.8	70.5
2032	51.4	19.8	71.2
TOTAL	368	139	507

Tabla 32: Consumo de Energía en el Proyecto Ampliado del Saneamiento de La Bahía

MEGAOBRAS del IDDAN de ALTO Consumo Eléctrico

Como enunciamos anteriormente, el IDDAN ha programado la licitación y ejecución de obras, para cumplir el Plan “100/0”, como parte de la agenda de la administración ejecutiva 2014-2019, en la cual se contempla la construcción de varias potabilizadoras de agua, a lo largo del país., Estos proyectos institucionales son Instalaciones de consumo intensivo de energía eléctrica, que requieren de la previsión oportuna de la potencia demandada. dentro del horizonte del PESIN 2018 – 2032.

Aunque, a la fecha, se tiene el listado de instalaciones en proyecto, no así está disponible la información detallada de los parámetros de las nuevas potabilizadoras, de su edificaciones, motores y bombas eléctricas anexas. ETESA, no tiene toda la data requerida para determinar, la potencia y energía eléctrica que cada uno de estos proyectos demandara al sistema eléctrico nacional.

En consideración, a que la Planta Potabilizadora "Federico Guardia Conté", ubicada en el corregimiento de Chilibre, produjo 250 MGD de agua, en el año 2015, utilizando para ello 125 GWh, para su proceso de potabilización y de las respectivas bombas de impulso, para el transporte al consumidor del producto final. Es de esperar, que los requerimientos de energía eléctrica, para las instalaciones listadas, puedan ser estimadas, con esta referencia.

Gran parte de esta energía eléctrica requerida, por las nuevas instalaciones potabilizadoras, que deben entrar en operación, de acuerdo a la programación vigente, en el periodo entre los años 2022 y 2025,.no puede ser cuantificada por la indeterminación de sus especificaciones. Demanda no considerada en los actuales pronósticos de energía eléctrica, del periodo 2018-2032, hasta que sea posible cuantificar con mayor precisión los requerimientos eléctricos, de las instalaciones, que entren en operaciones en el periodo.

MEGAOBRAS DEL IDDAN DE ALTO CONSUMO ELECTRICO CONTEMPLADAS, EN EJECUCION A LA FECHA
PERIODO 2017-2024

PROYECTOS POTABILIZADORAS	DISTRITO	CAPACIDAD FIRME Mill. Gal (MGD) 1 FASE	2 FASE	ESTADO DEL PROYECTO	TERMINO DE ENTREGA	FECHA TENTATIVA OPERACIONES 1 FASE	CONSUMO ELECTRICO IMPUTABLE
HOWARD	ARRAIJAN	40 Mill Gal(MGD)	60 Mill. Gal(MGD)	ADJUDICADA 5 DIC 2016	1,645 DIAS CALENDARIOS	ENERO 2022	N/D
GAMBOA	PANAMA	60 Mill Gal(MGD)	80 Mill. Gal(MGD)	EVALUACION	1,745 DIAS CALENDARIOS	ABR 2022	N/D
SABANITAS II	COLON Y AREAS ALEDEÑAS	30 Mill. Gal (MGD)		ADJUDICADA 22 FEB 2017	1,695 DIAS CALENDARIOS	FEB 2022	N/D
LA ARENOSA	CHORRERA, CAPIRA, CHAME, SAN CARLOS Y RIO HATO	60 Mill Gal(MGD)	80 Mill. Gal(MGD)	EVALUACION	1,945 DIAS CALENDARIOS	JULIO 2023	N/D
SANTIAGO	SANTIAGO, LA ATALAYA, MONTIJO Y AREAS ALEDAÑAS	60 Mill Gal(MGD)	80 Mill. Gal(MGD)	PREPARACION DE PLIEGOS		ENERO 2024	N/D
CHILIBRE (AMPLIACION) NUEVO MODULO	PANAMA	15 Mill. Gal(MGD)		POR ADJUDICAR	1,645 DIAS CALENDARIOS	ENERO 2022	N/D
TOTAL		265 Mill. Gal(MGD)	345 Mill. Gal(MGD)				

Tabla 33: MEGAOBRAS del IDAAN de Alto Consumo Eléctrico

Transporte Masivo de la Ciudad De Panamá

Al igual que el mega-proyecto anterior el Sistema Masivo de transporte de la ciudad de Panamá, “Metro”, un sector consumidor intensivo de energía, se encuentra detallado en los Estudios Básicos 2011-2025. A la fecha, se encuentra implementada y operaciones, la Línea 1, Albrook – San Isidro.[111]

Desde los inicios de la operación comercial, julio del año 2014 a la fecha, el uso de la infraestructura del Metro, así como la energía eléctrica utilizada es creciente. En la Tabla siguiente se detalla el registro histórico de este consumo eléctrico.

[111] La Fase 1 de Línea 1, se entregó para operaciones en el año 2014. La extensión de la Línea 1, tramo de 2.1 kilómetros, a un costo de 181.4 millones de dólares, recibió orden de proceder a partir del 3 de octubre del 2014 y fue entregada para operaciones desde el 15 de agosto del año 2015.

CONSUMO Y DEMANDA PROMEDIO LINEA 1 DEL SMP (METRO) AÑOS -2014 -2017		
AÑO	CONSUMO (MWh)	POTENCIA (Kw)
2014	25,696	7,368
2015	35,212	8,082
2016	36,537	6,892
2017	41,137	8,372

Tabla 34: Registro Histórico de Consumo Eléctrico SMP Linea 1

A continuación de este Plan Maestro de la Secretaria del Metro (SMP), pretendía poner en operaciones, a inicios del año 2018, los 19 km. de la primera fase de la Línea 2 (Tramo La Doña - San Miguelito) con sus respectivas estaciones de abordaje, con lo cual permitiría el acceso expedito y cómodo al centro y oeste de la Ciudad, de una gran porción de la población de las comunidades del extremo este de la misma. Con punto final de llegada, la Terminal de Transporte de Albrook, por medio de la estación enlace de San Miguelito.[112] Plan que contemplaba, la construcción de la segunda fase de la Línea 2 en un futuro próximo y adicional la construcción y operación de la primera del fase monorriel de la Línea 3, hacia el área oeste de la provincia de Panamá, con fecha de operaciones en el año 2035.

En la actualidad, este mega-proyecto, se ha modificado, en razón de la necesaria revisión de prioridades, por parte de la nueva dirección gubernamental del país. La imperiosa necesidad del transporte masivo, para las comunidades del área este de la ciudad, impuso la re-actualización y reprogramación del Plan Maestro del Trasporte Masivo de lo que se conoce como Área Metropolitana de la Ciudad de Panamá, (AMP).

Al momento, se contempla dar servicio a toda la Ciudad de Panamá y su área de influencia (AMP), incluyendo las comunidades del área este de la ciudad, del Distrito especial de San Miguelito, y del área oeste que comprende los distritos de Arraiján y La Chorrera. Esta actualización del Plan Maestro de la Red del Metro, para el año 2040, de ocho líneas ferroviarias y más de 90 estaciones, al año 2040, cubre un área de aproximadamente 54,000 Ha. El plan consiste en la integración total del trasporte masivo del área metropolitana de la Ciudad de Panamá. Con las líneas de buses

[112] La línea 2 del metro, la Secretaría del Metro de Panamá inicio en diciembre del 2013, la elaboración de los términos de referencia para los estudios de esa línea, con el fin de adelantar el proceso de negociación y contratación, y entrada en operación, 2017-2018. Pero, no es hasta el 2015 que recibe la orden de proceder, para una fecha probable de entrada en operaciones en el año 2019.

metropolitanos que conectarían las estaciones del Metro, del Mono Riel, de un Tren Ligero y de líneas de Tranvía; todos utilizando la energía eléctrica como fuente motriz, con la excepción de los Metro Buses.[113]

Las proyecciones de consumo eléctrico del SMP se basa en el uso del equipo móvil, bajo un perfil de carga horaria, o sea el número de trenes por horas en días laborables, sábados, domingo y en consideración a los tradicionales días de asueto del país. Con lo cual se definió, el estimado de energía anual que las previstas Líneas (rutas trazadas), de este proyecto integral, demandarían al SIN, en escenarios alternativos, moderado, de alta demanda, y de baja demanda, desde el año 2018 al año 2032.

En la **Tabla 35**, se detalla el nuevo Plan Maestro de Transporte Masivo del Área Metropolitana de Panamá (AMP), con fechas tentativas de operación comercial

[113] En un futuro inmediato los autobuses del Metro Bus, podrán ser sustituidas por equipamientos eléctricos, más eficientes y afines al medio ambiente.

NUEVO PLAN MAESTRO DE TRANSPORTE MASIVO

AREA METROPOLITANA DE LA CIUDAD DE PANAMA

AÑOS 2015- 2040

LINEA	DESTINOS	TIPO DE TRANSPORTE	DISTANCIA	FECHA PROBABLE DE OPERACIONES
LINEA 1				
FASE 1	ALBROOK - LOS ANDES	METRO	16.5 kms	2014
FASE 2	LOS ANDES - SAN ISIDRO	METRO	2.2 kms	2015
FASE 3	SAN ISIDRO - VILLA ZAITA	METRO	2.12 kms	2018 - 2019
LINEA 2				
FASE 1	SAN MIGUELITO - NUEVO TOCUMEN	METRO	22 kms	2019
FASE 2	SAN MIGUELITO - BELLA VISTA (C. COSTERA)	METRO	8 kms	2024-2025
FASE 3	NUEVO TOCUMEN - FELIPILLO	METRO	2.2 kms	2022-2023
FASE 4	UTP - AEROPUERTO DE TOCUMEN	TREN LIGERO	3 kms	2021-2023
LINEA 3				
FASE 1	ALBROOK - CIUDAD DEL FUTURO	MONORRIEL	27 kms	2022
FASE 2	CIUDAD DEL FUTURO - LA CHORRERA	MONORRIEL	7 kms	2026 -2028
LINEA 4	PEDREGAL - PUNTA PACIFICA	METRO		?
LINEA 5	COSTA DEL ESTE -OBARRRIO	METRO		?
LINEA 6	ALBROOK - CIUDAD DE LA SALUD (CENTENARIO)	TRANVIA		?
LINEA 7	5 DE MAYO - CASCO ANTIGUIO	TRANVIA		?
LINEA 8	DON BOSCO - VILLA ZAITA	TRANVIA		?

Nota: **Las fechas probables de proyectos del Plan Maestro, no formalizados a la fecha, que pueden completarse dentro del periodo de estudio 2016 - 2030, son estimadas por ETESA.**

Tabla 35: Nuevo Plan Maestro de Transporte Masivo – Ciudad de Panamá – Años 2015 - 2040

El nuevo Plan Maestro identifica un programa de ejecución de obras de las primeras fases de las Líneas 2 y 3, y de una nueva extensión de la Línea 1 San Isidro – Villa Zaita.[114] Para las otras obras de este Plan masivo, ETESA supone fechas probables de operaciones.

Dada la experticia adquirida por los contratistas de ejecución de las obras, al igual de las otras empresas subcontratistas involucradas, inclusive de los obreros de construcción nacionales que participaron de la implementación de la Línea 1 y a la ausencia de obras subterráneas, en esta Fase del Metro, se espera que las obras de infraestructura de la Fase 1 de la Línea 2 puedan estar finalizadas en noviembre del 2018 y en operación, a principios del año 2019, un periodo de cuatro años.[115]

Al presente, el Gobierno Nacional, en consideración a las bondades en la operación de la Línea 1 del Metro, de agosto del 2014 a la fecha, y al creciente y caótico tráfico urbano en la zona norte de la Ciudad, San Miguelito, Las Cumbres, Alcalde Díaz, etc., identificó la necesidad de crear una Terminal Norte de Transporte. Por lo que solicito a la Secretaría del Metro de Panamá (SMP), el trazado preliminar de una nueva extensión de Línea 1 del Metro, que iría desde la actual terminal norte de San Isidro hasta Villa Zaíta, en el corregimiento de Las Cumbres, al norte de la ciudad. Un nuevo tramo de extensión de 2.5 kilómetros aproximadamente con una nueva subestación elevada terminal, de la Línea 1. De implementarse esta nueva fase, la línea ferroviaria alcanzaría los 18 kilómetros de extensión y estaría compuesta por un total de 16 estaciones.

Además, se planea una nueva y completa terminal de Transporte Multimodal, Terminal Norte, con capacidad de estacionamiento suficiente para aparcar carros, buses, taxis, lo que permitirá que el tráfico de las comunidades de Panamá Norte, Las Cumbres, Alcalde Díaz, Chilibre y del Área de Colón; puedan hacer intercambio, abordando el Metro para trasladarse hasta diferentes puntos a lo interno de la Ciudad de Panamá. La construcción de la extensión de la Línea y de la terminal multimodal requiere de cambios en el trazado actual de la vía Transístmica y los servicios públicos conexos. La aprobación final del Sub Proyecto, presupuesto asignado, fecha de entrega a operaciones del mismo, como extensión adicional a la Línea 1, debe ser determinada, aun por el Gobierno nacional.

Por otro lado la línea 3 del SMP, planeada como el acceso oeste de la Ciudad, que iría desde la Terminal de Albrook hasta La Chorrera, ya supero la etapa final de estudio, por la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA), encargada de realizar el estudio de factibilidad para

[114] Obras firmes dentro del Plan Maestro de Transporte y de la Agenda gubernamental, 2014-2019.

[115] El término de la licitación es por 42 meses, con orden de proceder de noviembre del 2015.

su construcción.[116] La cooperación para el estudio, así como un posible y módico financiamiento del total de las obras de esta Línea del SMP, por parte del gobierno japonés, siempre y cuando sean intereses japoneses lo que ejecuten las obras.

En paralelo la SMP colabora con la Autoridad del Canal de Panamá, y los encargados de hacer los estudios del cuarto puente vial sobre el Canal, ya que se requerirá de un paso férreo doble sobre la estructura vial que se construya, para lograr la conectividad de la tercera línea, con el sector oeste de la ciudad.

Bajo un análisis conservador, el gobierno actual considera que las obras mencionadas de la Línea 3 del SMP, se pueden ejecutar sin contratiempos en un lapso no mayor de cinco (5) años, luego de la orden de proceder. El incremento de carga, originada en este proyecto, se dará dentro del periodo de análisis de la presente proyección de demanda eléctrica, años 2017-2031, por lo cual se agregará la carga originada por esta expansión del transporte masivo urbano, a los requerimientos del sistema eléctrico nacional.

Un elemento adicional a considerar en la proyección de la demanda y consumo de energía del sistema masivo de transporte de la Ciudad de Panamá, es la posible conexión de la Línea 2, estación UTP (Tocumen) – Aeropuerto Internacional de Tocumen, denominada Extensión 2 de la Fase 1 de línea 2, comprende una extensión de viaducto férreo de 3 kms, y de estaciones terminales.[117] Esta nueva facilidad, de un metro ligero de tres carriles, permitiría el acceso de los empleados y usuarios del aeropuerto al sistema masivo de transporte metropolitano. Esta extensión tendría su estación de acceso junto a la nueva Terminal Sur del aeropuerto, actualmente en construcción.

Los beneficios de esta conexión al sistema Metro, para la operación aeroportuaria, facilitando un nuevo modo del acceso a las instalaciones del terminal aéreo, reduce la necesidad de espacios para estacionamientos dentro de las terminales aeroportuarias, así como mejora el uso de la actual viabilidad dentro y en las cercanías de las instalaciones aeroportuarias; son razones más que suficientes para que la AIT, luego de finalizadas las principales obras de esta etapa de la expansión aeroportuaria, este anuente a financiar esta conexión al sistema de transporte masivo.[118]

Seguramente es de esperar, que finalizada la Línea 2 Fase 1, se inicien en poco tiempo las obras para

[116] El acuerdo con el Gobierno de Japón para fijar los términos de la cooperación técnica y financiera para la construcción de La línea 3 del Metro de Panamá hacia la provincia de Panamá Oeste, fue firmado el 14 de enero del 2016.

[117] El diseño de la extensión y sus terminales no está definido.

[118] La etapa de expansión aeroportuaria, que incluye la puesta en operaciones del Terminal Sur y obras conexas, se espera estén totalmente terminadas para el año 2018. A la fecha, existen planes de expansiones en el área de carga y de una nueva terminal y pista por AIT, dentro del horizonte del Pesin 2016-2030.

completar la Línea 2, Fase 2 San Miguelito – Hotel Miramar. Siendo optimistas estas obras podrían realizarse en un plazo de 48 meses, adicional al plazo de un año necesario para los estudios y licitación respectivos, con entrada en operación en el año 2023. Aunque, no se tiene información precisa de esta fase de la Línea 2, pero con base en los kilómetros de Línea de construcción férrea, 8 Km y la necesidad de construir 5 nuevas estaciones de paso y una estación terminal en la Avenida Balboa, considerando que por lo menos tres de ellas deberán ser del tipo soterradas, por su inserción al centro urbano de la Ciudad de Panamá.

Para el desarrollo del Modelo de demanda 2017 -2031, los requerimientos de energía y potencia eléctrica, originada en el desarrollo del transporte masivo del AMP, se opta por elaborar escenarios alternativos de demanda eléctrica, acorde al cumplimiento de ejecución de obras del Plan Maestro del Transporte Masivo.

Escenario Moderado

En vista que la reciente actualización del Plan Maestro del Transporte Masivo, se convierte en el escenario más probable, el cual comprende como base la operación completa de la Línea 1 Albrook – Villa Zaita. Luego, de la incorporación en el año 2015, de la actual estación terminal de San Isidro y de la extensión de aproximadamente 2 kms de vía, se estima una demanda agregada de aproximadamente 1.2 MW, que progresivamente alcanzara en el año 2030 un parámetro de 1.5 MW.

La construcción de una nueva estación terminal del Metro en la zona norte de la Ciudad, que facilite el movimiento de personas hacia el centro de la ciudad, conforma parte integral de la actual agenda del Gobierno Nacional para el quinquenio 2014-2019. La SMP estima que la infraestructura planteada, requiere a la fecha un año de trámite, más un periodo de construcción de 30 meses. Por lo cual, se asume el año 2021, como fecha más temprana, para la entrada en operación comercial de la extensión 3 de la Línea 1 y obras anexas de la nueva terminal.[119]

A partir de del año 2021, las actividades de la Línea 1 del SMP, en la ruta completa, Albrook – Villa Zaíta, demandara por sí sola, casi 14 MW.

Para el año 2019, se espera terminen gran parte de las obras principales de la Fase 1 de la Línea 2, Nuevo

[119] De iniciar el proceso de licitación, en julio del 2017, como fecha más tardía. El plan original del SMP, contemplaba esta obra para el 2019, pero los tiempos de negociación y ejecución, no permiten alcanzar esta meta.

Tocumén - San Miguelito. Con lo cual, se espera opere en parcialmente hasta el año 2020, cuando la operación comercial completa, exigirá que el servicio eléctrico, se incremente inicialmente en 12 MW. La operación al año 2021 la demanda crece a 14 MW,[120] en un periodo de cuatro años, estabilizándose el requerimiento de la nueva Línea hasta el año 2035, meta del escenario inicial de movilización total del transporte urbano masivo, en la ciudad de Panamá.

De manera, que luego de completada y entrada en operación comercial la Fase 1, de la Línea 2, San Miguelito – Nuevo Tocumén. Se espera, que la nueva administración gubernamental, 2019-2024, inicie la implementación de la programada extensión a Felipillo. Obras, que pueden ser licitadas, negociadas en un año, con un periodo de construcción de 24 meses. O sea, el año 2023, como fecha más temprana, para la entrada en operación, de la planeada extensión de la Línea 2.

El paso siguiente de este escenario contempla, la puesta en operación, del monorriel Albrook – Arraiján (Ciudad del Futuro). Dada la complejidad y simultaneidad de obras paralelas y complementarias, como son el **"Cuarto Puente"** sobre el Canal y la expansión de la vía terrestre Panamá – Arraiján y la propia implementación del monorriel. Con lo cual, la duración del diseño y construcción de las obras del monorriel, finalizarían, como fecha más temprana en el primer semestre del año 2023. Para una entrada en operación comercial a inicios del año 2024.

Esta infraestructura vial tendrá la capacidad inicial de transportar, 20 mil pasajeros por hora, en la hora pico, hasta una capacidad de diseño final de 30 mil pasajeros por hora, con trenes de seis vagones. Los vagones tendrán capacidad para 270 asientos y contendrán amplia aérea para personas, que podrán viajar de pie, durante el recorrido de las etapas de la Fase 1 de la Línea 3.

El proyecto de transporte consiste de un monorriel en una vía de dos circuitos.[121]

> Circuito Este: Albrook - Nuevo Chorrillo, 17 .5 kms., ocho estaciones, 20 min.
>
> Circuito Completo Albrook – Ciudad del Futuro 25.85 kms., siete estaciones, 45 min.

Esta etapa de la Línea 3 tendrá un recorrido total de 26.7 Kms. a lo largo del cual se distribuirán de 14 estaciones. Incluye Patio de servicio de la Línea 3, en Ciudad del Futuro.

En resumen, el escenario conservador, se fundamenta en el

[120] Se considera que la entrada de la primera fase de la nueva Línea 2, implica una demanda mayor a la Línea 1, en correspondencia a una operación longitudinal de 22 Km., mayor a la Línea 1 y la construcción de una nueva estación terminal adicional a otras 14 estaciones de abordaje.

[121] A la fecha, no está claro, si el circuito Este Albrook – Nuevo Chorrillo entrara en operaciones, mientras se completa la construcción del circuito hasta Ciudad del Futuro.

programa a corto y mediano plazo del SMP, conceptualizado originalmente en el Estudio de Demanda para la Línea 1 del Sistema de Transporte Masivo de la Ciudad de Panamá. Contempla, la Fase 1 de la Línea 2 Nuevo Tocumén –San Miguelito, en el año 2019. Posteriormente tenemos la entrada en operación de la Fase 1 de la Línea 3 Albrook – Ciudad del Futuro, año 2024 y la extensión de la Línea 2, Fase 1 Nuevo Tocumén – Felipillo en el año 2022. Programa de obras, considerado como el **"plan firme de SMP"**.

Como continuación del Plan Maestro del SMP, se encuentra la implementación de la Fase 2 de Línea 2 del Metro, San Miguelito – Cinta Costera (Parque Urracá), conectada a la Línea 1, en la estación Iglesia del Carmen. Se considera que el impulso, licitación e inicio de estas obras, es un compromiso ineludible, de la agenda de gobierno de la administración elegida en el periodo 2019-2024.[122]

En consideración, al estado de la economía nacional, del nivel de la deuda pública, de la complejidad de las obras de la Fase 2 de Línea 2, se espera se dé la orden de proceder en el año 2022.[123] Con lo cual, como fecha más temprana, esta adición del transporte masivo, estará en operación comercial, en el primer semestre del año 2027.

Luego de la entrada en operación en los años 2022, 2023 y 2024, de la Línea 1, hasta Villa Zaíta; de la fase 1 de la línea 2 hasta San Miguelito y del Monorriel a Ciudad Futuro; respectivamente. Es lógico, esperar que la administración gubernamental 2024-2029, continúe en sus posibilidades, el Plan Maestro General del SMP. Impulsando la Fase 2, de la Línea 3, la continuación del monorriel hasta La Chorrera. Dando la orden de proceder en el año 2026, adicional a tres años de construcción, El monorriel a La Chorrera entrarían en el año 2030.

Finalmente, dentro del plan conservador de expansión del SMP, es necesario considerar en el horizonte del estudio del pronóstico 2018-2032, la conexión de la estación UTP de Línea 2 del Metro con una terminal, anexa al Aeropuerto de Tocumén, como parte integral del desarrollo de esta instalación aeroportuaria. En atención, a las mejoras continuas, que requiere la instalación aeroportuaria, con respecto a la movilización de pasajeros, esta obra puede estar en operación en el año 2021.

Obra no contemplada en el Plan Maestro de SMP. La misma, es una

[122] Las actividades de análisis, priorización licitación y negociación, hasta la orden de proceder, pueden extenderse de dos a tres años, mientras avanzan y concluyen las otras obras en construcción del SMP.

[123] Las obras de la Fase 2 de Línea 2, son más complejas, que la primera fase, en razón, a que un tramo importante de la vía ferroviaria, será soterrada, para su conexión con la estación Iglesia del Carmen y su paso por el centro neurálgico de la Ciudad. La ejecución de las obras, se estiman en 48 meses.

obra de responsabilidad compartida con la administración del Aeropuerto Internacional de Tocumén (AIT). En un escenario conservador, al año 2032, esta específica obra, no será considerada.

Adicionalmente, para la Línea 1, se encuentra pendiente la construcción de la estación de Curundú.[124] A la espera del traslado del Mercado de Abastos, que se ha programado para el mes de agosto del 2018. Su entrada en operación comercial requiere la construcción de obras, por espacio de 24 meses, luego de emitida la respectiva Orden de Proceder. Por consiguiente, se estima que se encuentre en operación comercial, en el año 2021.

Los consumos anuales originados en la operación del Sistema Metro de Panamá (SMP), en un Escenario Moderado o Conservador, dentro del horizonte del PESIN 2018-2032, son detallados en el siguiente cuadro

.

[124] El espacio y muros para la estación, semi-soterrada, fue excavado, durante la construcción de la Línea 1, años 2010-2013, Estos trabajos realizados, representan el 10% del total de obras, para la edificación de la Estación Curundú, cuantificados entre 50 y 60 millones de Balboas.

CONSUMO POR LINEA
PLAN MAESTRO SMP
AÑOS 2014 -2032
EN MWh

AÑOS	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	TOTAL
2014	25,696			25,696
2015	35,212			35,212
2016	36,537			36,537
2017	41,137			41,137
2018	44,428			44,428
2019	50,017	85,280		135,297
2020	56,309	127,920		184,229
2021	65,880	129,519		195,399
2022	66,704	131,138		197,841
2023	67,537	167,400		234,937
2024	68,382	168,237	83,160	319,779
2025	69,236	169,078	84,200	322,514
2026	70,102	169,924	85,252	325,277
2027	70,978	308,280	86,318	465,576
2028	71,865	309,821	87,397	469,083
2029	72,764	311,371	88,489	472,623
2030	73,673	312,927	127,017	513,618
2031	74,594	314,492	128,605	517,691
2032	75,526	316,064	130,212	521,803

Tabla 36: Requerimientos en Potencia del Escenario Moderado o Conservador

Los registros estimados para el escenario conservador, se basan en expectativas realistas, en la disponibilidad de los recursos para su implementación y con una alta probabilidad de ejecución en el tiempo. Las cuales, consisten en implementar en el orden presentado las fases programadas del Sistema de Transporte Masivo del AMP, de acuerdo a su planeado cronograma.[125]

Escenario Demanda Alta

Con respecto al Pronóstico de Demanda Alta, en adicción al cumplimiento del **"plan firme de SMP",** referenciado como escenario moderado, se considera que, de mantenerse, en los próximos años, excelentes expectativas de crecimiento económico del país, derivadas inicialmente de una buena operación de la ampliación de Canal de Panamá, en conjunción con otros factores favorables, en el entorno nacional e internacional, se contempla el adelanto de obras en este plan firme, que entran dentro del horizonte del PESIN 2018-2032.

[125] La continuación del Plan Maestro, como son las fases posteriores de las Líneas 2 y 3, de acuerdo a los ejecutivos del Metro de Panamá, quedan pendientes a los resultados de las primeras fases y al futuro estado financiero de la economía nacional.

En un escenario ideal, es de esperar el Gobierno Nacional, impulse de inmediato, la continuación del programa de construcciones del SMP, con la orden de proceder de la Extensión 1 de la Fase 1 de la Línea 2, Nuevo Tocumén – Felipillo, antes de la entrega por el contratista del tramo en construcción Nuevo Tocumén-San Miguelito; aprovechando la economía de escala, gracias a los ahorros que se crean en la continuación de obras similares, con equipo que va quedando ocioso al término de etapas anteriores de las obras principales del contrato. Línea 2 Fase 1, en 2019 y extensión a Felipillo en el año 2021.

En segundo lugar, se considera, que, en una economía floreciente, se anexe al nuevo plan de expansión del Aeropuerto de Tocumén, en estudio, expansión denominada "Hub de Carga". Proyecto que aborda, la expansión considerable de la actual terminal de carga, la construcción de galpones y galeras para que operen empresas de manufactura liviana y logística, lo que implicara un incremento de tráfico de personal, equipo y mercancías en los alrededores de las instalaciones aeroportuarias.

Situación que provocaría colapsos en el movimiento de automóviles y personas dentro de las instalaciones aeroportuarias, lo que justificaría, en demasía priorizar inversiones, que faciliten el acceso de personas al aeropuerto, minimizando el transporte en automóviles, taxis y la demanda de estacionamientos. Lo que motivaría realizar los esfuerzos necesarios, para adelantar de inmediato la construcción de la vía férrea aeroportuaria, de conexión con la Línea 2. La extensión de Conexión de 2 a 3 kms., conectando la estación del Metro UTP –con el Aeropuerto (Terminal Sur), al año 2021. Se estima una demanda adicional de 1.0 MW y un consumo adicional de 7.2 GWh anualmente.[126]

Otro elemento a considerar en el escenario de Demanda Alta, proviene de la posible presión socio política, de parte de los potenciales usuarios provenientes del área este de la ciudad, para que se inicien antes del año 2021 las obras de construcción de la Fase 2 de la Línea 2, San Miguelito-Parque Urraca (Cinta Costera), inmediatamente entren en operación las instalaciones de la fase 1 de la Línea 2, a medida que no haya en ejecución más mega obras estatales.

Por lo cual se puede esperar que estas instalaciones pueden estar en operación a más tardar en el año 2024. Con lo cual esta línea alcanzaría un consumo de 308 GWh y una DMax de 55 MW.

Finalmente, es de esperar, que desde el inicio de su gestión, el gobierno central de la administración 2019 - 2024, impulse también las obras de los 7 kilómetros restantes, de la Línea 3 Fase 2 Ciudad del Futuro - La

[126] Aún, sin determinar, quien es el responsable financiero y ejecutor de las obras de extensión, UTP-Aeropuerto, la mismas son intrínsecas a la expansión aeroportuaria en desarrollo.

Chorrera, para que la Línea completa entre en operaciones a más tardar en el año 2028. Obra que se terminaría en tiempo, con la anuencia del ejecutivo en funciones. La Línea 3 en su vía completa hasta Chorrera consumiría, un estimado de 125 GWh.

Los requerimientos en energía del escenario de Demanda Alta
:

CONSUMO POR LINEA
ESCENARIO ALTO CONSUMO SMP
AÑOS 2014 -2032
EN MWh

AÑOS	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	TOTAL
2014	**25,696**			**25,696**
2015	**35,212**			**35,212**
2016	**36,537**			**36,537**
2017	**41,137**			**41,137**
2018	44,428			44,428
2019	50,017	85,280		135,297
2020	56,309	127,920		184,229
2021	65,880	174,600		240,480
2022	66,704	175,473		242,177
2023	67,537	176,350	83,160	327,048
2024	68,382	246,410	84,200	398,991
2025	69,236	315,625	85,252	470,113
2026	70,102	317,203	86,318	473,623
2027	70,978	318,789	87,397	477,164
2028	71,865	320,383	125,911	518,159
2029	72,764	321,985	127,485	522,234
2030	73,673	323,595	129,079	526,347
2031	74,594	325,213	130,692	530,499
2032	75,526	326,839	132,326	534,691

Tabla 37: Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Alta

Escenario Demanda Baja

Es un escenario, basado en premisas de cambios desfavorables, muy contrarios a los que el país ha transitado los últimos diez años. Entre las que podemos mencionar, cambios en el entorno económico nacional e internacional, que originen disminuciones en el crecimiento económico, que derivan a su vez en restricciones para la obtención de los recursos financieros, necesarios para cubrir las inversiones que requieren los diversos elementos del Plan Maestro.

La priorización de inversiones en un entorno económico difícil, llevaría a las futuras administraciones del Estado, a considerar sus opciones, en donde el cumplimiento estricto del Plan Maestro de Transporte, es solo una parte del universo de problemas que deben enfrentar. El carácter del entorno económico, podría derivar en retrasos y/o suspensión parcial y/o total de importantes fases del programa de obras del transporte masivo.

Con el fin de analizar un matiz leve de cambios económicos desfavorables, aunado a contingencias propias del proceso de construcción, se establecerá un probable escenario en que las metas del Plan Maestro de – Transporte Masivo, serán retrasadas con respecto al Escenario Moderado. Las respectivas modificaciones

planteadas ante previstos retrasos, a efecto de deterioro económico resultante de impactos externos e internos a la economía nacional y/o la aparición de condiciones socio-políticas futuras, que requieran un cambio de la atención gubernamental, hacia otras prioridades.

Los cambios previstos en un escenario de bajo consumo del SMP son:

Línea 2, Fase 1,	Nuevo Tocumén – San Miguelito,	2020
Línea 3, Fase 1,	Albrook –Ciudad del Futuro	2026
Línea 1, Fase 3,	Ext.3 de Línea 1, San Isidro-Villa Zaíta	2024
Línea 2 Fase1,	Ext 1, Felipillo - Nuevo Tocumén	2026
Línea 2, Fase 2	San Miguelito Cinta Costera (Ave Balboa)	2035
Línea 3, Fase 2,	Ciudad del Futuro – La Chorrera	2032

CONSUMO POR LINEA
ESCENARIO BAJO CONSUMO SMP
AÑOS 2014 -2032
EN MWh

AÑOS	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	TOTAL
2014	**25,696**			**25,696**
2015	**35,212**			**35,212**
2016	**36,537**			**36,537**
2017	**41,137**			**41,137**
2018	44,428			44,428
2019	50,017			50,017
2020	56,309	127,920		184,229
2021	57,013	129,519		186,532
2022	57,725	131,138		188,863
2023	58,447	132,777		191,224
2024	65,880	134,437		200,317
2025	66,704	167,400		234,104
2026	67,537	168,237	83,160	318,934
2027	68,382	169,078	84,200	321,659
2028	69,236	169,924	85,252	324,412
2029	70,102	170,773	86,318	327,193
2030	70,978	308,280	87,397	466,655
2031	71,865	309,821	88,489	470,176
2032	72,764	311,371	127,017	511,151

Tabla 38: : Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Baja

Consumo Energético del Sistema Masivo de Transporte Metro

En este punto debemos mencionar, que en los escenarios moderado y de alta demanda, que se consideran poco conservadores, dada la magnitud de las obras requeridas y a la cuantía de las inversiones requeridas, con respecto al nivel de la economía nacional. Pero, dado el creciente problema de movilización en el Área Metropolitana de la Ciudad de Panamá, que le da al tráfico urbano calidad de caótico, recibe señales importantes del Gobierno, de darle la máxima prioridad a la solución inmediata del mismo. Por medio de escenarios, con un alto nivel de agresividad, representativos del consumo del Transporte Masivo para los pronósticos Moderado y de alta demanda del Modelo.

En el cuadro siguiente se resumen los requerimientos estimados de energía eléctrica de SMP, de acuerdo a los escenarios planteados, para el periodo de análisis del PESIN 2018-2032.

PRONOSTICOS DE CONSUMO SMP AÑOS 2014 -2032 EN GWh			
AÑOS	ESCENARIO CONSERVADOR	ESCENARIO ALTO CONSUMO	ESCENARIO BAJO CONSUMO
2014	**25.7**	25.7	25.7
2015	**35.2**	35.2	35.2
2016	**36.5**	36.5	36.5
2017	**41.1**	41.1	41.1
2018	44.4	44.4	44.4
2019	135.3	135.3	50.0
2020	184.2	184.2	184.2
2021	195.4	240.5	186.5
2022	197.8	242.2	188.9
2023	234.9	327.0	191.2
2024	319.8	399.0	200.3
2025	322.5	470.1	234.1
2026	325.3	473.6	318.9
2027	465.6	477.2	321.7
2028	469.1	518.2	324.4
2029	472.6	522.2	327.2
2030	513.6	526.3	466.7
2031	517.7	530.5	470.2
2032	521.8	534.7	511.2

Tabla 39: Consumo Estimado del SMP – Según Escenario de Demanda

Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen

La importancia de la industria área panameña, es referenciada por los aportes al Producto Interno Bruto, los cuales bordean los 2 mil millones de dólares y equivalen al 4.2 % de la economía del país, casi toda gestionada en el Aeropuerto de Internacional de Tocumén (AIT).[127] El más importante del país y el de mayor tráfico de la región centroamericana, cuyos registros de operaciones revelaban que la capacidad en la atención aeroportuaria de la terminal, llegaba rápidamente a su nivel de saturación. Específicamente el movimiento de pasajeros en la terminal aérea había promediado en el quinquenio 2000-2005, una tasa de crecimiento anual de 7%, como se evidencia en la tabla siguiente. Con lo cual se infería que el movimiento de pasajeros, se duplicaría cada 10 años, sobrepasando la capacidad de atención del AIT.

Para la continuación óptima de las operaciones del aeropuerto, se requería de la remodelación y expansión de las infraestructuras, si se deseaba mantener el nivel de la terminal. La repuesta fue el diseño e implementación de un ambicioso plan maestro de mejoras a la terminal, que en un periodo de 25 años, debía permitir que el aeropuerto manejara hasta 30 millones de pasajeros en el último año del plan, año 2030.[128]

El Plan Maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006-2030, constaba de cuatro fases bien definidas, con obras programadas a realizar y sus respectivos plazos de implementación. Obras, que por su magnitud, se realizarían en sucesivas administraciones ejecutivas del país, por lo cual, el mismo es considerado un “proyecto estratégico de estado”.

El original, Plan Maestro de modernización y ampliación del Aeropuerto de Tocumén, fue organizado y temporizado en varias etapas:

Fase 1: Remodelación total de la Terminal de Pasajeros -2008
Fase 2: Construcción del Muelle Norte-2015
Fase 3: Construcción del Muelle Sur -2020
Fase 4: Nueva Expansión de la Terminal -2025

La primera fase de ampliación y modernización de las instalaciones de la vieja terminal, iniciada en el año 2004, concluyo en el 2008, le aportó a la vieja Terminal amplias y cómodas salas de abordaje, de entrega de equipajes, de la adecuación del área comercial y de la mejora de las 14

[127] Martes Financiero, revista de La Prensa, No. 913, 16 Feb. del 2016.
[128] Con base en una tasa de crecimiento de sostenida de 10% anual, muy por debajo de las tasas de crecimiento presentadas en los últimos años del quinquenio 2001-2005.

puertas de embarque existentes más la incorporación de ocho nuevas zonas, para un total de 22 nuevas facilidades de embarque y desembarque. Además, esta fase incluyo la construcción de edificios de gestión y administración del AIT, así como mejoras sustanciales a las áreas de mantenimiento del AIT.

Gracias al sostenido crecimiento económico de nuestro país, años 2006-2010, especialmente en su función de destino turístico y de negocios, el movimiento de pasajeros en Tocumén se duplicó, por lo cual el Ejecutivo ordena a la AIT, que impulse el adelanto e ejecución inmediata de la fase 2 del Plan Maestro, el "Muelle Norte". Inversión de $100 millones, la cual es una edificación de dos niveles de 21.000 metros cuadrados que cuenta con 12 nuevos puentes de abordajes, pista de rodaje para las naves, salas de espera, comercios, vías de servicios, bodegas, oficinas para las líneas aéreas y oficinas administrativas. Ya era de conocimiento de la AIT, que el movimiento total de pasajeros para el año 2015, sobrepasaría prematuramente el tope de 10 millones de pasajeros.[129]

Para mantener la competitividad del AIT, se inició, en febrero del año 2014, la construcción de la nueva Terminal Sur, que comprende 75 mil m^2 de construcción e incluirá nuevas áreas de migración y aduana, áreas de equipajes, salas de espera áreas comerciales y de 30 nuevos puertas de abordaje que permitirá procesar a AIT hasta 15 millones de pasajeros anuales.[130]

La Terminal Sur, que debía estar inicialmente en el primer cuatrimestre del 2016, luego fijada en el año 2017, incluye una nueva torre de control, plataforma de estacionamientos de aeronaves, sistema de abastecimiento de combustibles, una nueva pista de aterrizaje, calles de rodamiento. Además, el suministro y puesta en servicio de generadores de reserva para la nueva terminal nuevas áreas de estacionamientos. La culminación de esta expansión permitiría, pasar de las actuales 32 operaciones por hora en la actualidad, duplicando la misma a un límite de capacidad de 63 operaciones por hora.

A la fecha, la capacidad actual del AIT le permite atender cada año, entre 13 y 14 millones pasajeros, estimación operativa de la AIT para el año 2015. Unos 13 millones 434 mil 673 pasajeros se transportaron entre enero y diciembre del pasado año 2015 a través del Aeropuerto Internacional de Tocumen, es decir 652 mil 506 pasajeros más con respecto al 2014.

Del anterior Plan de Desarrollo Aeroportuario, solo quedaría pendiente la construcción del "Muelle Sur", de la nueva Terminal Sur que se ha de desarrollar y culminar en el año 2020, para alcanzar un tope de

[129] Tope, superado por el AIT, en el año 2012..

[130] IATA, Asociación Internacional de Transporte Aéreo, en Zúrich. Según Manual IATA el Nivel C: Buen nivel de servicio. Condiciones de flujo estables, demoras aceptables y buen nivel de confort.

servicio, de hasta a 18 millones de pasajeros. [131] Obras programadas para iniciarse en los próximos 5 a 10 años, dependiendo del crecimiento real de las operaciones aeroportuarias.[132]

Consecuente con la tendencia de crecimiento de los servicios aeroportuarios de Tocumén, de la fuerte promoción turística del país y en conjunción con el servicio de transbordo a los cruceros, obliga a adelantar y terminar esta planeada etapa del Plan Maestro de la expansión, de cinco fases, para el horizonte del año 2030.

Una vez que la Terminal Sur del aeropuerto esté operando a plena capacidad, con un aforo de 63 operaciones por hora, deberá comenzar a ejecutarse la quinta fase de la Ampliación planeada, para expandir las instalaciones más hacia el sur. Con esta nueva expansión de un "Muelle Sur", que agregarían unos 13 puertos de abordaje, con sus respectivas expansiones en las áreas de atención pública y áreas de operación, que incrementarían la capacidad operativa del aeropuerto a 73 operaciones por hora.

Pero las obras de infraestructura van más allá de la nueva plataforma de espera, pues se ha llegado a la conclusión que se necesita una tercera pista paralela en operaciones entre los años 2022 y 2024, la misma exigirá una nueva terminal entre ambas pistas. La AIT, planeaba el diseño, licitación de estas obras de ampliación, para el año 2018, y empezar la construcción en el año 2019.

Para las operaciones adecuadas de estas nuevas instalaciones aeroportuarias, se requiere de una fuerte ampliación del servicio eléctrico.

Por lo cual, se estableció en el contrato de ampliación de la fases 3 y 4, la construcción de una nueva subestación eléctrica encapsulada, con dos transformadores de potencia, 115/13.8 kV (7.5/9.375 MVA) y sus equipos auxiliares, para alimentar única y exclusivamente al Aeropuerto de Tocumén. Para mayor confiabilidad, está instalación eléctrica se conectara a dos estaciones de transmisión de ENSA,.[133]

Instalación eléctrica, estimada inicialmente en 8 millones de dólares, que le permitirá comprar un flujo eléctrico firme y constante, que derivarían a su vez en ahorros futuros de facturación, gracias a la utilización de equipos más eficientes.[134]

---

[131] En la práctica, las dos primeras fases están completadas.

[132] Las expectativas son de un crecimiento del movimiento de pasajeros de un 6% anual sostenido pare el AIT. Según la IATA, el ponderado de este rubro, es dos puntos porcentuales sobre el crecimiento económico de los países. Panamá creció a una tasa sostenida promedio de más de 8%, en el último quinquenio.

[133] Contrato 038/12 ODEBRECHT, Diseño y construcción S/E encapsulada aislada denominada Aeropuerto Internacional de Tocumén, 115 /13.8 kV. Con dos (2) Transformadores de Potencia y equipos auxiliares. En un esquema de anillo con dos Líneas de 115 kV y dos salidas para transformadores.

[134] Supuestamente, esta conexión al SIN, deberá de ser en 115 KV, conectada en barra adicional dentro de la Subestación Tocumén, y de una nueva

Para efectos de los pronósticos de energía eléctrica, se ha supuesto que la implementación de esta fase estaría en operaciones en el año 2023, en el Escenario Moderado, resultando en una demanda adicional de 3 MW, con un estimado de consumo anual de 73.15 GWh, de ese año en adelante. Para el Escenario de demanda Alta se considera que la implementación estará lista en el año 2020, con lo cual se adelantaran los parámetros de demanda y consumo estimados.

En las tablas siguientes se muestran los cambios en los requerimientos incrementales de potencia y energía, por parte del SIN. Información que maneja la empresa Distribuidora ENSA, basada en el modificado Plan Maestro de Desarrollo Aeroportuario. Información compartida con ETESA.[135]

S/E Corredor Sur. Ambas de ENSA, para una mayor seguridad de suministro.

[135] Nota DI-ADM-040-2015 DEL 28 de enero del 2015

DEMANDA (MW) AÑOS 2014 -2024

	AÑOS										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EXPANSION AIT	3.0	3.0	3.0	3.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	12.0	12.0

Tabla 40: Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen - Demanda MW

CONSUMO (MWh) AÑOS 2014 -2024

	AÑOS										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EXPANSION AIT	18,287	18,287	18,287	18,287	54,861	54,861	54,861	54,861	54,861	73,148	73,148

Tabla 41: Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen – Consumo MWh

DEMANDA Y CONSUMO INCREMENTAL DE ENERGIA ELECTRICA EXPANSION DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN						
AÑOS	BAJO CONSUMO		CONSUMO MODERADO		ALTO CONSUMO	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2014						
2015						
2016						
2017						
2018	6	36.57	6	36.75	6	36.94
2019	6	36.94	6	37.31	6	37.68
2020	6	37.31	6	37.86	9	54.86
2021	6	37.68	6	38.43	9	55.95
2022	6	38.06	6	39.01	9	57.07
2023	6	38.44	9	54.86	9	58.22
2024	6	38.82	9	55.68	9	59.38
2025	6	39.21	9	56.52	9	60.57
2026	6	39.60	9	57.36	9	61.78
2027	6	40.00	9	58.22	9	63.01
2028	6	40.40	9	59.10	9	64.27
2029	6	40.80	9	59.98	9	65.56
2030	6	41.21	9	60.88	9	66.87
2031	6	41.62	9	61.80	9	68.21

Tabla 42: Demanda y Consumo de Energía Eléctrica – Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen

Demanda Adicional No Estructurada

En este punto es necesario mencionar, que el Gobierno Nacional, a través de Tocumén S.A., adquirió de la Universidad de Panamá en el año 2012, 325 hectáreas de terrenos aledaños al aeropuerto, para expandir la infraestructura de la terminal aérea. El objetivo principal de esta adquisición, es obtener facilidades, vías de acceso rápido, áreas para la instalación de nuevas bodegas de almacenamiento, de área para nuevos tanques de combustibles y para la nueva subestación eléctrica de la terminal aeroportuaria entre otras facilidades a construir.

De estos, se destacan dos áreas de ampliación, el “hub logístico” de carga aérea, negocio de transporte, manejo y embalaje de mercancías de alto valor, por ejemplo, productos farmacéuticos. En segundo lugar, la Ciudad del Aeropuerto, como un proyecto integral, apto para abrir

negocios y servicios relacionados con las facilidades aeroportuarias.

En el nuevo Plan Maestro del AIT, el hub logístico de carga aérea es un elemento primordial de la nueva expansión. Consiste en áreas para las aerolíneas de carga, talleres de empresas y el desarrollo de una zona franca.

> *Como parte del proceso de ampliación del Aeropuerto Internacional de Tocumen, la administración también tiene entre sus planes inmediatos la instalación de una Zona Libre para la manufactura de carga ligera*".[136] O sea, crear las facilidades para *"atraer empresas para que se instalen en el área de carga del aeropuerto y procesen productos con valor agregado".*[137]

El proyecto de la zona logística y abarca un área de 392 hectáreas, ubicada en los alrededores de la antigua terminal, paralelo a la pista norte, donde actualmente se realizan las actividades de carga aérea. [138] Con el fin de aprovechar la alta conectividad que ofrece la AIT, como Hub de las Américas, con 90 destinos de América, Europa y últimamente Asia. [139] con la actividad de carga aérea para darle valor a la mercancía, ofreciendo servicios adicionales, a sectores identificados, como exportaciones agrícolas y pesqueras, distribución de productos farmacéuticos y de suministros médicos, ensamblajes y la distribución de productos de alta tecnología. El desarrollo de cadenas de valor agregado entre el transporte marítimo y el aéreo.

La zona especial es parte de un plan de negocios que emprende AIT para darle uso al patrimonio extendido, 325 hectáreas adyacentes a la terminal aeroportuaria. [140] El Plan inmediato del AIT es invertir 60 millones de dólares en la construcción de las calles de rodaje, plataforma para los aviones de carga, en las zonas especiales. La construcción de las bodegas y demás infraestructura correrán por cuenta de las empresas que se instalen en la zona de procesamiento especial. Se espera, que cuando este en operaciones este nuevo centro logístico, generara más de 9,000 empleos directos.[141]

---

[136] La Prensa, Domingo 31 de enero del 2016pag 25A
[137] Ídem.
[138] Vieja terminal, del año 1947, con operaciones completas en 1954, con una pista de asfalto de 2, 600 m. utilizada como terminal hasta el año 1978, cuando se construyó la nueva terminal, con una pista más larga 3,050 m.
[139] Llegada de nuevas aerolíneas como Lufthansa y Emirates Airlines.
[140] Tierras compradas de la Universidad de Panamá, antigua granja agropecuaria de la Facultad de Agronomía.
[141] La implementación de una vía férrea, en conexión con la Línea 2 del SMP. Sub-proyecto, cuya necesidad fue analizada en profundidad, en la sección de SMP.

De este proyecto de centro logístico no se tienen mayores detalles, con la excepción manifiesta de por parte de la gerencia de AIT y del Gobierno Nacional de darle inicios al nuevo Plan Maestro. Plan que incluye la implementación del nuevo centro logístico, luego de la entrada en operaciones de la nueva Terminal Sur. Pero, a la fecha, no existe un cronograma especifico, de la edificación e implementación de estas obras. Por lo cual, no existen los elementos mínimos para estimar las posibles cargas eléctricas, derivadas de las nuevas instalaciones de carga y de las futuras operaciones de la zona franca, que, por su especialidad, deben ser de consumo intensivo de energía eléctrica.

Por otro lado, parte de los terrenos adquiridos por la AIT, conceptualmente se orientarán a la construcción de una Ciudad Aeroportuaria, ""*Airport City Concept*", para ofrecer a los viajeros, en la propia zona del aeropuerto un lugar de negocios, comercio, centros de salud y entretenimiento. O sea, un polo logístico con centros comerciales, hoteles, centros de convenciones e infraestructura para promover, entre otros, el turismo de salud y de negocios.

Inversión Privada

Paralelamente, un grupo de inversionistas privados proyecta destinar 400 millones de dólares para desarrollar otras 850 hectáreas colindantes, a la Terminal aeroportuaria. La promotora creara la infraestructura básica, para que terceros construyan un complejo residencial, hoteles, centro de negocios y bodegas de almacenamiento, "Aeropólis".

Los inversionistas estiman que este proyecto privado generara inversiones cercanas a los 6 mil millones de dólares, en donde la primera etapa del complejo albergue hoteles, un centro de negocios, bodegas de almacenamiento y un complejo residencial. Las expectativas de desarrollo de esta ciudad aeroportuaria denominada también "Panatrópolis", por sus inversionistas, son de cinco años para la primera etapa.[142]

Al no tener cronograma de inversiones, de información detallada de edificaciones, de una estimación previa de la población permanente y

[142] Referente a los desarrollos que se están realizando en las inmediaciones del Aeropuerto Internacional de Tocumén, la AIT menciona que están en conversaciones con los proponentes de los proyectos porque la idea no es competir, sino ofrecer una oferta complementaria.

transitoria, del tamaño del centro de negocios, de la capacidad de hospedaje en hoteles y hospitales, y de los otros elementos que configuran estos nuevos centros logísticos, dificulta estimar algún parámetro de requerimiento de potencia y consumo de energía. Por lo cual se estima que el suministro de este requerimiento eléctrico, este contemplado "implícitamente" dentro de los pronósticos de Alto Consumo Eléctrico, ya que el mismo se debe a un alto crecimiento económico derivado especialmente del desarrollo del sector servicios y comercio; y del sector residencial.

En el año, 2015, se agrega un nuevo elemento a tomar en cuenta con respecto al desarrollo de estos proyectos, como es la nueva ley No 39, que declara como área protegida al refugio de vida silvestre sitio Ramsar Humedal Bahía de Panamá, aprobado por el pleno legislativo y sancionado por el presidente el 2 de febrero del 2015. La norma tiene mucha importancia en la protección de la vida silvestre porque permite detener el avance de construcciones de infraestructuras que afectan el ecosistema. Elemento que puede hacer inviable, parte o la totalidad de estos planes desarrollo urbanístico privado, en áreas colindantes del aeropuerto internacional de Panamá.

MEGA Proyectos Estatales

En la **Tabla 43** se presenta el consumo consolidado de los mega proyectos estatales: Saneamiento de la Bahía, Transporte Masivo Metropolitano (METRO) y de la Expansión del Aeropuerto de Tocumén

Como se mencionó anteriormente, se tienen otros grandes proyectos estatales, que, a la fecha de edición de este informe, no están totalmente conceptualizados y/o configurados. Proyectos, que como resultado de su implementación puedan tener fuertes implicaciones sobre la demanda y consumo de la energía eléctrica, no están siendo considerados en las actuales proyecciones de energía eléctrica. En razón, que a la fecha, se desconocen los principales parámetros que ayudarían a determinar los requerimientos eléctricos de estos proyectos y su impacto en la demanda del servicio eléctrico en el país. Entre, los cuales, podemos mencionar la construcción de un nuevo Centro de Convenciones, el Desarrollo de la Cadena de Frio, el nuevo Centro Hospitalario de la CSS.

CUADRO No. 21 - A
DEMANDA INCREMENTAL CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2015 -2032
En GWh

AÑO	SANEAMIENTO DE LA BAHIA				TRANSPORTE METRO			AEREOPUERTO TOCUMEN *			TOTAL MEGAPROYECTOS		
	ESTE		OESTE										
	MOD Y ALTO	BAJO	MOD Y ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2011													
2012													
2013													
2014					25.70	25.70	25.70						
2015					35.21	35.21	35.21				35.21	35.21	35.21
2016					36.54	36.54	36.54				36.54	36.54	36.54
2017					41.14	41.14	41.14				41.14	41.14	41.14
2018	5.6	5.6			44.43	44.43	44.43				50.01	50.01	50.01
2019	5.8	5.8			135.30	135.30	50.02	36.75	36.94	36.57	177.81	177.99	92.34
2020	16.9	5.9			184.23	184.23	184.23	37.31	37.68	36.94	238.46	238.83	227.10
2021	24.1	6.1	9.8		195.40	240.48	186.53	37.86	54.86	37.31	267.14	329.22	229.94
2022	29.3	29.3	34.1	9.8	197.84	242.18	188.86	38.43	55.95	37.68	299.71	361.56	265.65
2023	29.5	29.5	45.3	19.7	234.94	327.05	191.22	39.01	57.07	38.06	348.73	458.90	278.51
2024	29.7	29.7	53.6	27.7	319.78	398.99	200.32	54.86	58.22	38.44	457.89	540.46	296.11
2025	48.0	30.0	62.9	41.4	322.51	470.11	234.10	55.68	59.38	38.82	489.07	640.37	344.33
2026	48.0	30.0	68.6	47.2	325.28	473.62	318.93	56.52	60.57	39.21	498.40	650.79	435.43
2027	48.2	48.2	69.1	52.4	465.58	477.16	321.66	57.36	61.78	39.60	640.24	656.25	461.86
2028	48.4	48.4	69.6	55.5	469.08	518.16	324.41	58.22	63.01	40.00	645.28	699.15	468.34
2029	48.6	48.6	70.3	56.1	472.62	522.23	327.19	59.10	64.27	40.40	650.53	705.32	472.29
2030	48.6	48.6	70.9	56.6	513.62	526.35	466.65	59.98	65.56	40.80	693.08	711.39	612.65
2031	48.6	48.6	71.6	57.3	517.69	530.50	470.18	60.88	66.87	41.21	698.72	717.52	617.25
2032	58.2	48.6	72.3	58.0	521.80	534.69	511.15	61.80	68.21	41.62	714.14	733.44	659.30

Tabla 43: Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Estatales

MEGA Proyectos Privados

Otro grupo de proyectos de significativa importancia en la determinación de los pronósticos de electricidad, en razón, a la magnitud del uso de la energía eléctrica, lo encontramos en dos sectores económicos de creciente desarrollo, como la industria portuaria y la minería. Sectores, de uso intensivo, que implican algún grado de iniciativa gubernamental, pero de implementación y operación netamente privada.

Desarrollo Portuario

El sector portuario es uno de los mayores contribuyentes del reciente crecimiento económico del país, constituyéndose en un eslabón fundamental para el sector logístico nacional. La actividad portuaria ha tenido un crecimiento sostenido. Así, pasó de movilizar 319,707 TEU, en 1997, a 5,592,865 TEU, en el 2010, lo cual resultó en una tasa de crecimiento anual de 21%.[143]

Los puertos privados se enfocan principalmente en operaciones de comercio exterior, lo que, llevado al sector privado a hacer inversiones millonarias en los puertos para desarrollar una infraestructura de talla mundial, lo que le ha permitido al sector portuario engranar perfectamente en el dinámico sector logístico panameño, que tiene al Canal como columna principal. Este desarrollo se refleja en los dos principales referentes del sector portuario panameño: el complejo portuario de Colón, ubicado en la entrada del Canal de Panamá en el Caribe, y el puerto de Balboa, situado en la entrada al Canal de Panamá en el océano Pacífico.

Las perspectivas positivas que tiene el país, con la ampliación del canal, exige de nuevas facilidades portuarias para aumentar la competitividad centro logístico. Estas nuevas facilidades portuarias en el país, conexas a la futura operación ampliada del Canal, como son el nuevo puerto “verde” “Panama Atlántico” en la Isla Remo Largo y la expansión del Puerto Panamá- Colon Conteiner 2016-2020, en el área de Coco Solo en Colon. En el Pacifico se implementó el puerto de Rodman por PSA.[144]

[143] En el año 2014 se movilizaron 6.7 millones de TEU. (o Twenty-foot Equivalent Unit es la unidad de medida del transporte de contenedores, equivalente a la capacidad de carga de un contenedor normalizado de 20 pies

[144] Este puerto se encuentra, en el periodo 2017-2018, ejecutando obras de expansión: ampliación de los muelles y del patio de contenedores.

Por otro lado, se planea una nueva terminal portuaria en el área de Farfán.[145] Además, ACP promueve el nuevo Puerto y Centro Logístico en Corozal. Además, la construcción e implementación de otras facilidades portuarias más pequeñas, en ambas entradas del canal, enfocadas en los servicios de avituallamiento, abastecimiento y servicios conexos de los barcos, como Muelle 3, Cristobal y Mystic Rose, en Balboa.

De los principales proyectos portuarios en el paquete solo el puerto de Coco Solo y el puerto de Corozal, dan señal de algún grado de certeza, con respecto a su implementación en corto tiempo. El segundo, es una expansión lógica del programa integral de Ampliación del Canal, por consiguiente, de realizarse este proyecto, sus requerimientos de potencia y energía estarán cubiertos, por la rama eléctrica canalera. Las implementaciones de los otros puertos mencionados se encuentran o en etapas incipientes y/o el desarrollo de la industria marítima los ha desfasado en el tiempo o de otro modo, están a la espera de decisiones privadas, y/o confidenciales.

Por lo cual, de los diversos proyectos portuarios de iniciativa privada solo es de interés particular, para la proyección de energía en el futuro inmediato, el Puerto de Panamá Colón conteiner. Solo los planes de implementación de este puerto, en el área de Coco Solo, son firmes, y en ejecución, para lo cual se tiene un requerimiento de energía adicional a partir del año 2017, cuando entrara en operaciones la nueva facilidad marítima.[146]

Ver información, en detalle en la próxima tabla.

CONSUMO ELECTRICO DEL PUERTO DE PANAMA COLON CONTAINER (En Gwh) PROVINCIA DE COLON, COCO SOLO															
AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ENERGIA	0.0	25.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0

Tabla 44: Consumo Eléctrico del Puerto de Panamá Colón CONTAINER

[145] Proyecto impulsado para el periodo 2016-2020, A la fecha la viabilidad de este proyecto es muy cuestionada.

[146] CND, Plan Indicativo de Demanda, Nota de ENSA DME-243-15, del 14 de junio 2015, Proyecciones de crecimiento de Consumo de energía

Desarrollo Minero

Luego de un anticipado y largo periodo de prospección minera de varias décadas, se tiene un reciente protagonismo del subsector de *"alta minería"* en Panamá, un reconocido segmento alto intensivo de energía eléctrica[147]. A lo largo del País, existen en estudio y desarrollo unos 12 proyectos mineros para la explotación de minerales metalizados, especialmente preciosos (oro, plata y cobre). Algunos de los estudios han alcanzado, el nivel de reconocimiento de yacimientos con reservas de metal probadas y aunque otros estudios no han llegado a comprobar todas sus reservas, se encuentran en etapas muy avanzadas de evaluación.

En el corto plazo, este desarrollo minero se concreta con dos emprendimientos importantes, el segundo de ellos, con una gran inversión minera, que se ha de traducir en un incremento significativo del consumo eléctrico en el país. Un mega proyecto minero, con una inversión inicial en el año 2016, cuantificada en más de 2,000 millones de dólares, por parte de la empresa Minera Panamá, con el fin de producir y exportar anualmente de 300,000 a 320,000t oneladas de cobre, con lo cual se espera elevar a Panamá al nivel del sexto país exportador de este mineral.

En total, la inversión de este proyecto minero, con capacidad de producción de mineral para 34 años e inversión total de estimada de 6,200 millones de dólares, monto superior a lo comprometido por Panamá, en la Ampliación de Canal, proyecto cumbre de la Nación.

La operación de esta industria minera es de consumo intensivo de energía, específicamente de energía eléctrica, por lo cual el proyecto contempla la autogeneración de la energía requerida por medio de una central termoeléctrica a carbón
.

Proyecto Minero Petaquilla

Este emprendimiento minero, que hoy se conoce como Proyecto Minero Mollejón que desarrolla la sociedad Petaquilla Gold, S.A., se encuentra en explotación en el área de Cerro Petaquilla. En razón de la cesión que se le hiciera a esta última sociedad para el desarrollo de la concesión que

[147] Desde inicios de la década de 1960

inicialmente fuera otorgada a Minera Petaquilla, S.A., por lo cual explota en el sitio de Colina una mina de oro. Sitio, se encuentra en Molejón, Distrito de Donoso, provincia de Colon,130 kilómetros al noreste de la ciudad de Panamá.

El proyecto minero aurífero, se estuvo desarrollando en Panamá con el aporte de capital canadiense, con el fin de producir hasta 120.000 onzas de oro por año. A partir del 24 de diciembre de 2009 la empresa recibió de parte del Gobierno Nacional a través del Ministerio de Comercio e Industrias, la autorización para el inicio de la explotación comercial del recurso aurífero; siendo así que desde entonces se ha consumado la aspiración que por siglos ha motivado el interés por el área del Cerro Petaquilla: la extracción comercial del oro, al amparo del cumplimiento de normas legales, técnicas y ambientales exigidas para el desarrollo de la actividad minera en el país.

Petaquilla Minerals, anunció que en el año 2012 elevó su producción de oro de 6 mil 500 onzas que extraía mensualmente hasta octubre a 8 mil 562 onza en noviembre. La minera también señaló que el nivel de eficiencia de su planta de producción se encontraba en un 95.2%, rango que espera seguir incrementando.

El Proyecto en su Fase I, consistió de la conexión dentro de un subsistema definido por explotación y beneficio de la Mina EL MOLEJON, entre 1,500 y 2,000 toneladas/día de material aurífero por PETAQUILLA MINERALS LTD. La empresa iniciaría operación comercial con una demanda eléctrica de 7 MW atendidos en su primera fase, mediante dos generadores provisionales a diésel con capacidad de más de 4 MW. La empresa contemplaba para una etapa posterior del proyecto, iniciar la explotación del mineral de cobre dentro de su área de concesión minera, que requeriría al menos de una potencia eléctrica de 160 MW en el área de explotación del sitio de Colina. La demanda seria alimentada por una instalación generadora de 200 MW, localizada a 40 km de la costa atlántica, Para garantizarse la oferta eléctrica de su infraestructura industrial, la empresa Petaquilla Gold, S.A esperaba llevar energía eléctrica mediante una línea de interconexión a la red, por medio de una nueva instalación en Cerrezuela, en el distrito de Rio Grande, Provincia de Coclé.[148]

A pesar de haber comercializado oro con un valor de mercado superior a los 500 millones de dólares entre los años 2012 y 2014, Petaquilla Gold, se quedó sin fondos para continuar explotando el mineral, en diciembre del 2013. La crisis financiera llevó a Petaquilla Gold a detener la extracción del mineral aurífero. Por lo que, a la fecha, la suspensión de labores y mantenimiento de la infraestructura de la mina, que tiene más de 48 meses, abona al deterioro total de la empresa minera.

Dada la incertidumbre en la continuación operativa y al posterior

[148] ISA, Estudio de Conexión para el Suministro de Energía del Proyecto Minero de Petaquilla, Versión Final, Medellín, marzo de 2009

desarrollo de la segunda etapa del emprendimiento minero, ETESA considera que en el corto plazo, que esta 0empresa minera autogeneraría sus necesidades energéticas, con lo cual el consumo eléctrico de la misma no tiene en la actualidad o en el futuro inmediato, implicaciones en el Sistema Integrado Nacional.[149]

Proyecto Minero Cobre Panama

Proyecto

Ubicación *Distrito de Donoso, Provincia de Colón, República de Panamá*

Accionistas First QuamtummineralsCorporation*(100%)*

Tipo de yacimiento de metal

Metal primario *Cobre*

Metales secundarios *Oro y molibdeno*

Producto final *Concentrado de cobre y molibdeno*

Ciclo de vida potencial *30+ años*

Grado aproximado *0.41% de cobre*

Infraestructura *20 km de la costa atlántica*

Paralelamente la empresa Minera Panamá desarrolla en la misma área el proyecto Cobre Panamá, que se encuentra en la fase de construcción para desarrollar una mina de cobre de clase mundial. La reserva concesionada de Cobre Panamá, cuya duración de vida minera se espera que sea de más de treinta años, es una de las más grandes del mundo. La inversión total prevista para este proyecto es de US$ 6.4 mil millones, siendo así la mayor inversión privada realizada en un solo proyecto en la historia de Panamá.

Minera Panamá, S.A. es una empresa panameña subsidiaria de First Quantum Minerals Corporation, una empresa minera internacional registrada en Canadá. Minera Panamá, S.A., utilizará tecnología de punta que se complementará con las mejores prácticas de la industria. Desde el punto de vista de la empresa, esta sinergia beneficiará a las comunidades vecinas, a los colaboradores, a los accionistas del proyecto y a Panamá.[150]

[149] En mayo del 2014, Petaquilla Gold, firmó un acuerdo de venta con Minera Panama, por el traspaso de 1,483 ha. con depósitos de cobre y otros derechos concesionarios del área de Molejón, por 60 millones de dólares.

[150] En el año 2013, El consorcio minero canadiense de origen sudafricano First Quantumn (FQM), logro el control de Minera Panama al comprar a Immet Mining Corporation (IMC), por una suma de más de 5,000 millones de dólares.

Minera Panamá construirá una central energética que tendrá una capacidad máxima de 320 MW, de los cuales utilizará un aproximado de 225 a 250 MW para sus operaciones y el excedente generado se cederá al sistema nacional. Cuando la empresa inicie en firme las operaciones de extracción, procesamiento y exportación de cobre. Minera PANAMA, localizada en el Distrito de Donoso, Provincia de Colón, podrá aportar a la red nacional de electricidad, un excedente de 50 MW.

Este excedente de energía lo aportarán a la red nacional mediante una línea de transmisión eléctrica que será conectada a la subestación de transmisión de Llano Sánchez, ubicada en el Corregimiento de El Roble, distrito de Aguadulce, provincia de Coclé.[151]

El Proyecto, se inició en el año 2012, con la construcción de las instalaciones en el sitio de explotación de la mina, de la central eléctrica, de la infraestructura interna y de los servicios auxiliares de la planta de producción del mineral Durante el periodo de construcción, 2012-2017, Minera Panamá, suministrará parte de las necesidades de fluido eléctrico por medio de agentes generadores de la red o autogeneración diésel en los sitios correspondientes.

Retiro e Inyección

A partir de abril del año 2017, se estimaba que la empresa minera, se encontraría en condiciones de autogenerar sus necesidades de electricidad y además, dispondría de un excedente de potencia la cual podrá despachar a la red nacional.[152] En los cuadros siguientes se presenta la proyección general de demanda y oferta preparada por Minera Panamá.

De la tabla siguiente se infiere, que, durante el periodo de mantenimiento anual de la central termoeléctrica de Punta Rincón, la potencia requerida por las continuas operaciones de Minera Panama, en los meses de octubre y noviembre, deberá ser provista por la Red nacional. El paro forzoso de cada unidad de generación, 137 MW por 30 días calendarios, para mantenimiento, resulta en una potencia faltante que alcanzara en el año 2028, una magnitud de 137 MW, por dos meses, que el Sistema Interconectado Nacional deberá proveer.[153]

[151] Información contemplada en la solicitud de Viabilidad de Conexión

[152] No es, hasta el primer cuatrimestre del 2018, que la planta de autogeneración realizara sus pruebas de operación.

[153] Es importante destacar que este requerimiento de potencia adicional al SIN, tendrá efectos significativos en la demanda máxima, de los meses de octubre y noviembre de cada año del periodo de análisis, situación que la metodología del Modelo de Demanda no cuantifica.

DEMANDA MAXIMA DE MINERA PANAMA vs SIN				
AÑO	ESTIMACION DE DEMANDA		POTENCIA INTERCAMBIADA	
	DEMANDA MAXIMA		POTENCIA REQUERIDA	
	PICO	PROMEDIO	POTENCIA FIRME	POTENCIA REQUERIDA
	EN MW			
2014				
2015	40	37		
2016	40	37		
2017	40	37		
2018	228	199	137	89
2019	234	202	137	91
2020	236	204	137	97
2021	240	208	137	103
2022	243	213	137	106
2023	253	218	137	116
2024	255	220	137	118
2025	260	224	137	123
2026	264	227	137	127
2027	269	231	137	132
2028	275	231	137	138

Tabla 45: Demanda Máxima de Minera Panamá vs SIN

Con respecto a la energía, los aportes inyectados por Minera Panamá a la Red, irán disminuyendo en relación directa al incremento de operaciones de las actividades sustantivas de la empresa. La tasa de disminución de los aportes de energía inyectados al sistema, caerán de manera sostenida anualmente en 7%, del año 2017 al 2024. No obstante, MPSA podrá aumentar su capacidad de autogeneración a medida que aumenta la actividad extractiva de la mina o de que la operación de autogeneración eléctrica sea lo suficiente rentable, para la empresa.[154]

[154] Los valores provistos por Minera Panama, en la tabla 1.33, podrían variar de existir restricciones en la red de transmisión o en el despacho nacional. Además, es de considerar el cambio en las fechas de entrada en operación de la planta de carbón y/o la mina podrían variar, en base al programa de construcción.

AUTOGENERACION MINERA PANAMA Y ENERGIA INTERCAMBIADA CON EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL				
AÑO	AUTOGENERACION NETA		SISTEMA INTERCONECTADO	
	AUTOGENERACION NETA	CONSUMO INTERNO	RETIRADO	INYECTADO
	En MWh			
2014				
2015				
2016				
2017	1,560,391	264,847		1,295,545
2018	2,117,606	1,600,199	35,071	550,641
2019	2,117,606	1,630,588	38,309	525,330
2020	2,117,606	1,646,049	40,893	512,453
2021	2,117,606	1,676,971	46,061	486,699
2022	2,117,606	1,716,916	52,736	453,429
2023	2,117,606	1,756,863	59,412	420,159
2024	2,117,606	1,772,323	61,996	407,282
2025	2,117,606	1,800,693	66,943	316,913
2026	2,117,606	1,829,518	71,974	288,088
2027	2,117,606	1,858,804	77,088	258,802
2028	2,117,606	1,888,559	82,288	229,047
2029	2,117,606	1,918,790	82,288	198,816
2030	2,117,606	1,949,505	82,288	168,101

Tabla 46: Autogeneración Minera Panamá & Energía Intercambiada con el SIN

Información reciente proveniente de Minera Panama, le permiten a ETESA a considerar atrasos significativos, con respecto a la programación de obras, presentada en el estudio de viabilidad de conexión de las instalaciones de generación de Minera Panama. Consistente, en la construcción de la Línea de conexión de 230.kV, Punta Rincón - Mollejón – Llano Sánchez, desde inicios dell año 2014 hasta inicios del 2017 y en la propia puesta en operación de la Planta de Carbón de 300 MW, en el segundo trimestre del año 2017.[155]

Esta reprogramación significa modificaciones a los requerimientos en potencia y energía, anteriormente previstos por ETESA al SIN.

[155] Capital Financiero, 1 de junio del 2015.

Durante el transcurso del año 2013, se dieron cambios importantes en la estructura de patrimonio del proyecto Cobre Panama. El consorcio minero canadiense de origen australiano, First Quantumn Minerals Ltd.(FQM), logró el control de Minera Panama al adquirir a Immet Mining Corporation (IMC). First Quantum Minerals Ltd. (FQM) es una empresa de minería y metales reconocido y de rápido crecimiento que actualmente opera siete minas en producción y está desarrollando cinco proyectos a nivel mundial, incluyendo el proyecto Cobre Panamá. Actualmente la Firma, produce cobre, níquel, oro, zinc y metales del grupo del platino.

El nuevo Puerto de Punta Rincón, y el centro de despacho del concentrado, primera fase de implementación del Proyecto de Cobre Panama, empezó a funcionar desde agosto del año 2016. Instalación portuaria, construida para permitir el acceso, de todos los insumos que requiera el proyecto (como el combustible y el carbón para la termoeléctrica y otros), las infraestructuras complementarias, así como también para despachar, en su momento, el concentrado de cobre a sus diferentes destinos. Esta fase del Proyecto, que corresponde a un 35%, insumió $2,621 millones de un total estimado de 5,950 Millones de dólares.

La segunda etapa del proyecto, construcción de la planta termoeléctrica y la Línea de Transmisión de 230 kV Punta Rincón - Llano Sánchez, por un monto de $600 millones, han finalizado. A la fecha, todas estas instalaciones eléctricas, tendrán, a inicios del 2018, las respectivas maniobras de prueba.

La central termoeléctrica funcionará a base de carbón y se estima que generará unos 300 -320 MW para abastecer la mina y los excedentes serán vendidos al Estado. Las dos unidades de generación de 160 MW, alimentadas de Carbón, debían estar listas a partir del primer trimestre del año 2017, con posibilidades de haber inyectado excedentes significativos a la red nacional del SIN. Expectativas no cumplidas, solo a mediados del 2018, se podría esperar. inicie operaciones.

Por último, está la construcción de la planta procesadora de los minerales, y quizá la más importante, ya que en ella es donde se hará todo el trabajo de extracción del concentrado. Ésta se construye a un costo de $500 millones e incluye la instalación de los siete molinos, las tinas de relave, las cámaras de flotación y de trituración primaria, y otros. Se conoció que otros mil millones de dólares serán utilizados en otras eventualidades que se generen durante la construcción de la obra millonaria. Entre los materiales que se extraerán está el cobre (mineral principal), oro, molibdeno y plata. El equipo de molienda y procesamiento de mineral, para el embarque del concentrado de cobre estarán en funcionamiento, como fecha más temprana, en 2018.

Autogeneración Minera Panama y Energía Intercambiada con el Sistema Interconectado

El proyecto Cobre Panama, es parte de una empresa que se encuentra en expansión a nivel mundial, con otros proyectos en América Latina, Europa y África en fases más avanzadas de desarrollo y/o producción. Por lo cual, el plan de desarrollo de la Mina ha estado sujeta al proceso de reorganización, revisión integral y logística, que da lugar a su nueva programación.

Durante el periodo de construcción 2012-2018, la explotación de la actividad minera mundial estuvo presionada por la baja demanda, así como la mayoría de los otros "co*modities"*, consecuente con el poco impulso del crecimiento global. Este reacomodo industrial de las principales economías, derivo en bajos precios de las materias primas.

FQM desarrolla el proyecto Cobre Panama, con base en lo previamente diseñado y construido por IMC, pero con modificaciones, en el desarrollo de obras y en los plazos de entrega. El proyecto continúa con la ejecución de la planta concentradora de mineral, de las carreteras, planta de energía, el puerto y un minero ducto. Los requerimientos energéticos, para el desarrollo del proyecto Cobre Panama, serán auto generados.

Con base en esta información, ETESA debió considerar, la importancia de posibles atrasos en las operaciones generales del Proyecto. En especial, en los estimados inicialmente previstos, para el retiro e inyección de energía y potencia al SIN.

Los atrasos, del proyecto, el cual pretendía, en primer momento desarrollar operaciones de molienda y exportación, desde el año 2016 modifican totalmente los estimados de intercambio de energía eléctrica.

Los nuevos estimados para el intercambio eléctrico, entre el Proyecto y el Sin se enmarcan bajo los siguientes supuestos:

La Línea 230 KV Llano Sánchez – Sitio de Mina - Punta Rincón, fue implementada e iniciaras pruebas, en el primer cuatrimestre del 2018.

La central eléctrica iniciará operaciones a mediados del 2018.

Planta concentradora del mineral. Iniciará operaciones de molienda, para finales del año 2018 o inicios del 2019.

Pronósticos Ajustados del Segmento de Consumo Bloque

Por conveniencia del Modelo de Demanda utilizado por ETESA, los retiros de energía del sistema por Minera Panamá, se modelan como incrementos, al segmento Bloque, del Modelo de Pronósticos 2018-2032.

En la Demanda Consolidada de energía eléctrica de los Megaproyectos del segmento de consumo Bloque, Minera Panama no demandó energía alguna del SIN durante los años 2014 – 2017, consecuente con el atraso de la construcción de su Línea de transmisión, 230 kV Punta Rincón – Llano Sánchez. Derivada de la nueva realidad administrativa del Proyecto, ante la compra de los activos de IMC, por FQM, modificándose el cronograma de obras del proyecto.

Los atrasos en el desarrollo del proyecto, con respecto al plan inicial del mismo, provocaron un desfase significativo en la puesta en operación de las instalaciones ce de generación y de procesamiento del mineral. Con lo cual, el SIN se liberó, del compromiso de suministrarle al Proyecto minero, 82 y 324 GWh, durante los años 2015 y 2016, respectivamente.

A partir, de la entrada en operación, de la central de generación a carbón, el proyecto minero, solo deberá retirar de la red eléctrica nacional, niveles de energía eléctrica de 35 a 62 GWh, en los años 2019-2024, por los requeridos mantenimientos del plantel térmico.

La estimación a mediano plazo de los requerimientos de electricidad de Minera Panama, para continuar su explotación de mineral de cobre durante los meses de mantenimiento de sus unidades de generación, en los meses de octubre y noviembre del año 2025 al año 2030, llevan a un retiro de Minera Panama por 83 GWh.

Los resultados de aplicar esta estimación, son válidos para el escenario moderado y el escenario alto. Para la proyección pesimista se considera un atraso adicional de un año, en la operación de la planta de concentrado.

PROYECTO COBRE PANAMA REQUERIMIENTOS DE ENERGIA ELECTRICA DE MINERA PANAMA AL SIN AÑOS 2018 - 2032															
ESCENARIO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MODERADO		38.3	40.9	46.1	52.7	59.4	62.0	66.9	72.0	77.1	82.3	82.3	82.3	82.3	82.3
PESIMISTA			38.3	40.9	46.1	52.7	59.4	62.0	66.9	72.0	77.1	82.3	82.3	82.3	82.3

Tabla 47: Incremento Total de la Demanda en Energía de Minera Panamá

MEGA Proyectos Privados

En la **Tabla 48** se presenta el consumo consolidado de los mega proyectos privados, que hemos podido identificar y/o estimar los requerimientos de energía, con algún grado de certeza para los pronósticos del presente PESIN.

CUADRO No. 21 - B
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS PRIVADOS IDENTIFICADOS
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2015 -2029
En GWh

AÑO	PANAMA COLON CONTAINER	MINERA PANAMA			TOTAL MEGAPROYECTOS		
		MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2011							
2012							
2013							
2014							
2015							
2016							
2017							
2018	48.00				48.00	48.00	48.00
2019	48.00	38.30	38.30		86.30	86.30	48.00
2020	48.00	40.90	40.90	38.30	88.90	88.90	86.30
2021	48.00	46.10	46.10	40.90	94.10	94.10	88.90
2022	48.00	52.70	52.70	46.10	100.70	100.70	94.10
2023	48.00	59.40	59.40	52.70	107.40	107.40	100.70
2024	48.00	62.00	62.00	59.40	110.00	110.00	107.40
2025	48.00	66.90	66.90	62.00	114.90	114.90	110.00
2026	48.00	72.00	72.00	66.90	120.00	120.00	114.90
2027	48.00	77.10	77.10	72.00	125.10	125.10	120.00
2028	48.00	82.30	82.30	77.10	130.30	130.30	125.10
2029	48.00	82.30	82.30	82.30	130.30	130.30	130.30
2030	48.00	82.30	82.30	82.30	130.30	130.30	130.30
2031	48.00	82.30	82.30	82.30	130.30	130.30	130.30
2032	48.00	82.30	82.30	82.30	130.30	130.30	130.30

Tabla 48: Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Privados

CONSOLIDADO DEL CONSUMO BLOQUE

Por convección del modelo de demanda de PREEICA, se totaliza el consumo de la nueva carga de los mega proyectos de infraestructura estatales y privados. La suma de esta energía es asignada a la columna correspondiente al consumo Bloque, para los respectivos años en que se incrementa la carga.[156]

[156] Bocas del Toro fue integrada a los consumos de EDECHI, a partir del año 2015.

CUADRO No. 21 - C
DEMANDA CONSOLIDADA DE INTEGRACION DARIEN MEGAPROYECTOS ESTATALES Y PRIVADOS IDENTIFICADOS
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2018 -2032
En GWh

AÑOS	INTEGRACION BOCAS DEL TORO	INTEGRACION DARIEN	CONSUMO ACP Y OTRAS EMP	MEGAPROYECTOS ESTATALES			MEGAPROYECTOS PRIVADOS		
				MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2010	75.1								
2011	71.0								
2012	78.1								
2013	83.5								
2014	85.6			25.70	25.70	25.70			
2015	43.2		**170.0**	35.21	35.21	35.21			
2016			**163.0**	36.49	36.49	36.49			
2017			**189.3**	37.36	37.36	37.36			
2018			175.0	47.61	47.61	47.61	48.00	48.00	48.00
2019			177.9	140.38	140.56	110.88	86.30	86.30	48.00
2020			180.8	177.32	177.69	165.95	88.90	88.90	86.30
2021			183.8	194.62	211.62	166.49	94.10	94.10	88.90
2022			186.8	230.18	247.70	199.87	100.70	100.70	94.10
2023			189.9	242.11	260.17	212.31	107.40	107.40	100.70
2024			193.0	266.43	366.56	224.11	110.00	110.00	107.40
2025			196.2	391.64	395.34	238.54	114.90	114.90	110.00
2026			199.4	398.20	402.25	303.17	120.00	120.00	114.90
2027			202.7	399.75	404.16	365.28	125.10	125.10	120.00
2028			206.0	418.90	432.43	386.63	130.30	130.30	125.10
2029			209.4	420.62	434.53	387.80	130.30	130.30	130.30
2030			212.9	430.91	482.17	388.70	130.30	130.30	130.30
2031			216.4	478.17	484.15	398.51	130.30	130.30	130.30
2032			219.9	489.47	558.86	445.28	130.30	130.30	130.30

Tabla 49: : Demanda Consolidada Darién - Megaproyectos Estatales & Minera Panamá

Es necesario exponer que los registros de la energía consumida por los componentes de los proyectos en ejecución, Metro, Saneamiento de la Bahía y de la ampliación del Aeropuerto de Tocumén, durante los años 2014 – 2016, está insumida dentro de los segmentos de consumo Oficial y Comercial.

Por otro lado, hasta junio del 2015, el consumo registrado del segmento Bloque correspondió a la energía de la OER (Bocas del Toro).

DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE CON ACP
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2018 -2032

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	75.1		75.1		75.1	
2011	71.0	-5.5	71.0	-5.5	71.0	-5.5
2012	78.1	10.0	78.1	10.0	78.1	10.0
2013	83.5	6.9	83.5	6.9	83.5	6.9
2014	111.3	33.3	111.3	33.3	111.3	33.3
2015	248.4	123.2	248.4	123.2	248.4	123.2
2016	199.5	-19.7	199.5	-19.7	199.5	-19.7
2017	226.6	13.6	226.6	13.6	226.6	13.6
2018	270.6	19.4	270.6	19.4	270.6	19.4
2019	404.6	49.5	404.8	49.6	336.8	24.4
2020	447.0	10.5	447.4	10.5	433.1	28.6
2021	472.5	5.7	489.5	9.4	439.2	1.4
2022	517.7	9.6	535.2	9.3	480.8	9.5
2023	606.9	17.2	625.0	16.8	570.4	18.6
2024	639.2	5.3	739.4	18.3	594.3	4.2
2025	774.8	21.2	778.5	5.3	616.8	3.8
2026	792.0	2.2	796.1	2.3	691.9	12.2
2027	804.2	1.5	808.6	1.6	764.7	10.5
2028	834.2	3.7	847.7	4.8	796.7	4.2
2029	841.6	0.9	855.5	0.9	808.8	1.5
2030	857.6	1.9	908.9	6.2	815.4	0.8
2031	910.7	6.2	916.7	0.9	831.0	1.9
2032	927.9	1.9	997.2	8.8	883.7	6.3
Tasa Anual	309.4%	10.08%	340.0%	10.70%	289.9%	10.43%

Tabla 50: Demanda Consolidada del Segmento Bloque con ACP (Carga Integrada del SIN)

En el Anexo I- 3, Cuadro No 21, se presenta en detalle la tabla consolidada de pronóstico para la carga del segmento Bloque del consumo.

PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las premisas de los escenarios planteados.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
PLAN DE EXPANSIÓN 2018 - 2032
PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ
RESUMEN DE PREMISAS, SEGÚN ESCENARIOS
ESCENARIO MEDIO = MODERADO

VARIABLE	DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL	ESCENARIO MEDIO = MODERADO			
		AÑO 1	BI -ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2018	2018-2019	2018-2021	2022-2032
PIB	Proyeccion ajustada con base en los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Opcion mas probable.	5.45%	5.23%	5.55%	4.96%
PIBMAN	Tasas de crecimiento de tendencia reciente inferiores al PIB Total, sincronizadas con la evolución cíclica global, con una participación estructural declinante, menor al 5% del PIB Total, tasas que representen el actual derrotero del sector.	-2.06%	2.07%	2.34%	1.75%
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Moderado por la Integracion Regional mas los consusmos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro, Potabilizadoras).	19.4%	16.5%	21.3%	6.5%
FACTOR DE CARGA	Serie calculada con base en el FC del último año, afectado por consumo Bocas del Toro.	0.407%	0.407%	0.407%	0.407%
	Sustitucion de Bombillos(Disminucion del FC)				
PERDIDAS	Reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	16.50%	16.17%	15.61%	14.03%
PRECIOS	Tasas de crecimiento promedio de pronósticos de precios altos y de referencia del EIA-DOE	-0.095%	1.289%	1.522%	0.405%
POBLACION	Utiliza la proyección de crecimiento de la población, elaborada por el INEC con base en los datos censales recabados con el último Censo de Población, de mayo del 2010.	1.282%	1.265%	1.228%	0.995%
SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía,	**2.491**	**2.491**	**2.491**	**2.491**
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.399	2.399	2.399	2.399
	AUTOCONSUMO	0.05	0.05	0.05	0.05
	OTROS	0.04	0.04	0.04	0.04

Tabla 51: Resumen de Premisas Escenario Moderado

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.

PLAN DE EXPANSIÓN 2018 - 2032

PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ

RESUMEN DE PREMISAS, SEGÚN ESCENARIOS

ESCENARIO ALTO = OPTIMISTA

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO ALTO = OPTIMISTA			
		AÑO 1	BI -ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2018	2017-2018	2018-2021	2022-2032
PIB	Proyeccion ajustada de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera.Opción más favorable	7.14%	6.57%	7.04%	6.52%
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado.Se consideran tasas de mayor crecimiento que el escenario moderado, pero al tener mayor fuerza los sectores dinámicos, derivara en una participación declinante al total del PIB	-1.07%	3.65%	4.05%	3.49%
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Optimista por la Integracion Regional mas los consusmos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro, Potabilizadoras).	19.4%	16.5%	22.23%	6.83%
FCTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	0.407%	0.407%	0.407%	0.407%
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	16.50%	16.25%	15.66%	13.63%
PRECIOS	Tasas de pronósticos de precios de referencia del EIA-DOE	-0.172%	1.484%	1.918%	0.405%
POBLACION	Escenario de proyección de la demanda de electricidad con escenario de crecimiento de población total, Hipótesis II Alta.	1.527%	1.516%	1.491%	1.328%
SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía,	**2.552**	**2.552**	**2.552**	**2.552**
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.435	2.435	2.435	2.435
	AUTOCONSUMO	0.070	0.070	0.070	0.070
	OTROS	0.046	0.046	0.046	0.046

Tabla 52: Resumen de Premisas Escenario Optimista

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.

PLAN DE EXPANSIÓN 2018 - 2032

PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ

RESUMEN DE PREMISAS, SEGÚN ESCENARIOS

ESCENARIO BAJO = PESIMISTA

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO BAJO = PESIMISTA			
		AÑO 1	BI -ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2018	2017-2018	2018-2021	2022-2032
PIB	Proyeccion ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Opción menos favorable	3.31%	2.90%	3.01%	2.43%
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación declinante con el PIB total proyectado, en donde l se aplican tasas ligeramente menores al escenario Moderado.	-2.06%	-0.49%	-0.39%	-0.96%
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Pesimista por la Integracion Regional mas los consusmos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro, Potabilizadoras).	19.42%	16.51%	18.47%	6.69%
FCTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	0.407%	0.407%	0.407%	0.407%
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	16.50%	16.17%	15.61%	14.03%
PRECIOS	Tasas de pronósticos de precios de referencia altos de los crudos de eferencia del EIA-DOE	0.107%	2.053%	0.318%	-0.069%
POBLACION	Escenario de proyección de la demanda de electricidad con escenario de crecimiento de población total, Hipótesis IV Baja para los escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica pesimista.	0.946%	0.926%	0.883%	0.581%

SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía,	**2.450**	**2.450**	**2.450**	**2.450**
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.363	2.363	2.363	2.363
	AUTOCONSUMO	0.053	0.053	0.053	0.053
	OTROS	0.034	0.034	0.034	0.034

Tabla 53: Resumen de Premisas Escenario Pesimista

A continuación, se presenta el detalle sectorial de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima resultante de la ejecución del modelo, previa descripción de las siglas utilizadas para su total comprensión:

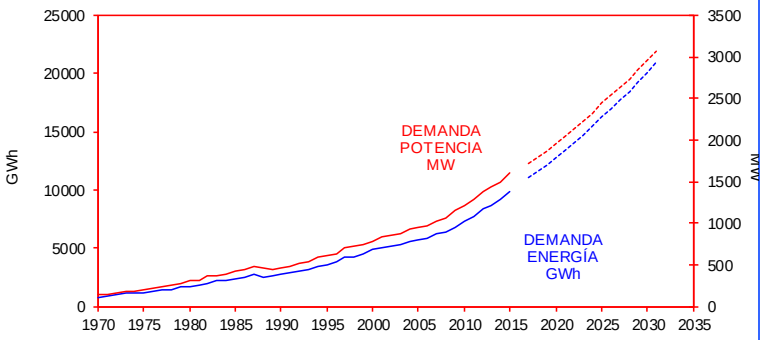
SIGLA	SECTOR DE CONSUMO	DESCRIPCIÓN
GWHRES	RESIDENCIAL	Consumo destinado al bienestar de la sociedad en sus hogares.
GWHCOM	COMERCIAL	Consumo destinado al confort y operación de los locales comerciales.
GWHIND	INDUSTRIAL	Consumo destinado a actividades productivas industriales.
GWHOFI	OFICIAL	Consumo destinado a las actividades al confort y operación de las oficinas públicas, hospitales, escuelas públicas y demás instalaciones propiedad del Estado.
GWHALU	ALUMBRADO PÚBLICO	Consumo dedicado a la iluminación de calles y parques públicos.
GWHAUT	AUTOCONSUMO	Consumo dedicado al confort y operaciones de las empresas de distribución
GWHBLQ	BLOQUES INDEPENDIENTES	Nuevo consumos correspondientes a la integración futura de la provincia de Darién y de los megaproyectos.
GWHOTR	OTROS SECTORES	Representa a consumos atendidos, no caracterizados en los otros grupos (jubilados, tarifas especiales)
GWHPER	PÉRDIDAS TOTALES	Corresponde a las pérdidas de los sistemas de distribución y

Tabla 54: Descripción de las siglas del Modelo de Demanda

Escenario Medio o Moderado

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Medio	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2017	5.1	4.8
Pronóstico	2017	2018	5.0	3.5
	2018	2022	4.9	4.5
	2018	2032	4.7	4.2



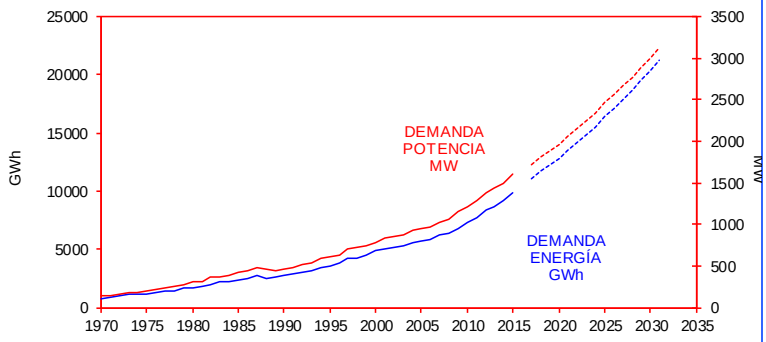
AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2017	5.7	7.2	3.2	3.9	5.9	-3.1	4.3	-6.2	2.8	5.1		4.8	
2017-2018	3.2	6.7	1.8	4.5	4.9	4.9	19.4	-19.6	3.4	5.0		3.5	
2018-2022	3.0	6.5	2.7	4.5	5.1	0.0	17.6	4.2	1.8	4.9		4.5	
2018-2032	2.6	6.3	1.1	4.5	5.0	1.4	9.2	2.5	3.2	4.7		4.2	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		138.9	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	148.6	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	169.6	14.1
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1,139.9	16.3	175.7	3.6
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1,148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1,214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1,348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1,450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1,469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1,724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1,756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1,863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2,030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2,193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2,225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2,412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2,565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2,748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2,579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2,624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2,746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2,896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3,011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3,199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3,400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1,000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3,619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1,041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3,795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1,181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4,254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1,004.6	1,342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4,295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1,041.9	1,449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4,474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1,118.1	1,569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1,166.4	4,967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1,161.3	1,619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1,066.0	4,999.9	0.7	839.3	8.0
2002	1,261.0	1,733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1,108.7	5,221.7	4.4	857.4	2.2
2003	1,341.2	1,947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1,035.8	5,342.6	2.3	882.9	3.0
2004	1,437.7	2,065.2	336.4	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	976.4	5,571.0	4.3	925.0	4.8
2005	1,495.8	2,178.3	343.5	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	929.9	5,711.0	2.5	946.3	2.3
2006	1,534.2	2,133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5,861.3	2.6	971.3	2.6
2007	1,628.5	2,342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6,208.8	5.9	1,024.0	5.4
2008	1,647.2	2,471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	0.0	9.6	924.3	6,386.4	2.9	1,064.3	3.9
2009	1,801.9	2,482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1,015.8	6,753.7	5.8	1,154.0	8.4
2010	1,974.0	2,651.2	642.9	750.4	131.7	4.6	75.1	2.7	1,057.6	7,290.3	7.9	1,222.4	5.9
2011	2,084.1	2,879.4	653.0	768.6	136.1	4.7	71.0	2.7	1,122.9	7,722.5	5.9	1,286.5	5.2
2012	2,248.0	3,177.9	689.1	822.4	146.9	5.1	78.1	2.7	1,189.7	8,359.8	8.3	1,386.3	7.8
2013	2,380.0	3,326.4	705.7	834.0	164.3	5.1	83.5	2.8	1,220.4	8,722.1	4.3	1,443.9	4.2
2014	2,528.3	3,462.5	688.2	854.9	169.5	5.0	111.3	2.8	1,328.0	9,150.5	4.9	1,503.5	4.1
2015	2,714.9	3,782.6	665.6	938.2	180.7	5.4	248.3	2.9	1,400.3	9,939.0	8.6	1,612.0	7.2
2016	2,795.1	3,925.6	647.4	981.2	193.9	5.5	199.2	3.3	1,526.8	10,278.0	3.4	1,618.0	0.4
2017	2,878.9	4,118.7	650.7	994.6	207.3	5.3	226.6	4.0	1,447.6	10,533.8	2.5	1,657.0	2.4
2018	2,972.0	4,394.1	662.3	1,039.4	217.4	5.6	270.6	3.2	1,496.2	11,060.8	5.0	1,714.8	3.5
2019	3,065.3	4,683.0	685.5	1,085.9	228.4	5.2	404.5	3.5	1,508.4	11,669.8	5.5	1,802.4	5.1
2020	3,158.7	4,988.2	705.4	1,135.0	240.3	5.3	447.0	3.6	1,522.0	12,205.5	4.6	1,877.5	4.2
2021	3,252.2	5,312.4	722.8	1,186.9	252.7	5.5	472.5	3.7	1,556.9	12,765.5	4.6	1,955.6	4.2
2022	3,345.6	5,656.4	738.2	1,241.7	265.7	5.6	517.7	3.8	1,604.2	13,378.8	4.8	2,041.3	4.4
2023	3,439.0	6,020.4	751.2	1,299.3	279.3	5.7	606.8	3.8	1,640.9	14,046.5	5.0	2,134.5	4.6
2024	3,532.2	6,404.0	761.2	1,359.2	293.4	5.8	639.2	3.9	1,697.2	14,696.0	4.6	2,224.1	4.2
2025	3,625.1	6,808.6	769.4	1,421.9	308.1	5.9	774.8	4.0	1,723.6	15,441.4	5.1	2,327.5	4.6
2026	3,717.8	7,235.9	776.1	1,487.5	323.5	6.1	791.9	4.1	1,924.3	16,267.1	5.3	2,442.0	4.9
2027	3,810.3	7,686.2	781.0	1,555.9	339.5	6.2	804.2	4.1	1,985.1	16,972.4	4.3	2,537.5	3.9
2028	3,902.3	8,160.7	784.2	1,627.3	356.3	6.3	834.1	4.2	2,047.9	17,723.4	4.4	2,639.1	4.0
2029	3,993.9	8,656.5	783.7	1,700.3	373.6	6.4	841.5	4.3	2,111.7	18,472.1	4.2	2,739.4	3.8
2030	4,085.0	9,175.5	781.9	1,775.6	391.6	6.5	857.6	4.3	2,177.2	19,255.2	4.2	2,844.0	3.8
2031	4,175.5	9,720.8	779.0	1,853.9	410.4	6.6	910.6	4.4	2,244.9	20,106.2	4.4	2,957.6	4.0
2032	4,265.3	10,294.1	775.1	1,935.6	430.0	6.8	927.8	4.5	2,315.0	20,954.1	4.2	3,069.9	3.8

Tabla 55: Escenario Medio o Moderado

Escenario Alto u Optimista

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Alto	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2017	5.1	4.8
Pronóstico	2017	2018	5.1	3.6
	2018	2022	5.0	4.5
	2018	2032	4.8	4.4



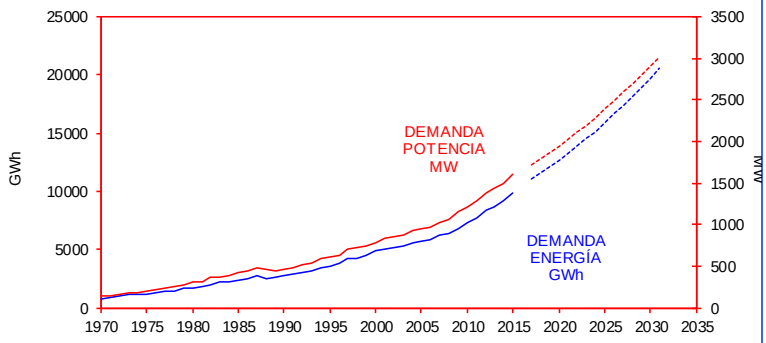
ANO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2017	5.7	7.2	3.2	3.9	5.9	-3.1	4.3	-6.2	2.8	5.1		4.8	
2017-2018	3.3	6.8	2.0	4.6	5.0	5.0	19.4	-19.5	3.4	5.1		3.6	
2018-2022	3.0	6.6	3.5	4.7	5.7	7.0	18.6	11.9	1.2	5.0		4.5	
2018-2032	2.6	6.4	1.8	4.7	5.2	3.9	9.8	6.2	3.0	4.8		4.4	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		138.9	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	148.6	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	169.6	14.1
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1,139.9	16.3	175.7	3.6
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1,148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1,214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1,348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1,450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1,469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1,724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1,756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1,863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2,030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2,193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2,225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2,412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2,565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2,748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2,579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2,624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2,746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2,896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3,011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3,199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3,400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1,000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3,619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1,041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3,795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1,181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4,254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1,004.6	1,342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4,295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1,041.9	1,449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4,474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1,118.1	1,569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1,166.4	4,967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1,161.3	1,619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1,066.0	4,999.9	0.7	839.3	8.0
2002	1,261.0	1,733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1,108.7	5,221.7	4.4	857.4	2.2
2003	1,341.2	1,947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1,035.8	5,342.6	2.3	882.9	3.0
2004	1,437.7	2,065.2	336.4	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	976.4	5,571.0	4.3	925.0	4.8
2005	1,495.8	2,178.3	343.5	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	929.9	5,711.0	2.5	946.3	2.3
2006	1,534.2	2,133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5,861.3	2.6	971.3	2.6
2007	1,628.5	2,342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6,208.8	5.9	1,024.0	5.4
2008	1,647.2	2,471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	0.0	9.6	924.3	6,386.4	2.9	1,064.3	3.9
2009	1,801.9	2,482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1,015.8	6,753.7	5.8	1,154.0	8.4
2010	1,974.0	2,651.2	642.9	750.4	131.7	4.6	75.1	2.7	1,057.6	7,290.3	7.9	1,222.4	5.9
2011	2,084.1	2,879.4	653.0	768.6	136.1	4.7	71.0	2.7	1,122.9	7,722.5	5.9	1,286.5	5.2
2012	2,248.0	3,177.9	689.1	822.4	146.9	5.1	78.1	2.7	1,189.7	8,359.8	8.3	1,386.3	7.8
2013	2,380.0	3,326.4	705.7	834.0	164.3	5.1	83.5	2.8	1,220.4	8,722.1	4.3	1,443.9	4.2
2014	2,528.3	3,462.5	688.2	854.9	169.5	5.0	111.3	2.8	1,328.0	9,150.5	4.9	1,503.5	4.1
2015	2,714.9	3,782.6	665.6	938.2	180.7	5.4	248.3	2.9	1,400.3	9,939.0	8.6	1,612.0	7.2
2016	2,795.1	3,925.6	647.4	981.2	193.9	5.5	199.2	3.3	1,526.8	10,278.0	3.4	1,618.0	0.4
2017	2,878.9	4,118.7	650.7	994.6	207.3	5.3	226.6	4.0	1,447.6	10,533.8	2.5	1,657.0	2.4
2018	2,972.9	4,398.0	664.0	1,040.8	217.6	5.6	270.6	3.2	1,497.5	11,070.2	5.1	1,716.3	3.6
2019	3,067.1	4,688.9	693.3	1,088.2	232.2	6.7	404.7	4.4	1,525.8	11,711.3	5.8	1,808.8	5.4
2020	3,161.5	5,000.0	717.4	1,138.8	244.6	6.9	447.4	4.6	1,531.0	12,252.2	4.6	1,884.6	4.2
2021	3,256.0	5,332.5	740.4	1,192.8	257.7	7.1	489.5	4.8	1,562.7	12,843.5	4.8	1,967.6	4.4
2022	3,350.5	5,684.1	761.8	1,250.1	271.3	7.3	535.2	5.0	1,569.0	13,434.3	4.6	2,049.8	4.2
2023	3,445.1	6,056.8	781.2	1,310.5	285.5	7.5	624.9	5.2	1,603.8	14,120.6	5.1	2,145.7	4.7
2024	3,539.5	6,447.9	796.3	1,372.9	300.3	7.7	739.3	5.4	1,639.9	14,849.2	5.2	2,247.3	4.7
2025	3,633.7	6,862.2	810.6	1,438.6	315.7	8.0	778.4	5.7	1,678.5	15,531.3	4.6	2,341.0	4.2
2026	3,727.8	7,299.6	823.5	1,507.7	331.9	8.2	796.0	5.9	1,910.1	16,410.6	5.7	2,463.5	5.2
2027	3,821.6	7,759.8	833.9	1,579.4	348.7	8.4	808.6	6.1	1,967.1	17,133.6	4.4	2,561.6	4.0
2028	3,915.2	8,244.9	842.8	1,654.5	366.2	8.6	847.7	6.4	2,025.7	17,911.9	4.5	2,667.2	4.1
2029	4,008.3	8,749.0	846.0	1,730.3	384.2	8.8	855.4	6.6	2,084.3	18,673.2	4.2	2,769.2	3.8
2030	4,101.0	9,280.9	849.3	1,810.1	403.1	9.1	908.8	6.9	2,145.2	19,514.3	4.5	2,882.2	4.1
2031	4,193.2	9,838.1	851.3	1,892.5	422.7	9.3	916.6	7.1	2,207.5	20,338.3	4.2	2,991.8	3.8
2032	4,284.7	10,424.0	852.2	1,978.5	443.3	9.5	997.1	7.4	2,272.0	21,268.9	4.6	3,116.0	4.2

Tabla 56: Escenario Alto u Optimista

Escenario Bajo o Pesimista

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Bajo	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2017	5.1	4.8
Pronóstico	2017	2018	4.9	3.4
	2018	2022	4.6	4.2
	2018	2032	4.5	4.1



AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2017	5.7	7.2	3.2	3.9	5.9	-3.1	4.3	-6.2	2.8	5.1		4.8	
2017-2018	3.2	6.6	2.1	4.3	4.8	4.8	19.4	-19.6	3.3	4.9		3.4	
2018-2022	3.0	6.4	1.5	4.4	4.6	-2.2	15.4	0.6	1.6	4.6		4.2	
2018-2032	2.6	6.2	0.3	4.3	4.7	-0.5	8.8	0.1	3.0	4.5		4.1	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		138.9	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	148.6	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	169.6	14.1
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1,139.9	16.3	175.7	3.6
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1,148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1,214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1,348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1,450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1,469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1,724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1,756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1,863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2,030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2,193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2,225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2,412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2,565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2,748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2,579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2,624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2,746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2,896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3,011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3,199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3,400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1,000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3,619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1,041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3,795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1,181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4,254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1,004.6	1,342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4,295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1,041.9	1,449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4,474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1,118.1	1,569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1,166.4	4,967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1,161.3	1,619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1,066.0	4,999.9	0.7	839.3	8.0
2002	1,261.0	1,733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1,108.7	5,221.7	4.4	857.4	2.2
2003	1,341.2	1,947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1,035.8	5,342.6	2.3	882.9	3.0
2004	1,437.7	2,065.2	336.4	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	976.4	5,571.0	4.3	925.0	4.8
2005	1,495.8	2,178.3	343.5	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	929.9	5,711.0	2.5	946.3	2.3
2006	1,534.2	2,133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5,861.3	2.6	971.3	2.6
2007	1,628.5	2,342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6,208.8	5.9	1,024.0	5.4
2008	1,647.2	2,471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	0.0	9.6	924.3	6,386.4	2.9	1,064.3	3.9
2009	1,801.9	2,482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1,015.8	6,753.7	5.8	1,154.0	8.4
2010	1,974.0	2,651.2	642.9	750.4	131.7	4.6	75.1	2.7	1,057.6	7,290.3	7.9	1,222.4	5.9
2011	2,084.1	2,879.4	653.0	768.6	136.1	4.7	71.0	2.7	1,122.9	7,722.5	5.9	1,286.5	5.2
2012	2,248.0	3,177.9	689.1	822.4	146.9	5.1	78.1	2.7	1,189.7	8,359.8	8.3	1,386.3	7.8
2013	2,380.0	3,326.4	705.7	834.0	164.3	5.1	83.5	2.8	1,220.4	8,722.1	4.3	1,443.9	4.2
2014	2,528.3	3,462.5	688.2	854.9	169.5	5.0	111.3	2.8	1,328.0	9,150.5	4.9	1,503.5	4.1
2015	2,714.9	3,782.6	665.6	938.2	180.7	5.4	248.3	2.9	1,400.3	9,939.0	8.6	1,612.0	7.2
2016	2,795.1	3,925.6	647.4	981.2	193.9	5.5	199.2	3.3	1,526.8	10,278.0	3.4	1,618.0	0.4
2017	2,878.9	4,118.7	650.7	994.6	207.3	5.3	226.6	4.0	1,447.6	10,533.8	2.5	1,657.0	2.4
2018	2,970.8	4,389.0	664.2	1,037.6	217.3	5.6	270.6	3.2	1,495.2	11,053.5	4.9	1,713.7	3.4
2019	3,062.9	4,672.5	673.3	1,082.3	224.3	5.0	336.7	3.3	1,503.9	11,564.1	4.6	1,786.0	4.2
2020	3,155.1	4,970.1	685.9	1,128.9	235.5	5.1	433.0	3.3	1,514.7	12,131.5	4.9	1,866.1	4.5
2021	3,247.2	5,287.2	696.2	1,178.5	247.4	5.1	439.2	3.3	1,547.2	12,651.1	4.3	1,938.1	3.9
2022	3,339.3	5,622.6	705.2	1,230.4	259.7	5.1	480.7	3.3	1,591.8	13,238.1	4.6	2,019.8	4.2
2023	3,431.3	5,977.8	713.5	1,284.9	272.6	5.1	570.4	3.3	1,626.3	13,885.2	4.9	2,110.0	4.5
2024	3,523.0	6,350.6	716.6	1,341.0	286.0	5.1	594.3	3.3	1,679.5	14,499.3	4.4	2,194.4	4.0
2025	3,614.5	6,745.2	718.9	1,400.2	300.0	5.2	616.8	3.3	1,703.6	15,107.5	4.2	2,277.1	3.8
2026	3,705.6	7,161.7	719.9	1,462.0	314.6	5.2	691.8	3.3	1,899.8	15,963.7	5.7	2,396.4	5.2
2027	3,796.3	7,600.7	719.2	1,526.4	329.8	5.2	764.6	3.3	1,957.7	16,703.2	4.6	2,497.3	4.2
2028	3,886.6	8,063.0	717.2	1,593.5	345.8	5.2	796.7	3.3	2,017.6	17,428.9	4.3	2,595.2	3.9
2029	3,976.4	8,546.8	712.3	1,662.4	362.3	5.2	808.7	3.3	2,078.7	18,156.1	4.2	2,692.6	3.8
2030	4,065.6	9,053.7	705.5	1,733.4	379.4	5.2	815.4	3.3	2,141.5	18,902.9	4.1	2,792.0	3.7
2031	4,154.2	9,584.0	697.8	1,806.5	397.2	5.2	831.0	3.3	2,206.0	19,685.2	4.1	2,895.7	3.7
2032	4,242.1	10,141.2	689.3	1,882.5	415.9	5.2	883.6	3.3	2,272.8	20,535.9	4.3	3,008.6	3.9

Tabla 57: Escenario Bajo o Pesimista

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS

Pronósticos

Como resultado de estos análisis, la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 4.7, 4.9, y 5.1 % a corto plazo (2018-2021), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto u Optimista, respectivamente. En el Largo Plazo (2022-2032) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 4.5 y 4.7 % de crecimiento anual sostenido.

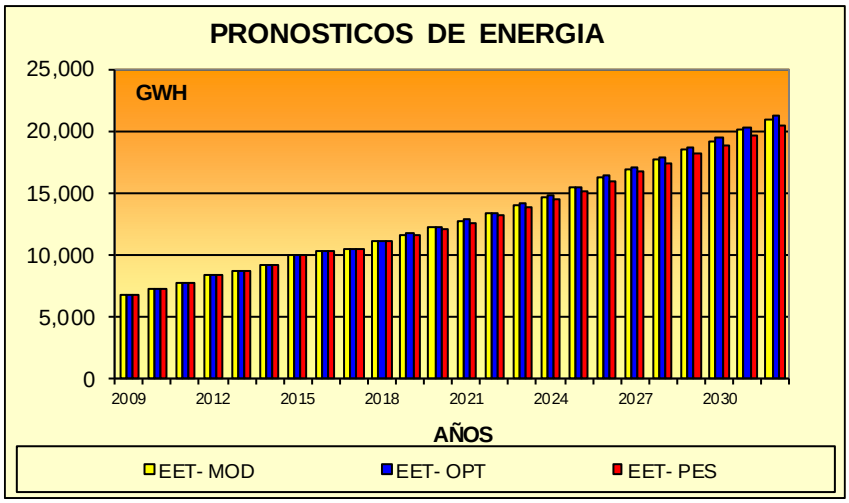


Gráfico 31: Pronóstico de Energía

Para todo el período de análisis, 2018-2032 los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán anualmente en 4.6., 4.7 y 4.8 %. La estrechez del rango de proyecciones entre los tres escenarios, con diferencias menores de 2 a 4 décimas de por ciento, que se perciben no solo en el corto plazo, es consecuente con las leves diferencias en los principales supuestos que subyacen en los escenarios de pronósticos de la energía eléctrica, dentro de un marco general de factores positivos, que permanecen insertos en los tres escenarios económicos analizados. Los cuales, con tasa de crecimiento económico sostenido de 5.1, 6.7 y 2.6 %, en el periodo de análisis, 2018-2032, representan alternativas de desarrollo de la economía, realistas y viables, que en las condiciones actuales no son tan diferentes ni mucho menos excluyentes entre sí. Tasas, que se integran al

Modelo, sin desarrollar demandas eléctricas muy disparejas entre sí.

Los fundamentos de estos análisis en el corto plazo, se encuentran en las premisas tomadas para dichos años, especialmente, aquellas relacionadas con las expectativas favorables; resultantes de las operaciones ampliadas del Canal de Panamá, convergentes con nuevas operaciones aeroportuarias, que se traducen en el perfeccionamiento de la plataforma logística de intercambio comercial global, regional y local. Adicionalmente, se tienen los beneficios de los proyectos estatales de la modernización de la infraestructura física, económica y social, especialmente del área metropolitana, todos los cuales están intrínsecamente relacionadas con las hipótesis de crecimiento económico, utilizadas en el pronóstico de electricidad.

Con respecto al pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, ETESA prevé un crecimiento acumulado anual entre 4.0 y 4.4 % a corto plazo (2018-2021) y entre 4.1, 4.2 y 4.3 % a largo plazo (2022-2032) en los respectivos escenarios pesimista, conservador y optimista. Para todo el periodo de análisis (2018-2032), los resultados esperados, se encuentran respectivamente entre 4.1 y 4.3%.

Es conveniente destacar, que las tasas de crecimiento de los pronósticos de generación y potencia, alcanzados en el presente análisis, para los tres escenarios alternativos, son significativamente menores con respecto a los estimados, presentados en los PESIN's, que preceden este informe.

Esta disminución, de los pronósticos energía y potencia, de un nivel de 1 a 2 unidades porcentuales, reflejan en parte, la reciente tendencia de la economía nacional y de aspectos derivados del reajuste del comercio y de la economía mundial, las cuales resultan en expectativas de tasas de crecimiento del PIB, a nivel global, mucho más conservadoras, que las proyecciones del PIB de anteriores PESIN's,

En relación, a los bajos pronósticos de potencia, se agregan elementos metodológicos, con base en los últimos registros eléctricos, las nuevas proyecciones se tuvieron que estimar con parámetros del factor de carga mayores, a los usualmente considerados, con lo cual los estimados de potencia requerida para el periodo 2018-2032, son menores, a los resultados que el Modelo, calculó en los Pesin's 2003-2016. Los registros de energía eléctrica, han declinado levemente en los últimos años, especialmente, por el incremento paulatino de instalaciones de "energía distribuida", en el área residencial y comercial. Así como, la implementación de recientes medidas de conservación de energía, como la prohibición en el país, de la venta de equipos de refrigeración y aire acondicionado de baja eficiencia.

A lo interno de nuestra economía, la disminución de tasas de consumo y potencia de energía con respecto al desempeño estimado para años

anteriores, son consecuentes con recientes y más realistas expectativas económicas, a nivel estatal y privado, en las que se revalúan la prioridad de necesidades y se enfatiza en la administración de los recursos disponibles.

En el corto plazo, los pronósticos de energía y potencia, del Pesin' 2018-2032, han sido afectados, directamente, por la ejecución real de los proyectos estatales, contemplados en últimos Pronósticos. Los plazos de culminación, de algunos de los proyectos, fueron prolongados en el tiempo, o fueron postergados al mediano y el largo plazo, mientras otros han vuelto a las etapas de pre-factibilidad, a la espera de mejores condiciones, para el inicio de su ejecución.

Las actuales proyecciones de energía eléctrica en el largo plazo, van de la mano con las expectativas económicas nacionales, en donde los parámetros de crecimiento de la economía, se acercan al potencial de crecimiento de Panamá. Esperando, que luego de la reducción del impulso reciente, emanado de la ejecución de las obras de la Ampliación del Canal y de otros macro proyectos estatales, en conjunto con un desarrollo inmobiliario y de turismo, de iniciativa privada. Los periodos subsiguientes, se caracterizarán, por un proceso económico más ordenado, con tasas de crecimiento del PIB estables, entre 4 a 5%, que se reflejarán en pronósticos de consumo y potencia de energía eléctrica, inferiores al 5%.

Estos nuevos pronósticos están sintonizados, con las actuales perspectivas del crecimiento económico mundial l y de la región latinoamericana, los cuales, se han estado reduciendo, en momentos que declinan las economías líderes de Estados Unidos y de Europa Occidental y por consiguiente su demanda internacional de bienes y recursos. Ligado, a la debilidad de las economías emergentes como Brasil, Rusia y al renfoque hacia su mercado doméstico de economías como India y China, ante la fuerte declinación del comercio mundial de bienes manufacturados.

Esta declinación y caída del intercambio mundial de materias primas y bienes; y/o en la práctica, la ralentización del comercio mundial, tiene efectos derivados en las actividades motores de la economía panameña. Como, expectativas de menor uso del Canal, de las instalaciones portuarias, del desarrollo logístico conexo al Canal, del turismo internacional etc.

En las figuras y tablas siguientes, se muestra el resumen de las tasas de crecimiento previstas por escenario y periodo.

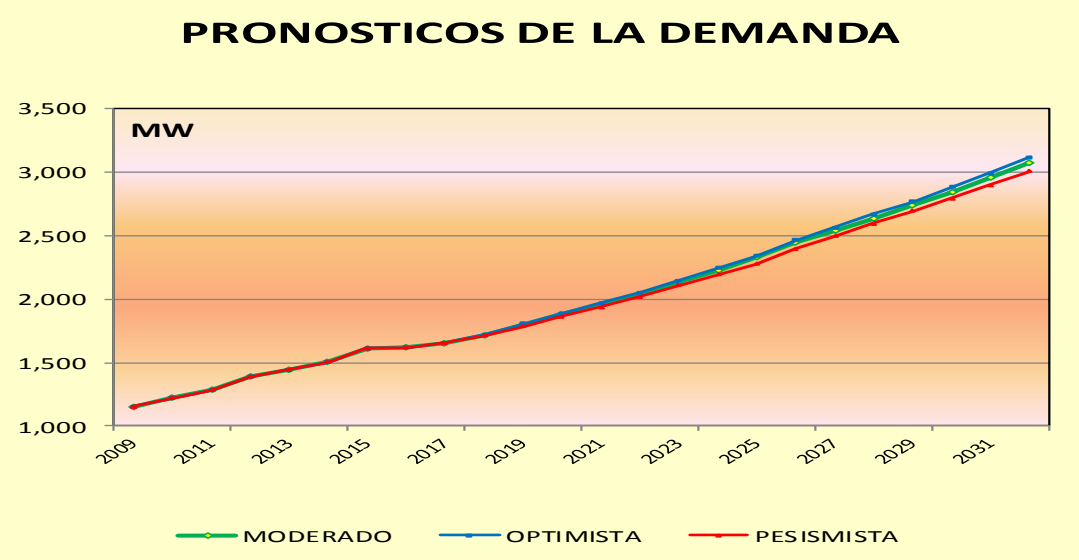


Gráfico 32: Pronósticos de Demanda

En consecuencia, los incrementos promedio de energía (GWh) y de potencia (MW), por periodo, en los tres escenarios analizados, muestran a efecto de las premisas utilizadas, muy poca diferencia entre sí. Con un fuerte impulso en el corto plazo empujado principalmente por la operación ampliada del Canal, de la ejecución y el desarrollo simultaneo de varios mega-proyectos estatales de infraestructura civil y social. En conjunto con el desarrollo, cada vez más mediatizado por el actual entorno económico, de proyectos de iniciativa privada, de gran magnitud, cuyas obras se ejecutan en estos años. Ver tabla siguiente.

INCREMENTO PROMEDIO ANUAL DE ENERGIA Y DEMANDA POR PERIODO

PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESISMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2018-2021)	557.9	64.9	493.5	66.7	463.4	62.0
LARGO PLAZO (2022-2032)	744.4	98.2	735.1	100.6	686.7	93.6
ANALISIS (2018-2032)	694.7	94.2	715.7	97.3	666.8	90.1

Tabla 58: Incremento Promedio Anual de Energía & Demanda por Periodo

Estas cifras están asociadas a las incertidumbres ya consideradas en los anteriores PESIN's, en que son cada vez más significativos, la paralización, postergación y/o suspensión de varios de los proyectos públicos y privados, en ejecución, para el cumplimiento de los

estimados de corto plazo de los escenarios moderado y optimista.

En segundo lugar, es necesario, considerar, la ralentización del comercio mundial, aunado al atraso del proyecto de ampliación del Canal, cuyas obras entraron en operación en junio del 2016, con probables y significativos sobrecostos.[157] Lo que ha provocado una disminución y postergación en los próximos dos o tres años, de las utilidades programadas y previstas por el Estado de Panamá, para sus planes de desarrollo. Lo que podrá causar importantes disminuciones en el flujo de inversiones públicas, y por ende en el crecimiento del PIB, especialmente dentro del periodo crítico de este PESIN, años 2018- 2021.

Entre las anteriores incertidumbres que inciden en la caída del PIB y por consiguiente una baja en la demanda eléctrica en el costo plazo, es la postergación y/o cancelación total de lujosos proyectos urbanísticos del sector construcción. Algunos de los cuales, tuvieron obstáculos en su planes de negocio, por las secuelas remanentes de la crisis global, escenificada en el periodo económico-financiero del 2007-2009. Dado que gran parte de esta demanda provenía de países, que fueron fuertemente golpeados por esta crisis, que resulto en una mayor restricción en el crédito bancario nacional y externo.

En el caso del medio y largo plazo, la incertidumbre se presenta en la inserción real de mega proyectos de índole privada no listados, ni considerados explícitamente en el presente pronóstico.[158] Proyectos mencionados en informes de pronósticos anteriores, pero no incluidos específicamente en las actuales premisas de los escenarios, por su incipiente estado de desarrollo y/o la falta de información que precise detalles de inversión, capacidad y plazos para la entrada en operación, algunos de ellos se han postergado indefinidamente. Entre estos tenemos: el Panama International Merchandise Mart (PIMM)[159]; Centro Multimodal, Industrial y de Servicios (CEMIS); Centro Energético de las Américas.[160] De acometerse la construcción, luego operación y explotación de estos macro proyectos de iniciativa privada, las tasas de crecimiento real de la demanda de energía eléctrica se dispararía significativamente. Por otro lado, aun no se disipan del todo las restricciones de crédito internacional, para algunos países de la nuestra región, condicionando de ese modo,

[157] El consorcio encabezado por Sacyr que construyó el nuevo juego de esclusas, ha presentado reclamaciones por sobrecostes a la ACP por 3.481 millones de dólares, por encima de los 3.118 millones de dólares que ofreció en la oferta con la que ganó el concurso.

[158] Proyecto de la "Ciudad Aeroportuaria", mega refinería de petróleo en la provincia de Chiriquí; la expansión portuaria (Mega Puertos de Farfán y Corozal).

[159] Un centro de exhibición comercial permanente al por mayor en América Latina y el Caribe. Con una inversión de $545 millones que se construirá, en El Limón, Provincia de Colón, con un terreno de 560 hectáreas, el PIMM ocupara 50 Ha de ellas y estará ubicado entre la Vía Transístmica y el Lago Gatún.

[160] Es un mega-proyecto, que consiste en un complejo petroquímico que incluye refinerías, plantas petroquímicas, instalaciones marinas y terminales de almacenamiento. La fase inicial del proyecto tiene un estimado de costo directo de $1.300 millones.

actividades de intercambio comercial. Problemas todos, que tienen la propiedad de desincentivar o contraer la demanda eléctrica doméstica, en el mediano y largo plazo.

Estructura del Consumo Eléctrico

La distribución sectorial del consumo de la energía disponible en el sistema eléctrico nacional refleja interesantes resultados. Los sectores de mayor demanda de energía eléctrica, seguirán siendo el sector comercial y el residencial, seguidos en orden por los segmentos de las pérdidas de energía eléctrica, el sector oficial, y el sector industrial. En el año 2017, la participación respectiva de estos sectores en el consumo eléctrico fue de 39, 27, 14, 9, y 6%, en el mismo orden.

El historial de participación muestra, como el sector comercial ha ido creciendo paulatinamente, en detrimento de los otros sectores básicos de consumo y con gran énfasis en el segmento de pérdidas totales del sistema. Mientras los segmentos de consumo Comercial y Alumbrado Público crecieron anualmente en 6.5% y 6.7%, en el periodo 2011-2017, los otros segmentos de consumo pierden participación. Especialmente, el segmento de consumo industrial, el cual pierde participación, creciendo en este periodo, solo a 1.5%.

El segmento de pérdidas viene reduciendo su participación en consumo del sistema, con una tasa de declinación de -3.1% anual en los últimos quince años, Con declinaciones parciales de -7.1%, -2.3% y -0.8 anualmente, respectivamente en los quinquenios 2000-2005, 2006-2010 y 2011-2017, gracias a las mejoras continuas en el equipamiento de los sub-sistemas de transmisión y distribución.

La caída de la tasa de declinación, en el último periodo, 2011-2017, se debió a los varios cambios de tendencia del parámetro. Substancialmente, por el repunte de las pérdidas de los últimos años, 2013-2017, donde el mayor nivel de transporte de la energía hidroeléctrica del extremo oeste del país, hacia el centro de carga, ha incrementado las pérdidas registradas de transmisión.

Por lo cual, se espera que en el periodo de corto plazo, la generación hidroeléctrica desde el extremo y centro del país, hacia el centro de carga se ha de incrementar, gracias a la mayor participación, de centrales de pasada, recientemente construidas y al aporte de generación renovable de centrales eólicas y fotovoltaicas. Con lo cual, es lógico, que se incrementen las pérdidas de transmisión, compensadas su vez por la disminución de las PD, manteniendo la participación de las

pérdidas totales, en un 13%, en promedio. En el periodo de largo plazo 2022-2032, la participación de las perdidas alcanza un 11% en el 2032, para una declinación, en el horizonte del análisis, de -1.4% anualmente.

Es importante, reiterar que, en el periodo inicial, posterior a la reforma del subsector eléctrico años 1989 al 2001, las pérdidas de energía eléctrica contabilizaban igual o mayor cantidad que el consumo agregado del sector industrial y oficial. En efecto en el año 2000, las pérdidas de energía eléctrica fueron de 1,166.4 GWh mientras que el consumo agregado del sector industrial y oficial fue de 1,049.1 GWh (506.4 GWh industrial y 542.1 GWh oficial).[161]

Con respecto al futuro, se espera que, en el año 2032, esta estructura de consumo, varíe, con un sector comercial y servicios que alcanza un 49% de participación, el sector residencial decrezca a un 20%, las pérdidas totales del sistema se estiman en 11% del consumo global. Por otro lado, el sector oficial mantendrá su participación relativa, con un Incremento mínimo de dos centésimas porcentuales con respecto a los registros del año 2017.[162]

De mayor preocupación, es el segmento de consumo eléctrico industrial, que prevé una declinación de participación importante, que de 6% en el año 2017, decrece a menos de un 4% en el año 2032, fundamentado en el actual enfoque nacional hacia el área comercial y de servicios, en detrimento de las actividades primarias y de manufactura.[163]

En el caso del segmento de consumo residencial, el Modelo pronostica al futuro, una menor participación con respecto al consumo global del sistema, producto de la absorción casi total de la demanda residencial urbana, a la que se agregan sectores de población de menores ingresos, con lo cual, son de esperar consumos de electricidad, poco menos que básicos. Por otro lado, después de crecer el consumo residencial, en promedio 7.4% anualmente en el periodo 2009-2014, el modelo pronostica un crecimiento de solo 4.2 % anual durante el corto plazo y de 3.6 % anual en el largo plazo 2020-2030. Se infiere, que la modernización del equipamiento familiar, es cada vez más eficiente, aunado a precios relativos incomodos de la energía eléctrica, para los usuarios residenciales, conducirán a menores consumos.

El segmento de consumo Bloque ha incluido desde el año 2010 al 2016, consumos de energía, originados en la Integración de la Prov. de Bocas del Toro, agregado a los consumos de magnos proyectos identificados y no asignados estructuralmente a otros segmentos de consumo del Modelo. A partir de junio del 2015, el consumo de

[161] Este tema es comentado en el punto 1.4.2, de Pérdidas de Energía Eléctrica.

[162] La participación del segmento oficial puede aumentar, si se le adiciona la carga del servicio transporte masivo y de los proyectos de saneamiento ambiental, incluidos en el segmento Bloque.

[163] Es necesario destacar, que en el periodo de análisis, se desarrollara la extracción de cobre, industria minera que requiere, grandes cantidades de electricidad, por medio de la autogeneración.

toda la provincia de Bocas del Toro, incluyendo el consumo del sistema eléctrico de la Isla de Colon y sus subsistemas eléctricos, es registrado por EDECHI, identificando cada tipo de consumo, según su tipo.

Del año 2016, en adelante el Modelo reconoce como consumo del segmento Bloque no solo la energía insumida por magnos proyectos identificados, sin historial de data en el Modelo, sino además se agrega los consumos de registros de la Autoridad del Canal de Panamá, ACP.[164]

El consumo pronosticado de mega-proyectos estatales y privados del segmento Bloque, está conformado por: los proyectos del Saneamiento de la Bahía (de las bombas, de la PTAR y sus equipos auxiliares), del área Este y Oeste, de las nuevas plantas potabilizadoras de agua del IDAAN, de la culminación de la expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumén. Así como, del consumo eléctrico de la nueva sub-actividad económica, no tipificada, el transporte masivo urbano. (Metro). Además, se incluyen los requerimientos anuales, en la operación del enclave de explotación de minerales metálicos (cobre)[165], durante el periodo de mantenimiento del equipo de autogeneración.

ETESA construirá y pondrá en operación en el 2023, la nueva Línea de Transmisión Chepo – Metetí de 230 Kv, para interconectar la Región de Darién al SIN. Con lo cual se incorporan inicialmente 58 GWh al segmento Bloque., esperando que al año tope 2030, se alcance una magnitud d 84 GWh, bajo un escenario de un consumo conservador.

Todas esta sub- actividades de consumo, que han de entrar en operaciones en el primer quinquenio del presente pronóstico, se agrupan dentro del segmento Bloque a menos que se realicen segmentaciones adicionales al consumo eléctrico. De no ser así, el sector industrial, comercial y el residencial se repartirían proporcionalmente el 4.5% del consumo alcanzado en el horizonte del plan por el segmento de consumo denominado Bloque, con un mayor peso en el segmento de consumo gubernamental (Oficial).

Resumiendo, en los resultados, para los 15 años de proyección del presente pronóstico, destacan la atención sobre el consumo de las actividades del sector comercial y de servicios, el cual pasa, de aproximadamente del 39% al 49% del consumo total; por su parte, el consumo del sector residencial reduce su participación del 27% a 20%; el consumo industrial reduce su participación del 6 al 4%. El resto de los sectores de consumo (oficial, alumbrado público, autoconsumo y otros) mantienen relativamente sus participaciones, durante el horizonte de proyección.

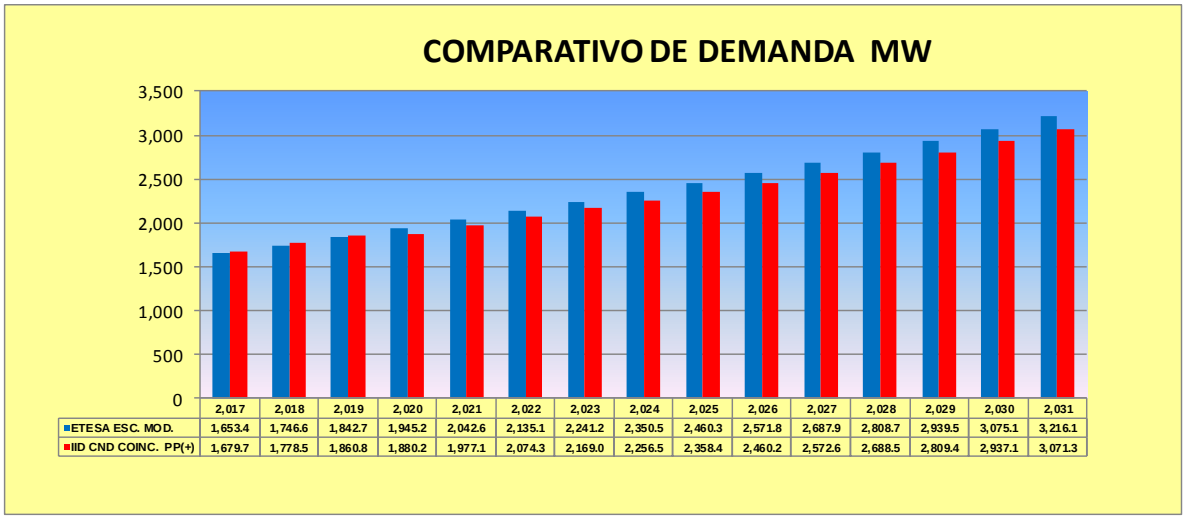
[164] Información detallada en el Punto Bloque.

[165] Minera Panama,S.A.

Confiabilidad de los Pronósticos

Con el fin de validar los pronósticos presentados en este análisis, se compararon las proyecciones del Escenario Moderado, frente a los datos del Informe Indicativo de Demanda (2015-2035), elaborado por el Centro Nacional de Despacho.[166]

Las demandas totales de potencia del CND, corresponden a las documentadas en el Indicativo de Demanda. En él, se incluye la información del Agentes Distribuidores del Mercado Mayorista de Electricidad, "Mercado". Además, contempla la información detallada y de última hora de los requerimientos de energía y potencia agregada al segmento de los Grandes Clientes en el Mercado. Específicamente, volúmenes de energía y potencia de varios Supermercados metropolitanos, y otras industrias existentes, modificando las demandas totales coincidentes con las pérdidas en punta del consumo.



	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031
ETESA ESC. MOD.	1,653.4	1,746.6	1,842.7	1,945.2	2,042.6	2,135.1	2,241.2	2,350.5	2,460.3	2,571.8	2,687.9	2,808.7	2,939.5	3,075.1	3,216.1
IID CND COINC. PP(+)	1,679.7	1,778.5	1,860.8	1,880.2	1,977.1	2,074.3	2,169.0	2,256.5	2,358.4	2,460.2	2,572.6	2,688.5	2,809.4	2,937.1	3,071.3

Gráfico 33: Escenario Moderado de ETESA vs DMG Coincidentes IID CND

La anterior grafica compara las proyecciones del Escenario Moderado de ETESA, versus los totales DMG Coincidentes de los Agentes Consumidores Participantes en el Mercado más las perdidas en la punta del CND, se definen dos periodos. Como muestran los datos insertos en la figura anterior, la proyección de la demanda de los Agentes consumidores con Perdidas de Punta (CND), es menor a la proyección de ETESA.

El análisis detallado de los datos, muestra tres etapas, la primera que va del año 2017 a 2019, el pronóstico de

[166] Informe Indicativo de Demandas 2017-2031, de septiembre 2016. Este informe contiene los detalles mensuales de las proyecciones de demanda de potencia y el consumo de energía eléctrica de cada uno de los Participantes Consumidores.

ETESA es anualmente, 1.4 % menor a la demanda calculada por el CND. Esta primera fase de tiempo, que va del 2017 al 2019, coincide con el periodo de corto plazo 2018-2021, en donde los pronósticos del CND, casi se igualan a los estimados de ETESA con diferencias menores de 25 MW.

La segunda fase, que va del año 2022 al 2025, que comprende el mediano plazo, los pronósticos de ETESA, pasan a superar los pronósticos del CND, iniciando con 65 MW en el año 2020 a 72 MW en el año 2023, lo que es en promedio 3.3 % superior al Pronostico de los agentes consumidores con pedidas, o sea 66 MW de diferencia anual.

Finalmente, en un tercer periodo, coincidente con el largo plazo, del análisis del Modelo PREEEICA, años 2024 al 2031, horizonte del pronóstico de ETESA, la demanda calculada con pérdidas de los agentes consumidores es en promedio mayor de 4.5 %, anual. Este periodo, inicia el año 2024, con una demanda superior a 94 MW, para alcanzar en el año 2031, una diferencia máxima de 145 MW. Llegando, en esos ocho años, ETESA, a una diferencia promedio anual, en ese periodo de 120 MW más que los pronósticos planteados por el CND.

Es necesario destacar que las desviaciones promedio de los pronósticos de ETESA con la demanda agregada declarada por los Agentes Distribuidores, sin las pérdidas en punta son en promedio de 4.2 % para los primeros cinco años (2017 - 2021), coincidente con el corto plazo del pronóstico. Para el segundo quinquenio, años 2022-2026, se tienen diferencias mayores en promedio anual de 6.4%, acrecentándose anualmente estas diferencias al último quinquenio analizado, 2027-2031, para un promedio anual de 7.0%. Estas diferencias son expuestas en el **Gráfico 34**.

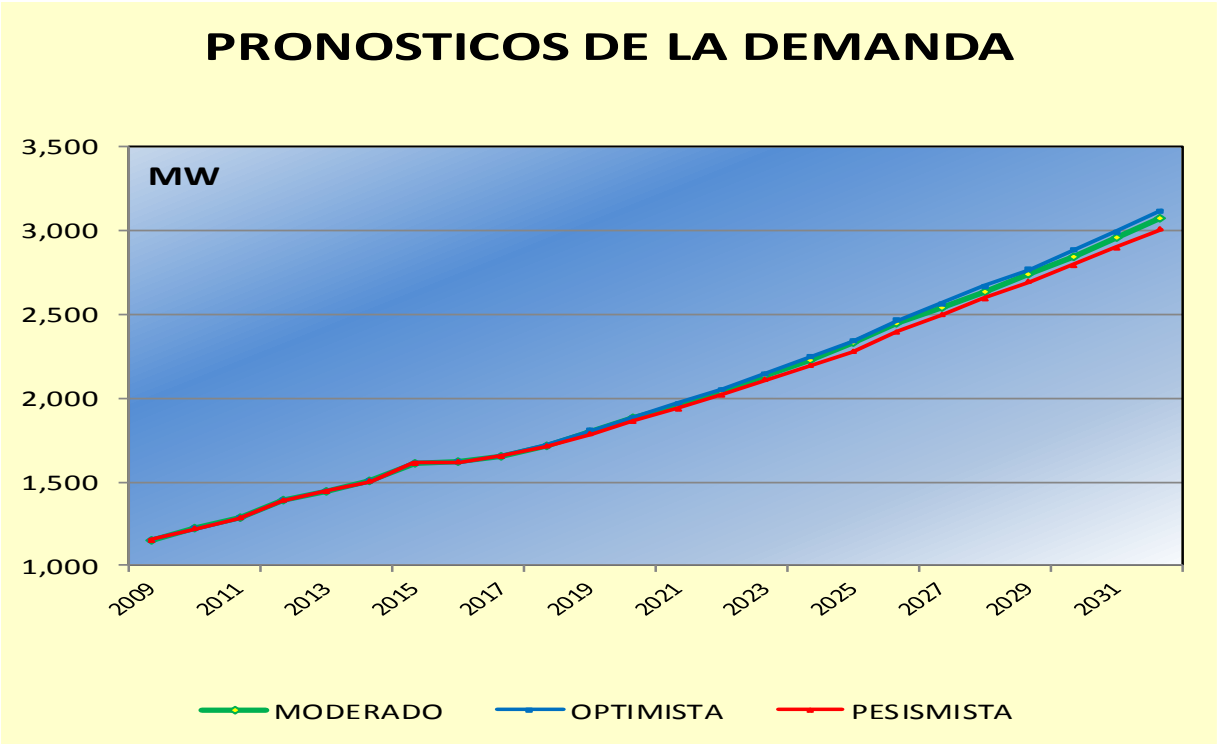


Gráfico 34: Comparación de Proyecciones de DMG

Estos porcentajes promedio de discrepancias, se pueden explicar en sentido que los agregados de potencia, son el resultado de información de las empresas distribuidoras y de Grandes Clientes, los cuales son en gran parte conservadores y además pueden estar contemplando medidas de control y ahorro que no son del conocimiento general. Como los pronósticos de demanda, preparados por ETESA son anuales, tienen más importancia las discrepancias del periodo de corto plazo, en la cual, se evidencian diferencias de alrededor de dos unidades porcentuales (2.0%), o menos, son aceptables, de manera que este pronóstico se valida, en especial, los resultados en el periodo crítico.

Para el periodo de Largo Plazo las diferencias de pronósticos de la demanda de ETESA con el pronóstico de demanda de generación con pérdidas en punta del CND, se profundizan pasando del periodo 2017-2020 de una diferencia a favor de ETESA de 0.2%, a un promedio anual en el periodo 2021-2025 de 3.7 %. En los últimos años del largo plazo, correspondientes al extremo del periodo, el análisis de referencia de ETESA, 2025-2031, las diferencias con el CND se mantienen en una tasa diferencial anual de 4.6%.

CONCLUSIONES

De acuerdo a los análisis y cálculos realizados, con la información más reciente y disponible de la demanda de energía eléctrica de Panamá en el corto plazo (2018-2021), podría presentar tasas de crecimiento por el orden de 4.7 a, 5.1% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema crecería de 4.0 a 4.4%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas, optimistas o pesimistas.

La estrechez del rango de proyecciones del corto plazo, con diferencias entre los escenarios menores al 0.2%, obedece a 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.

Por consiguiente, la inclusión en este periodo, de los futuros consumos de electricidad, previstos en las etapas iniciales del Saneamiento de la Bahía de Panamá, de la entrada en operación de la Línea 2 del sistema de transporte masivo en la Ciudad de Panamá (Metro) y de la postergada expansión en este periodo de las facilidades aeroportuarias de Tocumén, consumos que se incorporan dentro del segmento Bloque.

Consumos que suman y engrosan el segmento Bloque, mientras se deduce la energía correspondiente a la región recientemente integrada al SIN, como es el consumo de la región económica de Almirante-Changuinola, en la provincia de Bocas del Toro. Por la cual el segmento Bloque pasa de 227 GWh en el año 2017, a 473 en el año 2021, en el escenario Moderado.

Entre las mayores incertidumbres, que se evidencian en el presente pronóstico, están la precisión del comportamiento de la economía nacional, en el periodo de corto plazo (2018-2021). En especial, el derrotero en este período, de los agregados sectoriales que presentan mayor dinamismo, los cuales a su vez se convierten en los motores de empuje de las otras actividades nacionales, como es la operación del tercer juego de esclusas del Canal, la construcción, las actividades de comercio internacional, los servicios internacionales jurídicos y banca internacional; estas últimas que repercuten directamente en las actividades dependientes del turismo de negocios y de placer.

El comportamiento de la economía nacional, desde el año 2010 al presente, hace suponer que las actividades dinamizantes de la economía panameña han logrado

mitigar en parte los inciertos efectos derivados de la última crisis global, efectos no superados totalmente por la economía mundial. El buen excelente comportamiento de la economía nacional, es evidenciado por los logros económicos alcanzados en el periodo 2010 - 2013, con una tasa de crecimiento anual acumulada de 9.0%, después de salir de un parámetro deprimido de 1.6% en el año 2009.[167] Aunque el parámetro alcanzado, no fue halagüeño, estuvo muy por encima, dentro de un entorno latinoamericano y mundial de recesión profunda, en que la media fue de contracción.

Del año 2014 a la fecha, el PIB alcanzó registros bajos con respecto a su historia reciente, pero todavía dentro niveles importantes de crecimiento. Para el año 2014 fue de 5.1 %, en el año 2015 el registro alcanzado fue de 5.6%, en el año 2016 fue de 5.0 y el estimado para el año 2017 es de 5.36%. Para un crecimiento promedio sostenido en los últimos cuatro años de 5.25%, parámetro que permitiría que se duplique en términos reales, el nivel de registro del PIB alcanzado en el año 2017, en un lapso de aproximadamente 14 años, lo que cubre por entero, el periodo de análisis de los pronósticos del presente PESIN.

Otra incertidumbre importante originada en la crisis económica global, es el grado de confianza en la continuación de grandes proyectos urbanísticos y edificaciones turísticas, en la urbe metropolitana, aéreas de playa y descanso, en desarrollo a lo largo del país. Estos proyectos, fueron anteriormente, obstaculizados por factores no previstos en su previa programación, así como la reticencia del financiamiento de los bancos nacionales y del exterior, hacia los promotores en la etapa de construcción y a las hipotecas individuales, con efecto directo, principalmente en una de las actividades económicas, que marcaron el paso de nuestra economía, en época reciente. Además, habrá que incluir el efecto negativo, de la restricciones al desarrollo saludable de la construcción, en los proveedores de insumos, uno de los principales participantes del alto crecimiento en el periodo de crecimiento anterior, 2004 - 2016.

Aunque, en el quinquenio 2009-2013, primó la cautela total del sector financiero nacional, como resabio de la crisis mundial de la década anterior, esta cautela ha estado declinando hasta su casi mitigación total, en el presente. Aunque, el sector construcción, actividad caracterizada por un fuerte impulso agresivo en la promoción e inversión de residencias de lujo, la más dinámica en el reciente periodo de auge, se ha transmutado en una activad más conservadora.

En suma, la actividad construcción no fue totalmente afectada, gracias a la intervención estatal, cuya participación no solo incidió en los trabajos de la ampliación del canal, sino en el impulso y ejecución de otras grandes obras de infraestructura vial, sanitaria y social. Por lo cual se espera, que, durante el

[167] Nuevo valor estimado por INEC, Año de referencia 2007, medidas encadenadas.

periodo crítico, las actividades conexas mantengan el impulso necesario al desarrollo de la actividad de construcción, con un reimpulso de los denominados turismos de temporada y/o residencial, y por consiguiente de las actividades concernientes a la explotación de hoteles y restaurantes.

Finalmente, habrá que esperar, a ver, si el enrutamiento positivo de la economía mundial se sostiene, ya que las perspectivas de las instituciones multilaterales, han emitido conceptos en la cual se afirma que la crisis global toco piso. Pero en la práctica es de conocimiento de las propias instituciones multilaterales, aún existen resabios de la crisis global, que generan incertidumbres en el escenario futuro de las principales economías del globo. Por otro lado, se tiene la proliferación y/o actualización de legislaciones y tratados económicos proteccionistas, en busca de la defensa de sus propios sectores económicos internos, lo cual podría afectar las expectativas de crecimiento del comercio mundial, en el corto plazo y por ende en la economía nacional, dado el fuerte grado de inserción doméstica en la economía mundial.

De continuar la economía mundial, en "sala de recobro, habrá que determinar con mayor precisión, en qué grado incidirá la crisis en la actividad de transporte, almacenamiento y comunicaciones (Canal de Panamá y actividades conexas) y del Hub aeroportuario, los cuales, han generado, en los últimos cuatro años, más de un quinto del PIB.

Si la recuperación económica mundial, se posterga, los ingresos esperados por las operaciones del canal ampliado disminuirían, afectando el repago de las obras y sus costos financieros, lo cual derivara para el Estado, en mayores restricciones financieras, que le permitan la continuación de los proyectos de modernización que el país requiere.[168] De no poder continuar con la ejecución planeada, el país se abocaría en el futuro inmediato a situaciones difíciles.

El pronóstico de energía esperado para el año 2018, se basó en la probabilidad de ocurrencia de un crecimiento de la economía entre 5 y 6%. Aunque los resultados de las actividades económicas del año 2017, solo alcanzaron una tasa de 5.36%.

Los pronósticos de energía, para el periodo de corto plazo, años 2018-2021, se fundamentan en una tasa de crecimiento anual promedio de 5.5%, utilizado en el escenario moderado o conservador, con lo que la franja de resultados esperados se encuentra entre los promedios anuales para ese mismo periodo, va de 4.6 a 5.5%, correspondientes a los escenarios Pesimista y Optimista.

Para el largo plazo (2022-2032), los cálculos presentan un rango de crecimiento anual de la economía entre 2.4 a 6.5%, según la ocurrencia de los escenarios analizados. Los escenarios se califican de conservadores, debido a

[168] Esto sin considerar los reclamos de SACIR

las restricciones que le impone la reciente serie histórica. Una primera etapa, con altos precedentes de crecimientos sostenidos, una tasa anual sostenido de 7.5% en el periodo 2009-2013. Una etapa más reciente, 2014-2017, caracterizada por niveles de PIB mucho más conservadores, en un rango de 5.25%,

Con respecto a los indicadores eléctricos del modelo, de los últimos tres años, se evidencia que el país obtiene más producto en unidades monetarias por unidad de energía eléctrica consumida, $PIB/kWh.

El Factor de Carga FC, que había venido disminuyendo de un factor promedio de 70.5 u, en el periodo 2001 - 2007, a 69.0 y 66.3 % en los años 2008 y 2009. Comportamiento, asociado principalmente a un paulatino retroceso en la demanda de tipo industrial, mientras se incrementaba en las horas de punta, el consumo comercial y gubernamental. Y, por otro lado, en muchos hogares se mantiene un uso deficiente de la energía eléctrica.

En los años 2011 -2017, el incremento de este parámetro FC indica un uso más eficiente del consumo eléctrico con respecto a los años anteriores, gracias al ligero aumento en estos años de una parte de la actividad manufacturera, más dinámica, la elaboración de alimentos y bebidas. Por otra parte, se da una mayor utilización del consumo del sector comercial con base en un equipamiento más moderno y a una mejor gestión de la distribución eléctrica. Desde otro punto de vista, se considera el efecto tarifario en el servicio eléctrico, específicamente en el sector residencial, donde el plan de disminución de los subsidios al servicio eléctrico, se convierte en un disuasivo al consumo residencial.

Otra variable importante en el futuro derrotero de la demanda y consumo de la energía eléctrica es el precio futuro de los combustibles insumidos en la generación. El precio esperado del servicio eléctrico, se enfrentaba en los años anteriores al 2014, a precios reales crecientes, consecuente con el mayor costo del componente térmico, derivado del alza permanente de. los combustibles para generación eléctrica. El alza de los combustibles, se originaba, en un estancamiento de la oferta mundial de los crudos convencionales, ante costos incrementales en la extracción frente a una demanda mundial de crudo creciente, con adicionales restricciones mundiales en los procesos de refinación.

Ante el incremento mundial de la demanda, la industria petrolera respondió a los costos incrementales de la oferta del crudo con nuevas tecnologías de exploración y de extracción más eficiente de crudos convencionales. Por otra parte, la industria, presento alternativas adicionales, como nuevos crudos de esquito y de aquellos de *"extrema profundidad"*, de bio-combustibles de diversos productos. Gracias a esto era de esperar en el corto y mediano plazo, una estabilización o retardo en el precio futuro de los combustibles, entre los 70 y 100 dólares del barril de crudo.

En cambio, el Mundo se encontró a fines del año 2014 y durante todo el 2015, sorpresivamente con precios deprimidos del crudo y de los combustibles. En seis meses el crudo Brent, referencia internacional, cae un 55%, pasando de 112 a 50 dólares por el barril a mediados de enero 2015. En razón, a la contracción económica mundial de las principales economías, la demanda internacional de los combustibles disminuye frente al incremento gradual de las reservas mundiales, gracias a la extracción de crudos no convencionales como el crudo de esquistos, el crudo de pre- sal, al mejoramiento tecnológico de los procesos de refinación que conllevan mayor producción de combustibles. Además, este periodo confluye con la creciente penetración mundial de generación eléctrica convencional a base de gas natural y de la fuerte inserción a nivel mundial de fuentes alternativas de generación eléctrica, con base en las tecnologías eólica, fotovoltaica y termo solar.

En los últimos tres años, estas variables han incidido en el sector de hidrocarburos, empujando el precio internacional del crudo hacia la baja, lo cual implica una disminución directa de los costos de generación térmica y por consiguiente una reducción de la tarifa eléctrica. Pero es necesario mencionar, que el bajo precio del crudo, desalienta a su vez, la exploración y por ende la oferta futura de crudos tradicionales y la costosa extracción de los crudos no convencionales. Por lo que, el propio mercado de hidrocarburos, ha de tender hacia su equilibrio, por medio de la acción coordinada de los productores de la OPEP y No OPEP, hacia un precio que permita en el futuro inmediato la extracción y producción de económica de hidrocarburos tradicionales y alternativos.

En este punto, es de destacar que desde finales del año 2013 se presentan situaciones no favorables a las expectativas de crecimiento económico nacional, todas de tipo coyuntural, pero que pueden ocasionar en los próximos años efectos negativos de retardo de corte estructural**.** Muy en especial en aquellas actividades que han sido en estos últimos años, los principales motores de la “Economía Terciaria”, que nos caracteriza. Las actividades del sector terciario, en riesgo, son las actividades de reexportación de la Zona Libre de Colon (ZLC), de los servicios jurídicos y de banca internacional, de la intermediación financiera internacional y de las operaciones eficaces de las nuevas esclusas del Canal. En total estas actividades por si solas corresponden a casi un tercio del PIB nacional.

El sector de la reexportación, ZLC, ha debido soportar en el último quinquenio la ralentización paulatina de sus operaciones de re-exportación, por diversas razones. Entre ellas, la restricción de divisas por parte de Venezuela y en menor medida por otros países de la región, al establecimiento de prácticas discriminatorias a las compras en la zona franca, aunado al establecimiento de medidas de protección arancelaria por Colombia.

De **tal** forma que, se provoca un desbalance, en un gran sector de empresas de este enclave económico, se crea un fantasma de quiebra de grandes empresas del sector, que se materializa desde inicios del año 2014, por una Resolución de la Superintendencia de Bancos de Panamá (SBP), exigiéndoles a los Bancos con cartera riesgosas en la ZLC, el establecimiento de reservas o provisiones específicas a los préstamos que se otorgan en la zona franca, ya que las decisiones del gobierno venezolano, hacen improbable la cancelación de las mercancías, recibidas a crédito, por empresarios venezolanos.

Con respecto a las medidas proteccionistas de Colombia, por el establecimiento de exagerados aranceles, de productos no provenientes de países con lo que el Estado Colombiano no tiene tratados comerciales vigentes. Haciendo énfasis, en las áreas de los textiles, zapatos, artículos de cuero y otros donde compiten con la manufactura colombiana, produciendo inestabilidad en este pilar de la re-exportación de ZLC hacia la región latinoamericana aledaña.

La confluencia negativa de ambas situaciones se transmuta en una significativa e inmediata desaceleración de la actividad económica, representada por la ZLC. Hasta el año 2012, el movimiento de la zona franca redondeaba el 8% del PIB global.

Al presente, la desestabilización política y económica de Venezuela continua, por lo cual el problema de pagos hacia Zona Libre, no solo no ha mejorado durante el 2015, sino que la paralización práctica de las compras ha entrado en una profunda crisis, que se refleja en disminuciones importantes del mercado de re-exportación. A su vez Panamá demando y ganó ante la Organización de Comercio Mundial, a Colombia por sus medidas anti comercio, pero esta se niega a aceptar los fallos, por lo cual se incrementa la crisis de la Zona Libre, uno de los pilares del crecimiento económico de Panamá, en los últimos 20 años.

Estas previsiones negativas, de la Zona Libre de Colón, de la operación ampliada del Canal de Panamá, y últimamente de la exposición mediática negativa de los servicios jurídicos e Intermediación financiera del país, tienen implicaciones significativas en el Modelo de proyección de la energía eléctrica, PREEICA.

El efecto final en los pronósticos del Modelo, macroeconmico, por parte de estas suposiciones, en el periodo crítico de 2018 -2021 son relativamente invariables, dado el carácter inelástico de la demanda eléctrica, en el corto plazo. En cambio el efecto en el mediano y largo plazo, deberá de analizarse, *a posteriori*, cuando se definan o exista más claridad sobre actuales circunstancias negativas de la Zona Libre, de la exposición de los servicios externos de intermediación financiera y de la operación del nuevo juego de esclusas, de manera que se puedan cuantificar los efectos o impactos, de estos nubarrones en el devenir nacional, y por ende en los

pronósticos de la energía eléctrica, dado el peso específicos de estas actividades en el Producto Interno Bruto de Panamá.

Para el periodo de largo plazo, aun no se tiene información cierta sobre el desarrollo de algunos mega proyectos estatales y de índole privada, no listados, ni considerados explícitamente en este análisis, los cuales podrían incrementar directa e indirectamente, las tasas de crecimiento de los escenarios de proyección. En el caso de los megaproyectos estatales, ya ha sido mencionado, que la dependencia y/o vulnerabilidad del país, ante la actividad comercial mundial, retrasará y/o suspenderá definitivamente, necesarios proyectos de Estado.

En el área privada, el panorama es igual, ya muchos de los proyectos listados, dependen de condiciones saludables de la economía panameña, Los proyectos identificados, son de un alto valor de inversión y corresponden en gran parte a empresas con un potencial uso intensivo de la energía eléctrica, pero que la iniciativa de inversión depende de una mejora sustancial de la condición económica global.

Entre los proyectos no listados, ni incluidos en este análisis que pueden afectar sensiblemente las proyecciones de energía y potencia en el largo plazo, especialmente en un escenario optimista de demanda eléctrica. Se pueden mencionar: magnas refinerías de petróleo en las áreas de Chiriquí y Colon; nuevos proyectos mineros de magnitud, nuevos puertos de alto calado en la entrada del Océano Pacifico, desarrollo de una “Ciudad Aeroportuaria”; Centro Energético de las Américas; la profundización de actividades correspondientes al Centro Multimodal, Industrial y de Servicios. Todos estos proyectos tienen diversos y altos grados de incertidumbre. Gran parte de estos proyectos, se encuentran en niveles incipientes de ejecución y/o dependen de un estado más que saludable de la economía mundial.

REFERENCIAS

1. Centro Nacional de Despacho (CND) de Panamá; Gerencia de Operaciones; Informe indicativo de demandas; 2009-2018.
2. Comisión de Política Energética (COPE) de Panamá; Compendio estadístico energético; www.mef.gob.pa/politica_energetica/documentos.asp; 1970-2008 y cuadros preliminares 2009.
3. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Censos nacionales de población (X) y vivienda (VI); www.eclac.cl/redatam/g4help/panama/censos; Mayo 2000.
4. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Producto Interno Bruto; Indicadores Mensuales de Actividad Económica, Índice de Precios al Consumidor.
5. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de Panamá, información preliminar 2009.
6. Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá; Historial eléctrico nacional; Ingresos nominales facturados por ventas de energía eléctrica; 1970-1997.
7. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) de Panamá; Dirección de Análisis y Políticas Económicas; Estimación de la población total de Panamá; 2001-2006.; Informe Económico Primer Semestre 2006.
8. Autoridad del Canal de Panamá/INDESA/INTRACORP: Evaluación Socioeconómica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas; Abril 2006.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

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 28 de abril de 2017.

EDEMET

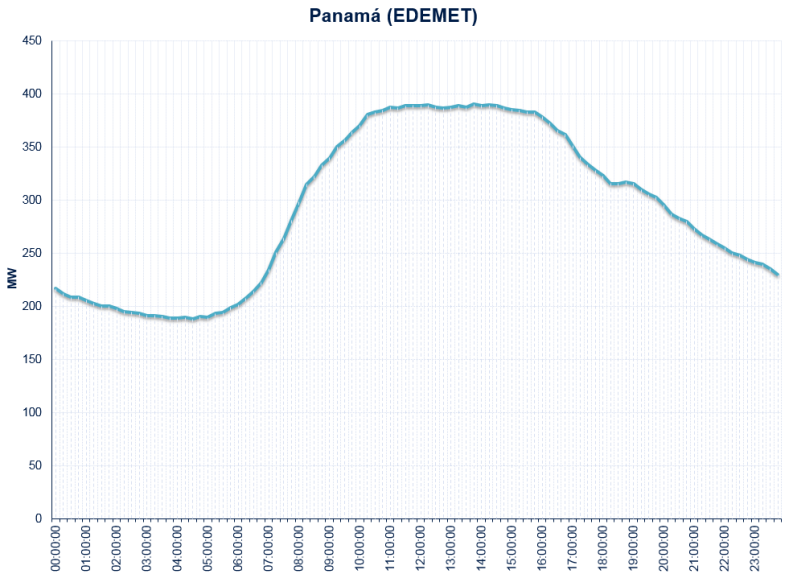


Gráfico 35: Curva Típica de Carga EDEMET – Panamá

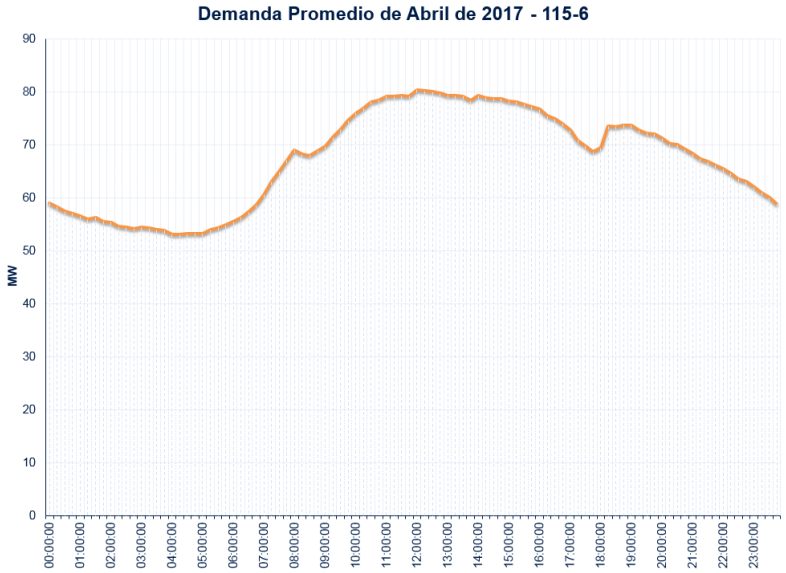


Gráfico 36: Curva Típica de Carga Línea 115-6

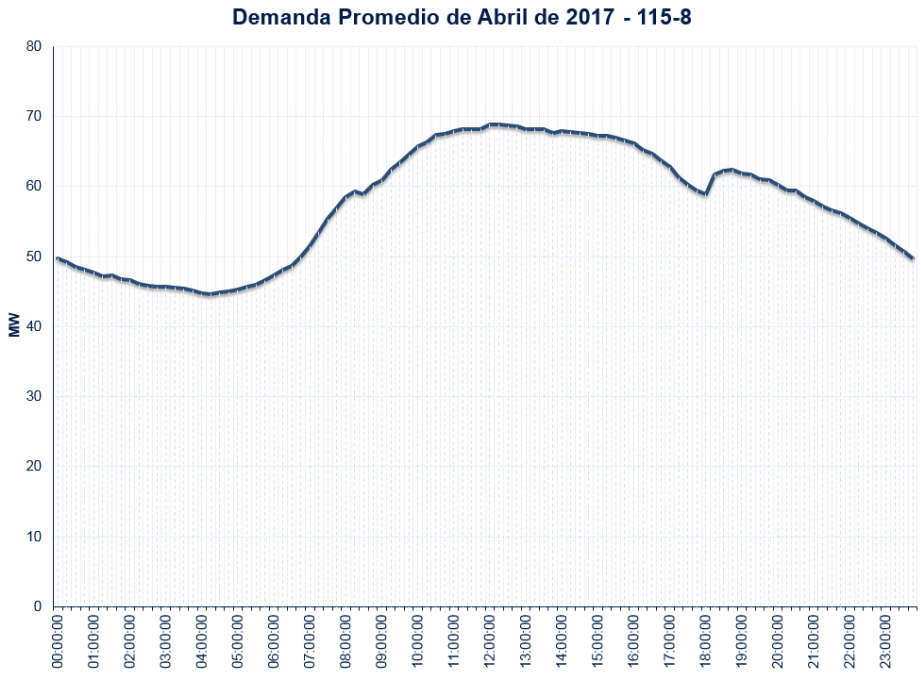


Gráfico 37: Curva Típica de Carga Línea 115-8

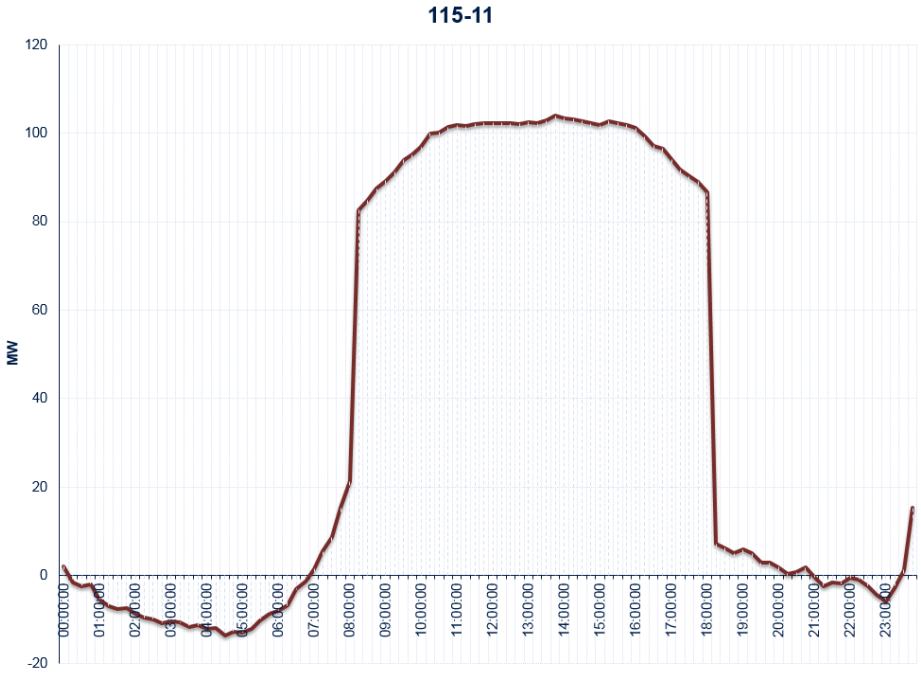


Gráfico 38: Curva Típica de Carga Línea 115-11

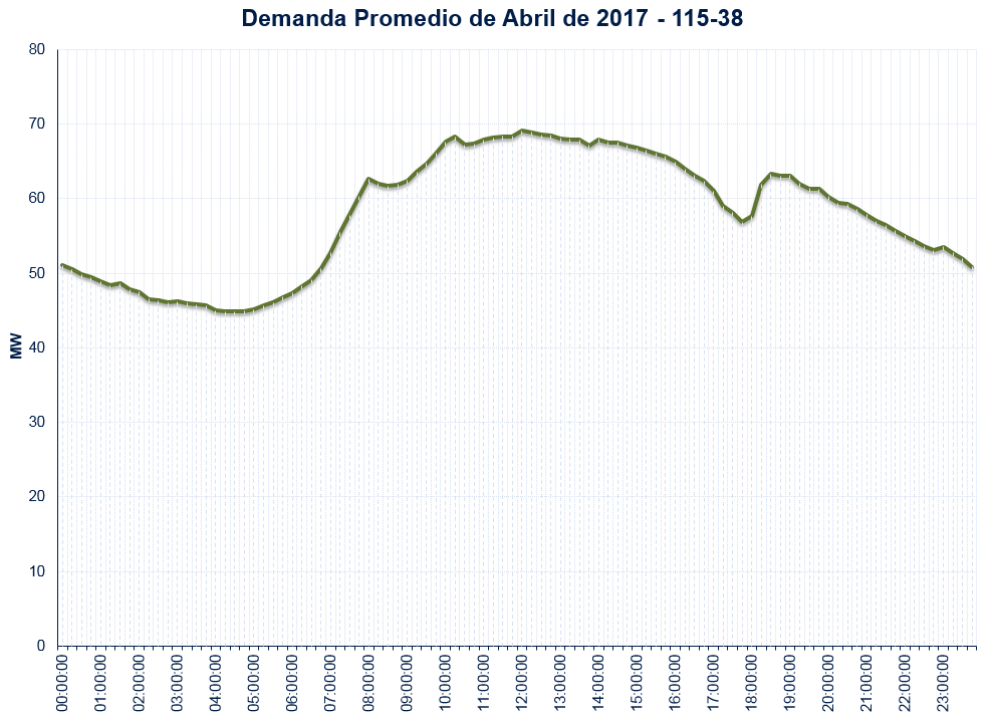


Gráfico 39: Curva Típica de Carga Línea 115-38

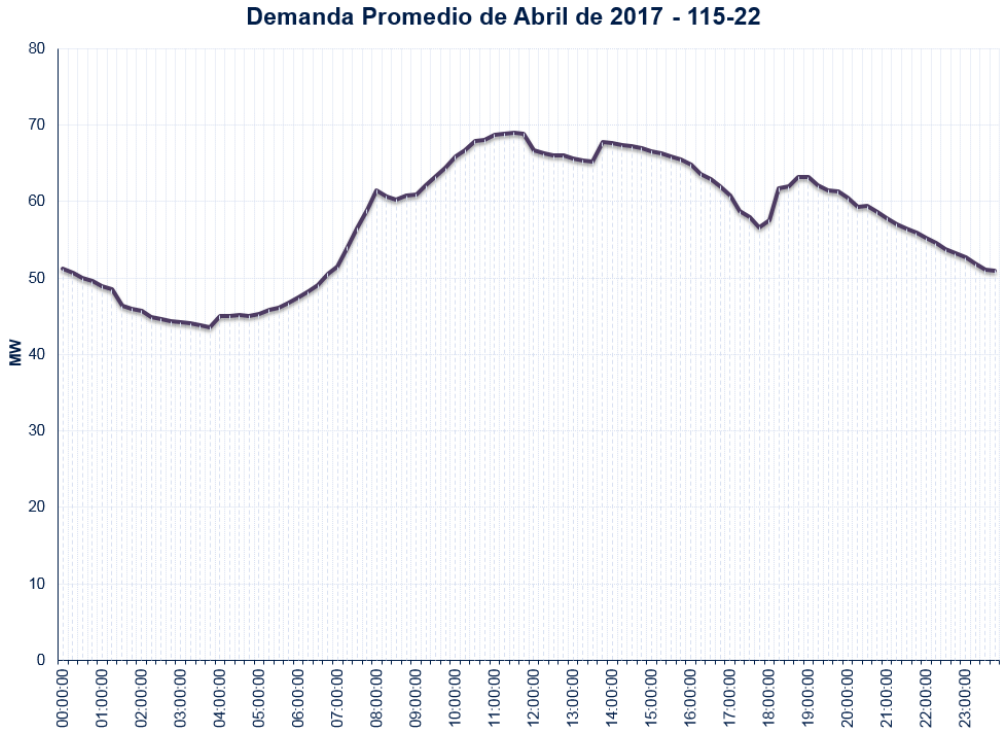


Gráfico 40: Curva Típica de Carga Línea 115-22

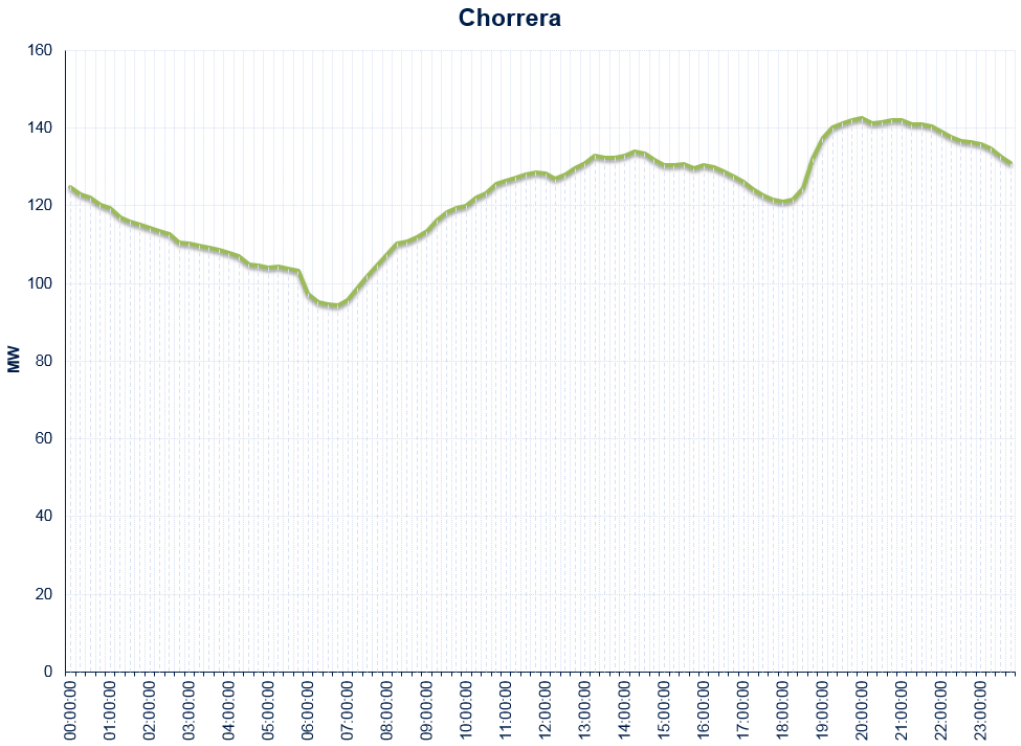


Gráfico 41: Curva Típica De Carga Chorrera

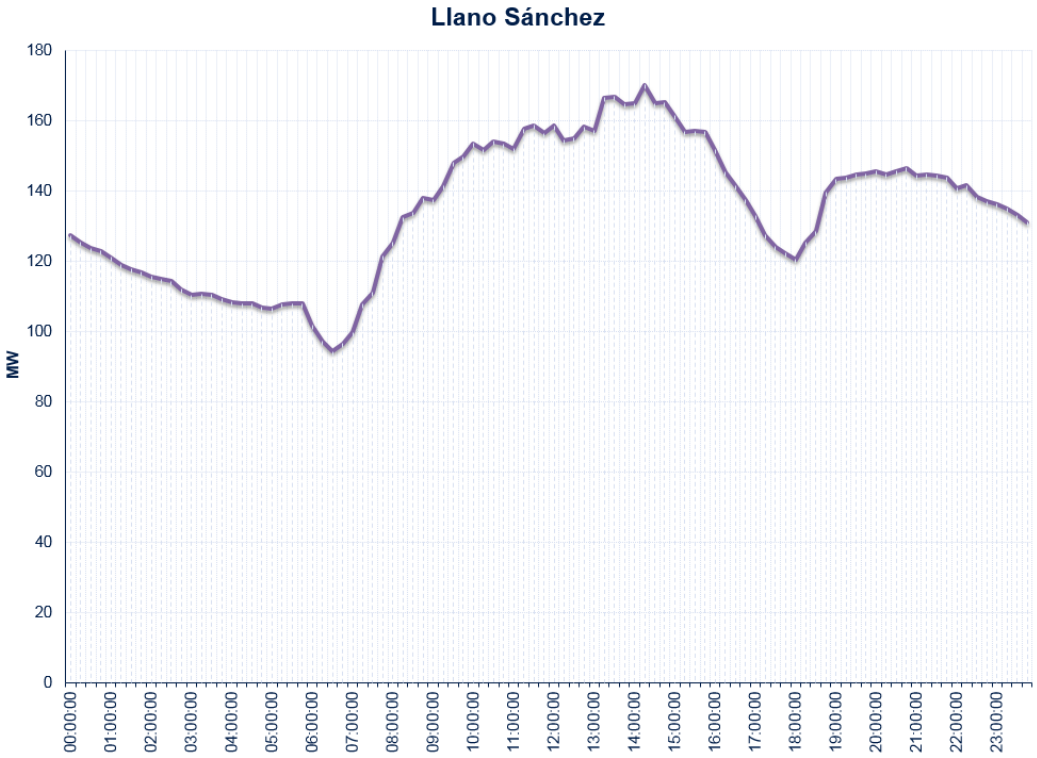


Gráfico 42: Curva Típica de Carga Llano Sánchez

EDECHI

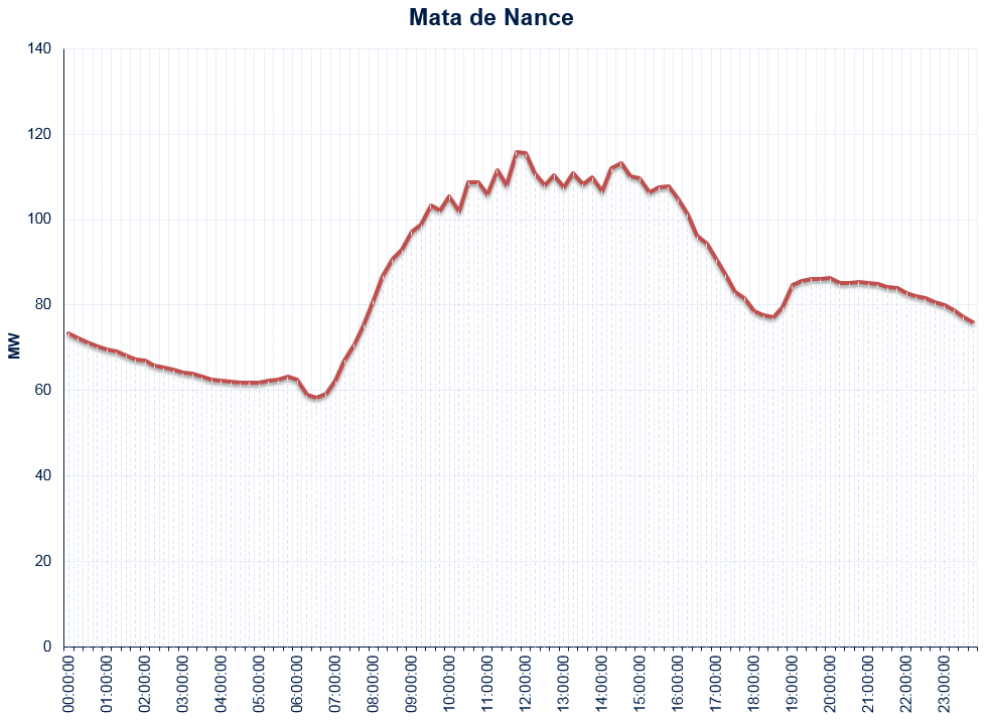


Gráfico 43: Curva Típica De Carga Mata de Nance

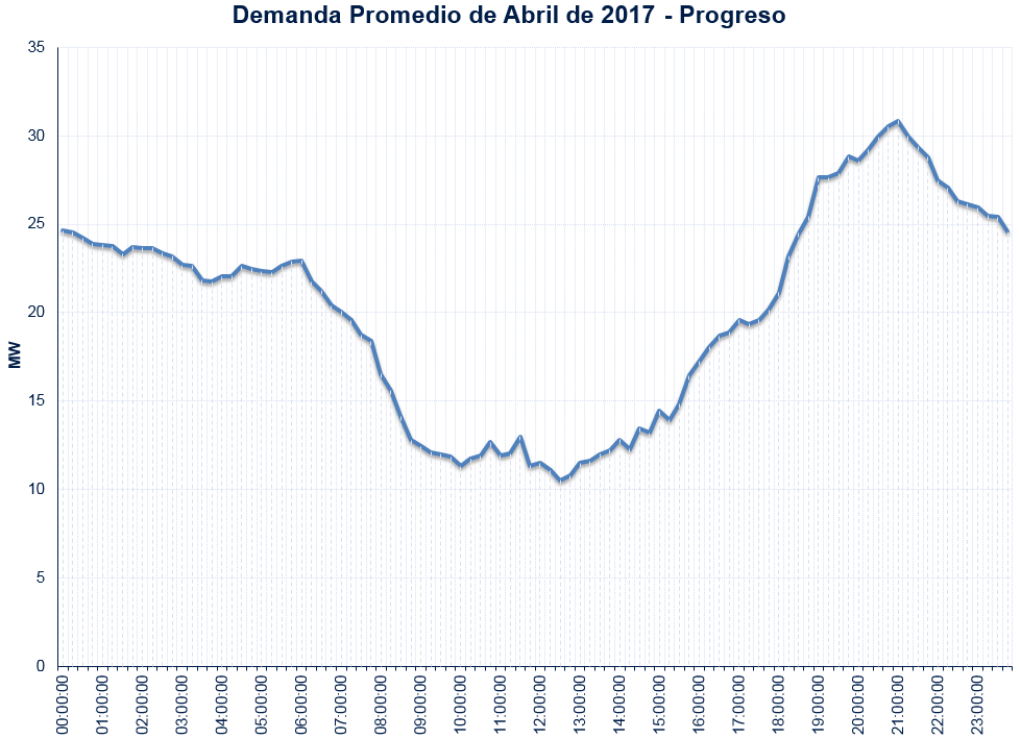


Gráfico 44: Curva Típica De Carga Progreso

ENSA

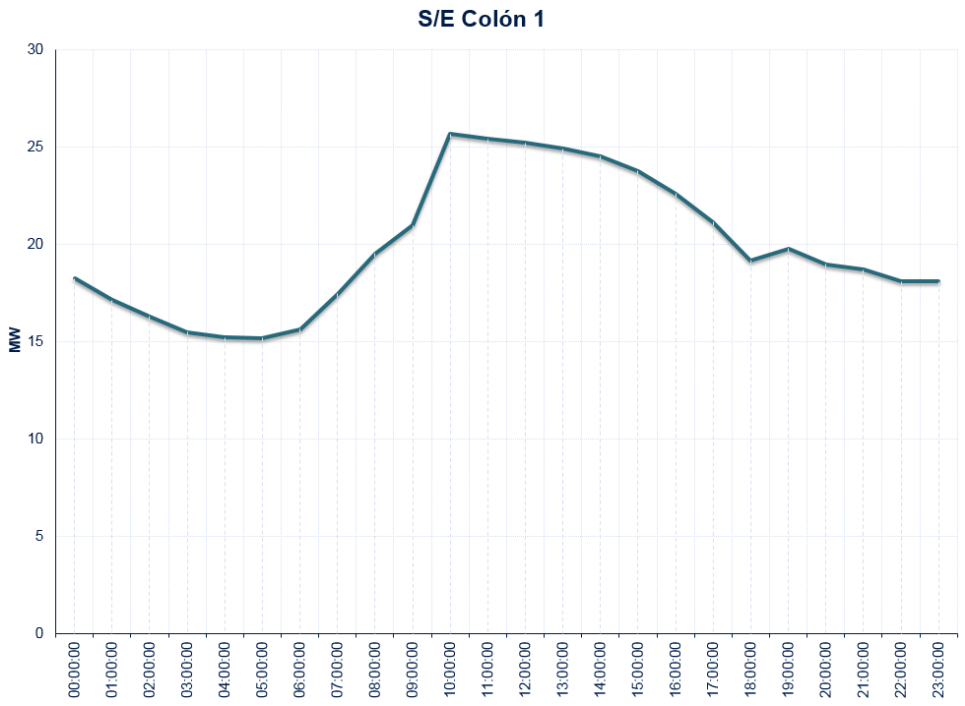


Gráfico 45: Curva Típica De Carga S/E Colón 1

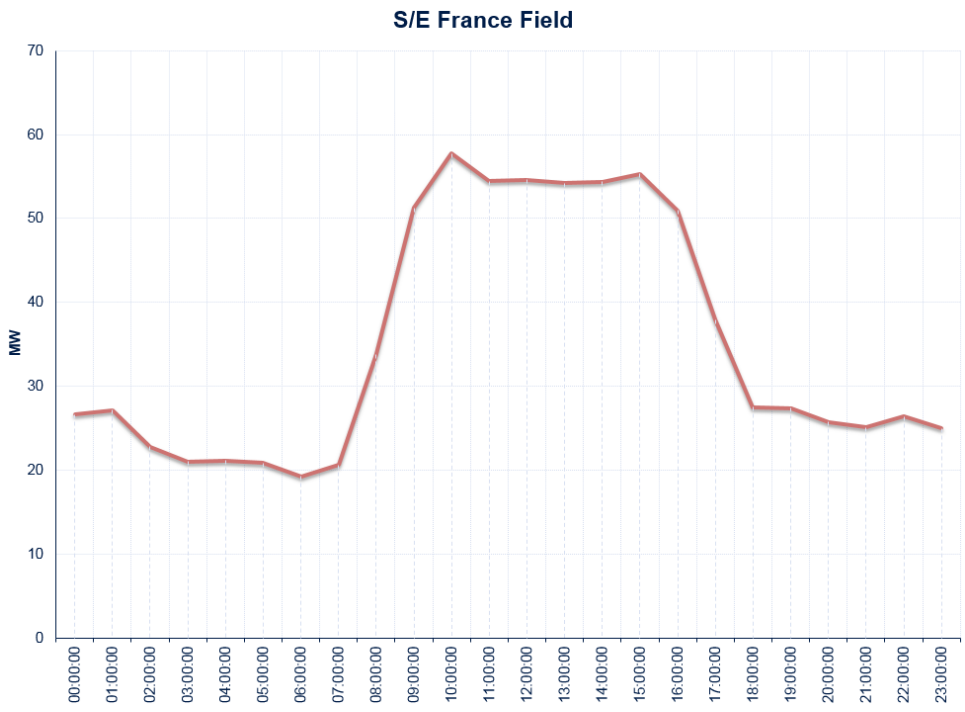


Gráfico 46: Curva Típica De Carga France Field 115

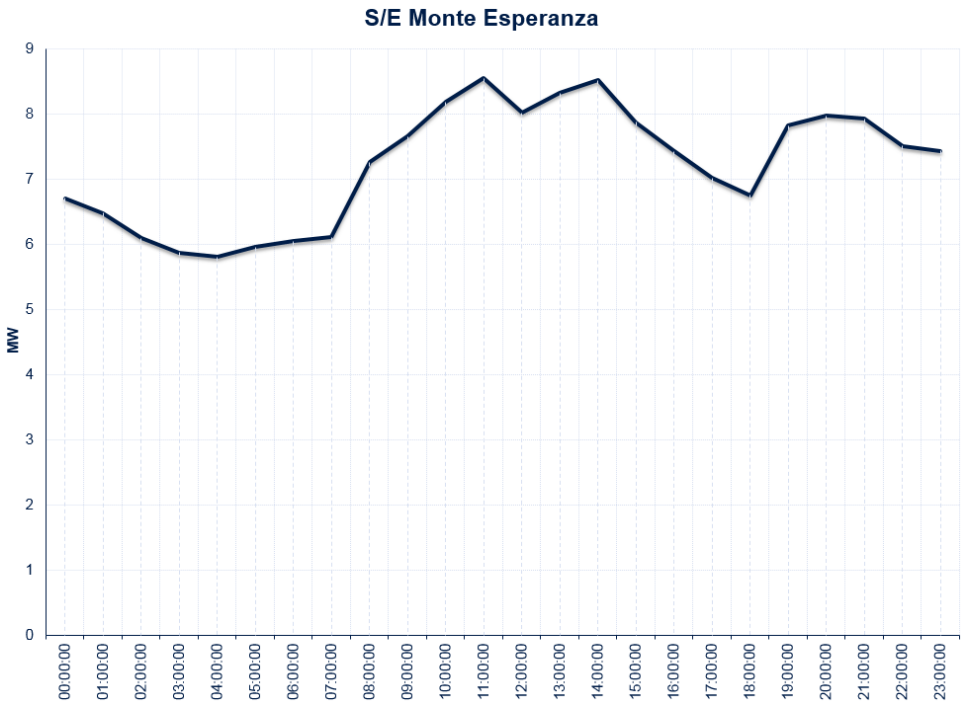


Gráfico 47: Curva Típica De Carga S/E Monte Esperanza

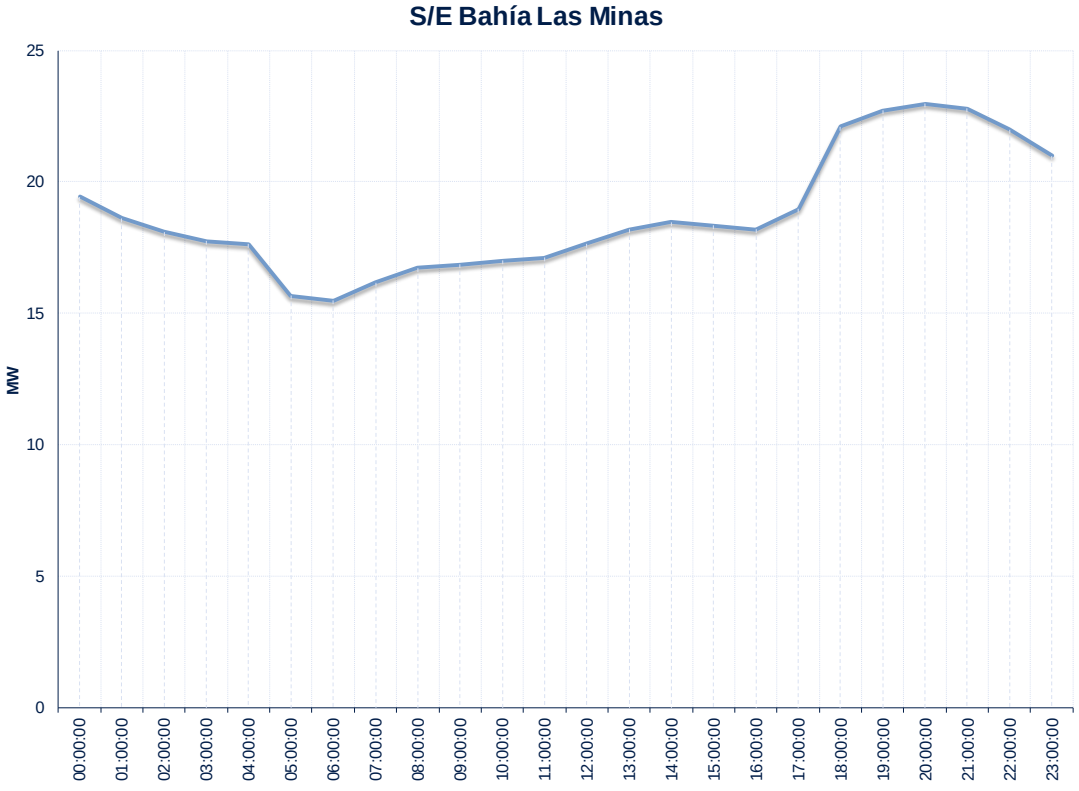


Gráfico 48: Curva Típica De Carga S/E Bahía Las Minas

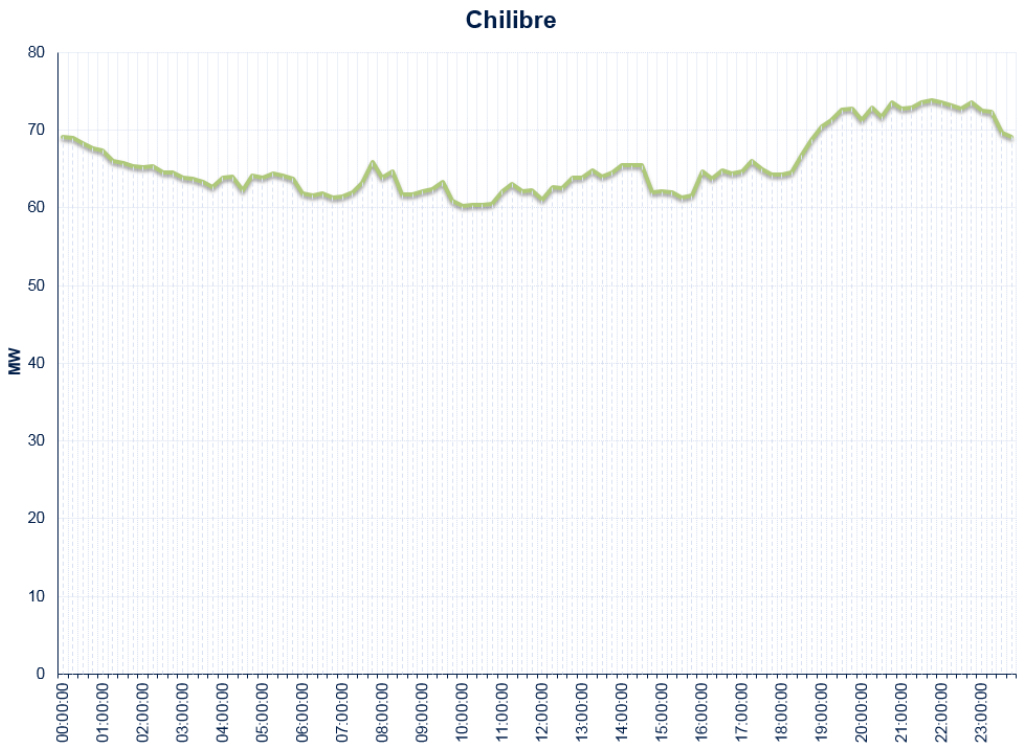


Gráfico 49: Curva Típica De Carga Chilibre

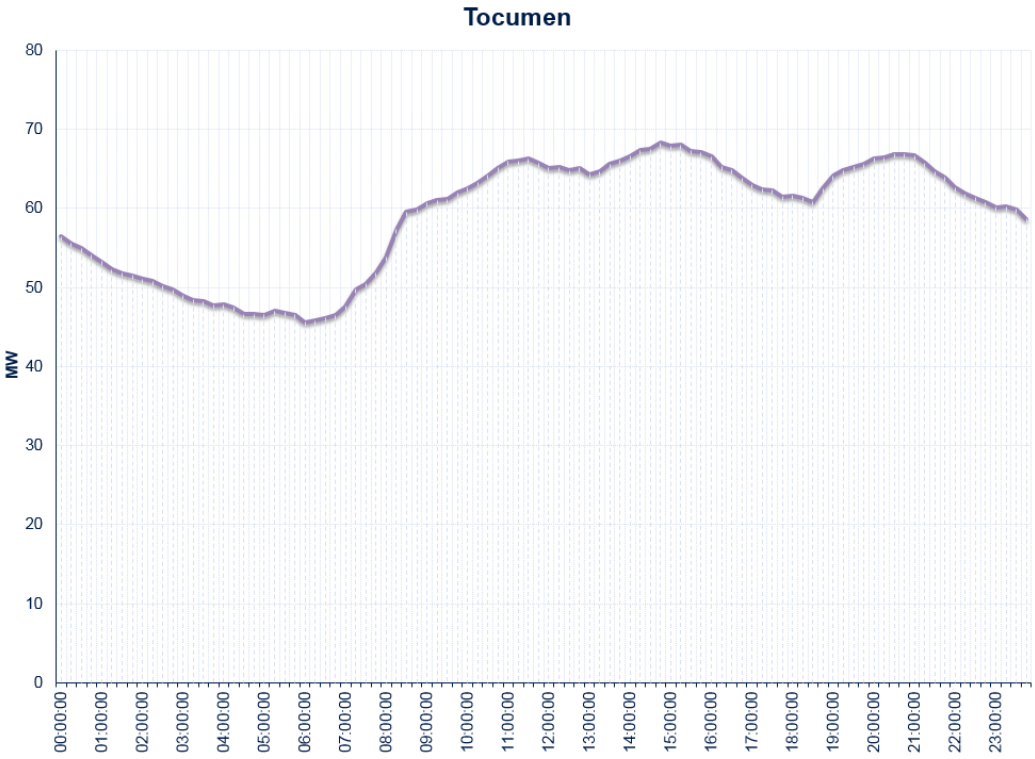


Gráfico 50: Curva Típica De Carga Tocumen

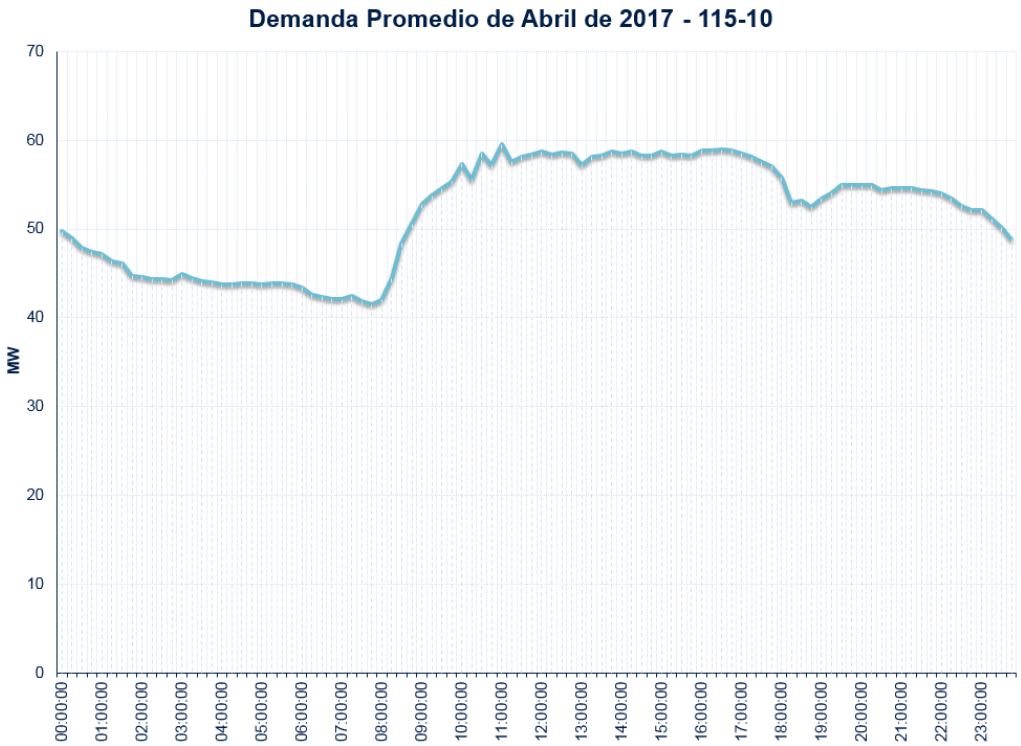


Gráfico 51: Curva Típica De Carga Línea 115-10

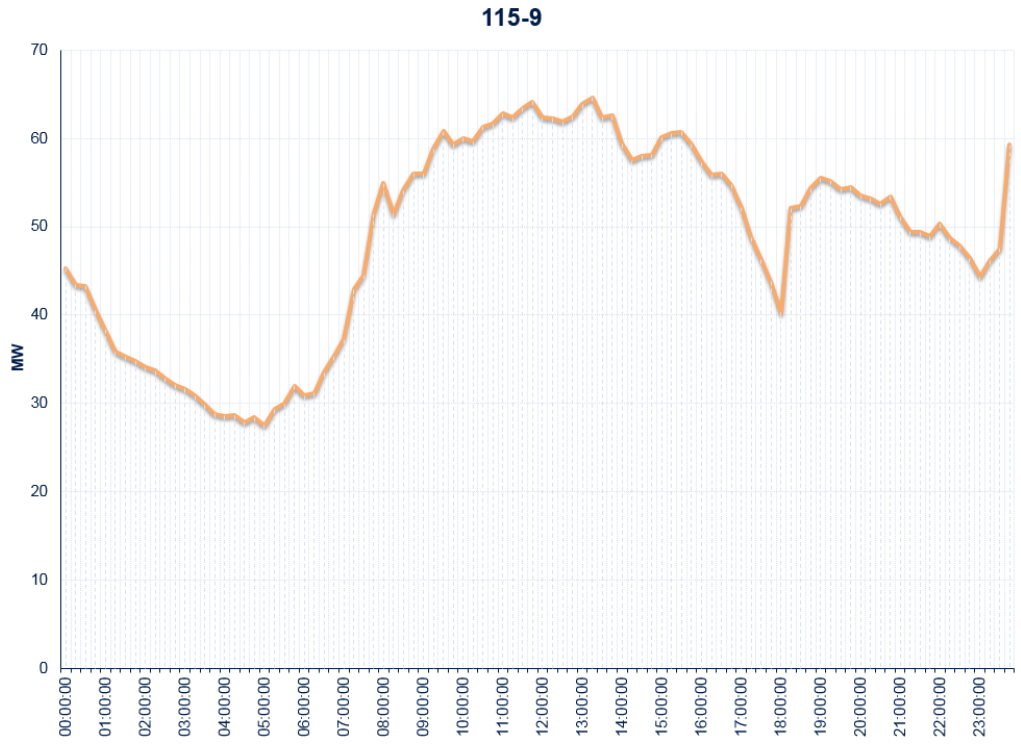


Gráfico 52: Curva Típica De Carga Línea 115-9

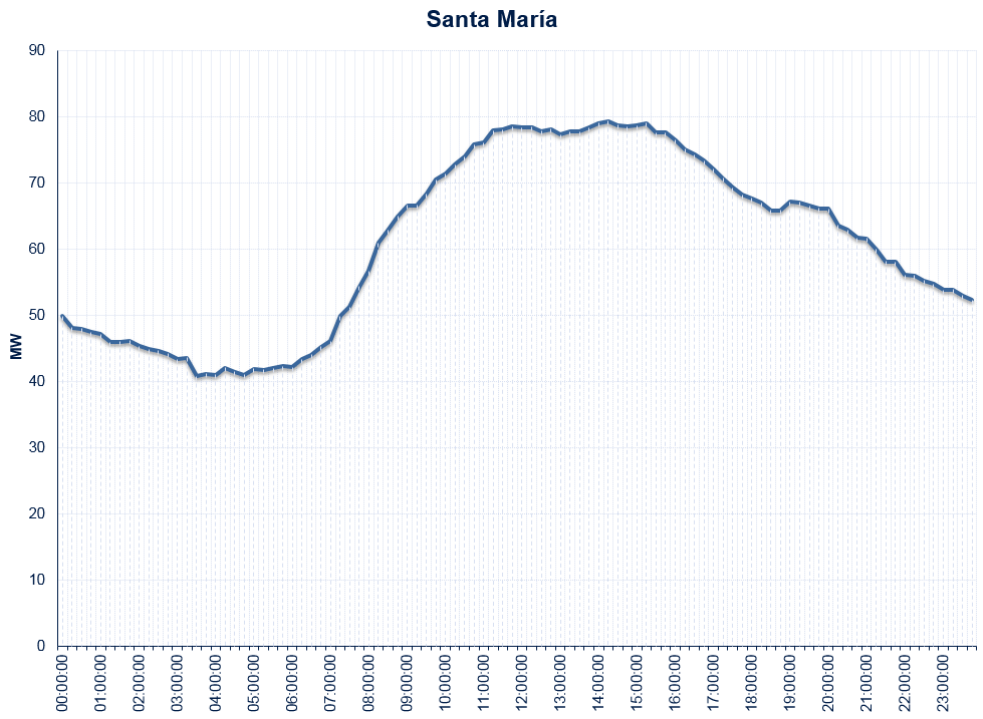


Gráfico 53: Curva Típica De Carga Santa María

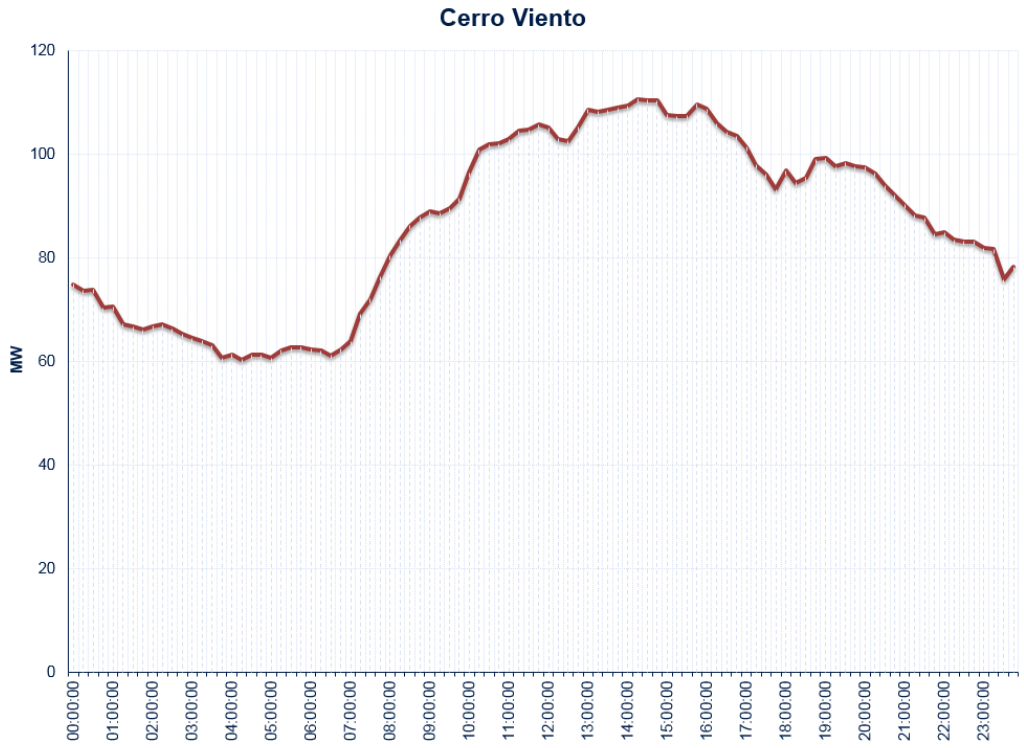


Gráfico 54: Curva Típica de Carga Cerro Viento

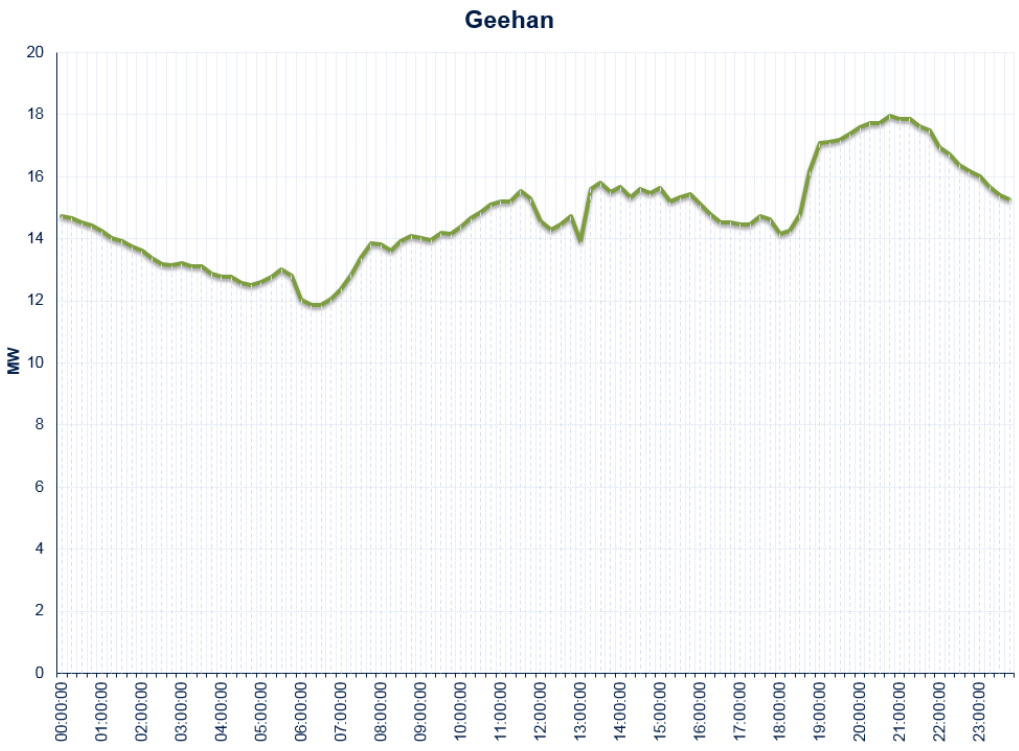


Gráfico 55: Curva Típica de Carga Geehan

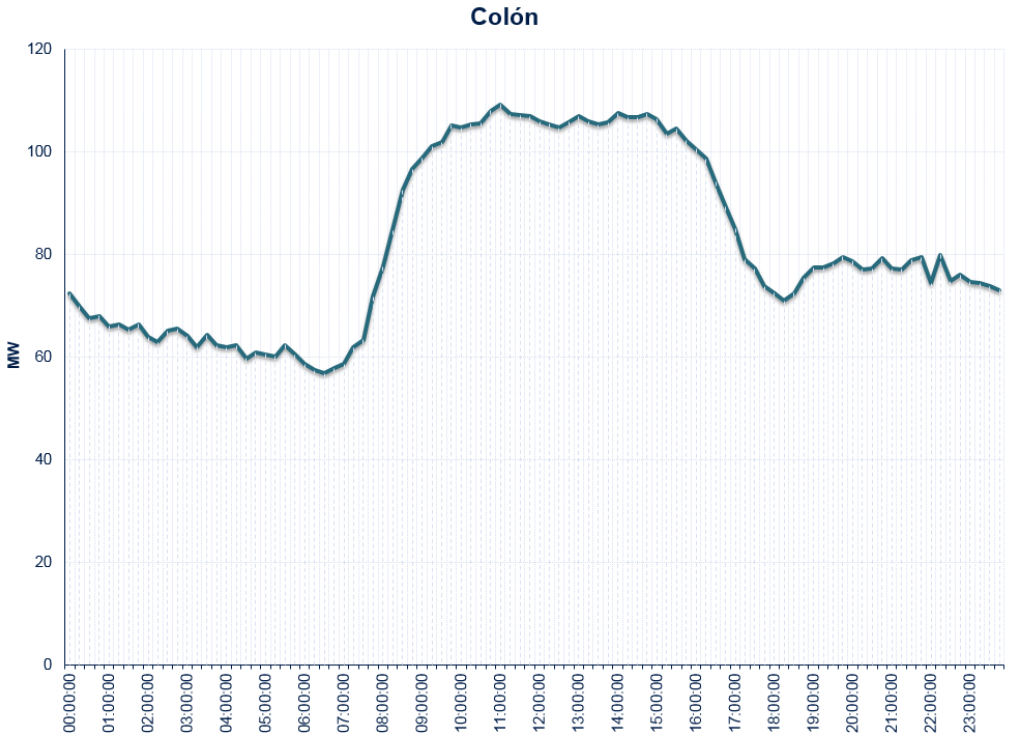


Gráfico 56: Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza)

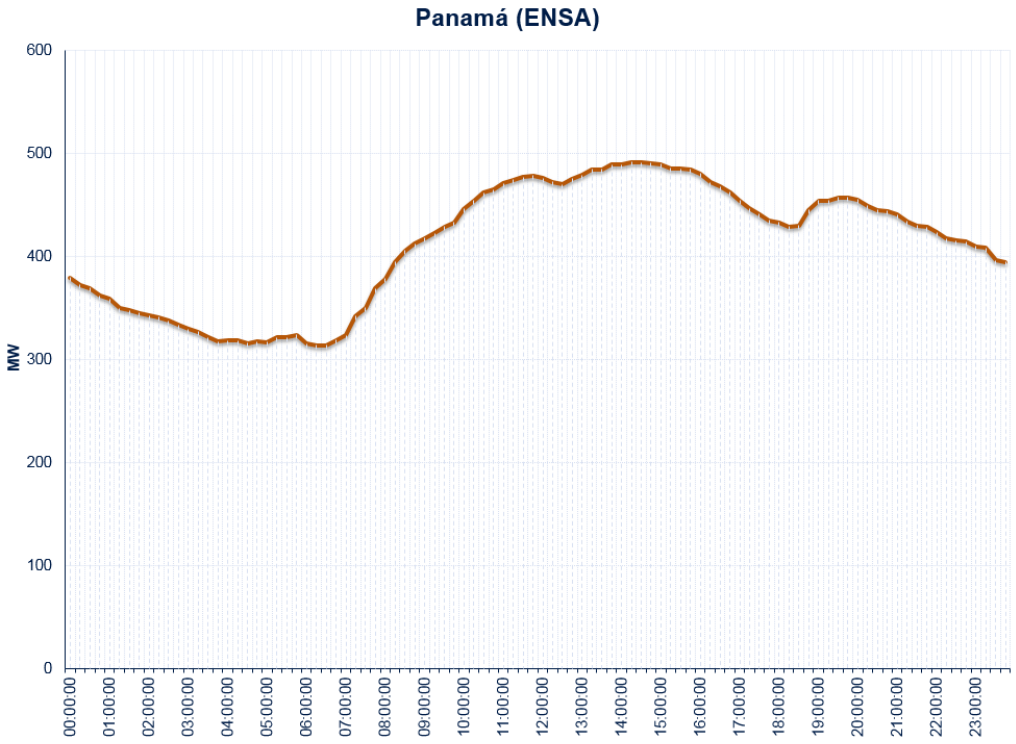


Gráfico 57: Curva Típica de Carga ENSA – Panamá (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Tocumen, S/E Santa María y S/E 24 De Diciembre)

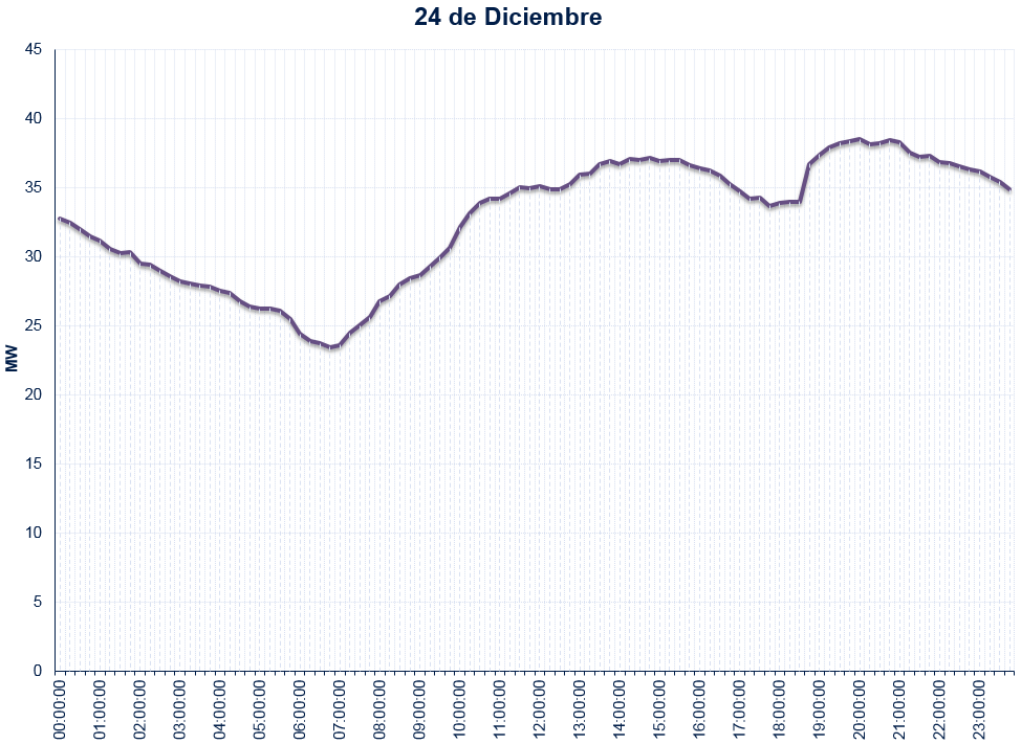


Gráfico 58: Curva Típica de Carga 24 de Diciembre

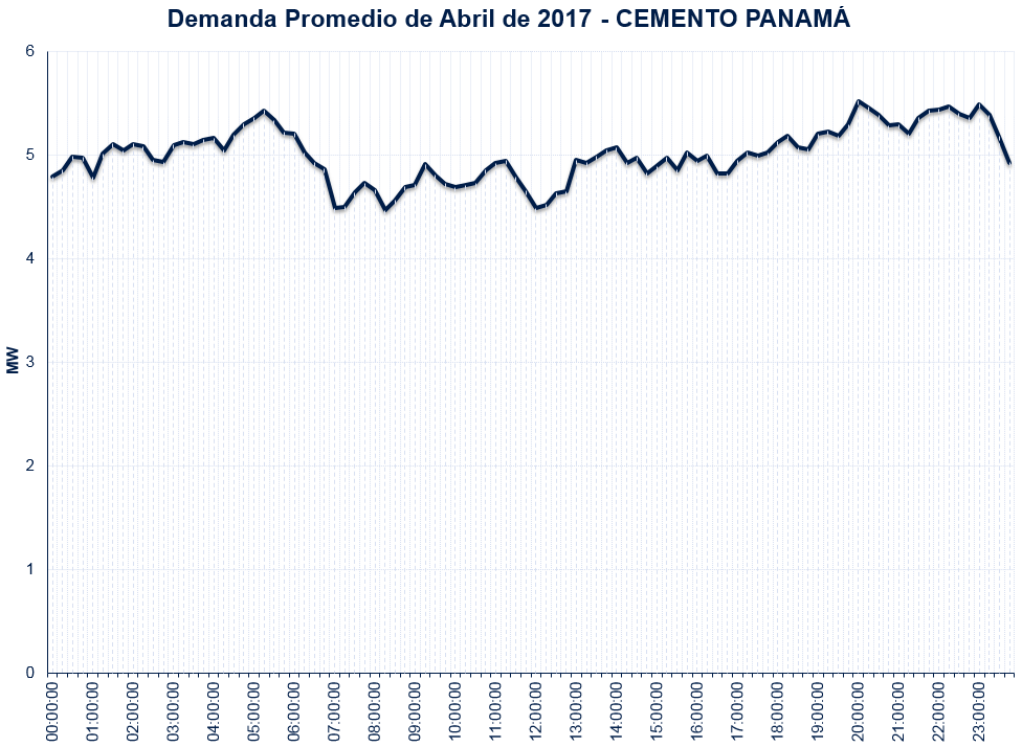


Gráfico 59: Curva Típica de Carga Cemento Panamá

CHANGUINOLA

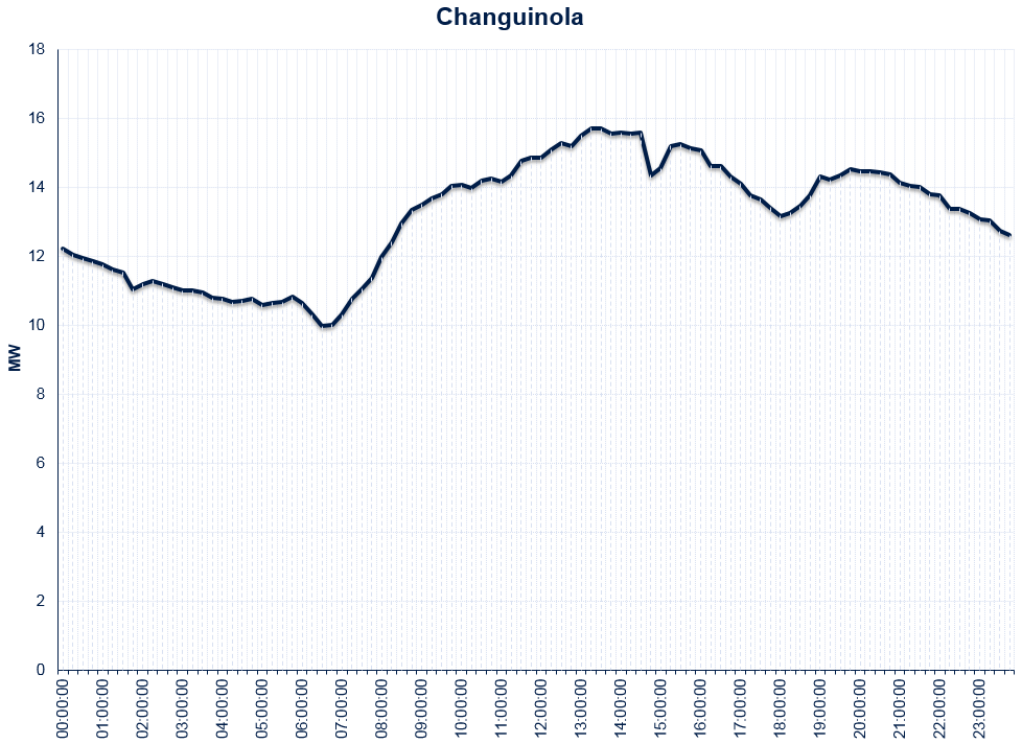


Gráfico 60: Curva Típica De Carga Changuinola

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

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 2017. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores[169], 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.

[169] 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 2018-2028 (MW)											
PRONÓSTICO MEDIO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
TOTAL GENERACIÓN	1,714.84	1,802.37	1,877.46	1,955.64	2,041.29	2,134.48	2,224.12	2,327.46	2,441.99	2,537.54	2,639.08
CARGA DEL SISTEMA (MW)	1,556.91	1,617.11	1,682.35	1,746.28	1,798.34	1,855.28	1,910.26	1,978.43	2,045.78	2,117.33	2,182.27
CARGA DEL SISTEMA + MINERA (MW)	1,608.91	1,741.11	1,894.35	1,958.28	2,010.34	2,067.28	2,122.26	2,190.43	2,257.78	2,329.33	2,394.27
CARGA DE MINERA PANAMÁ (MW)	52.00	124.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00

ENSA	COD.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Tocumen	TOC	71.85	77.65	82.89	84.98	86.94	88.92	85.56	86.80	88.14	89.19	90.36
Cerro Viento	CVI	73.01	78.74	85.29	88.05	90.35	92.40	83.56	84.67	85.70	86.70	87.71
Llano Bonito	LBO13	19.82	17.42	18.83	20.33	22.13	24.12	26.39	29.65	32.79	37.80	40.02
Santa María	SMA	86.41	90.91	93.38	95.30	96.64	98.08	99.55	101.16	102.97	105.04	108.57
Monte Oscuro	MOS	69.80	63.96	65.10	66.23	67.35	68.50	69.62	70.74	71.86	72.94	74.53
Tinajitas	TIN	60.81	63.12	65.49	67.96	70.55	72.94	58.29	58.93	59.53	60.10	60.62
Geehan	PAC	20.10	21.68	22.46	23.19	24.01	24.85	26.15	27.43	28.04	28.66	28.97
Chilibre(Incluye el IDAAN)	CHI115	43.29	43.97	37.09	37.34	37.67	38.01	38.25	38.58	38.92	39.25	39.50
Calzada Larga	CLA13.8	6.16	6.48	6.79	7.11	7.42	7.74	8.05	8.37	8.69	9.00	9.32
France Field	FF13.8	55.74	59.01	60.12	63.16	64.03	56.67	57.32	57.74	58.22	58.67	59.11
Bahía Las Minas	L.M.13B	20.44	18.89	19.75	22.41	23.17	23.93	24.69	25.45	26.21	26.97	27.73
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	31.18	31.81	32.05	32.29	28.56	25.31	25.45	25.59	25.75	25.90	26.05
24 de Diciembre	24DIC13	39.08	40.34	41.78	42.91	44.23	45.40	46.66	47.64	48.60	49.66	50.64
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A	31.60	45.01	48.42	52.49	57.03	59.81	62.40	65.27	68.33	71.29	72.58
Nueva S/E Santa Rita	STR13.8		5.70	5.76	5.93	5.98	6.02	6.07	6.12	6.17	6.22	6.27
Nueva S/E Argos	ARG			5.05	5.12	5.19	5.27	5.34	5.42	5.49	5.57	5.64
Nueva S/E Cativá	CAT513						11.06	11.36	11.68	11.90	12.18	12.46
Nueva S/E Gonzalillo	GON13							29.30	31.73	35.01	39.31	40.77
TOTAL ENSA		629.29	664.68	690.24	714.79	731.27	749.04	764.02	782.96	802.32	824.46	840.84

Tabla 59: Desagregación por Barra (Parte 1)

EDEMET		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	151.63	155.14	160.09	143.41	149.00	155.14	161.46	169.06	176.52	184.21	191.81
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	1.15	1.18	1.22	1.27	1.32	1.37	1.43	1.50	1.56	1.63	1.70
El Higo	EHIG34	41.73	36.11	37.24	38.79	40.30	41.96	43.69	45.73	47.74	49.82	51.90
Chorrera	CHO34	70.60	72.23	74.54	77.75	80.79	84.11	87.54	91.66	95.70	99.87	103.99
San Francisco	SFR	94.97	90.69	93.79	97.81	101.62	105.79	110.06	115.24	120.31	125.53	130.63
Locería	LOC	106.37	96.05	99.53	103.76	107.74	112.10	116.56	122.03	127.35	132.82	138.16
Marañón	MAR	102.44	92.13	95.48	99.53	103.35	107.53	111.80	117.05	122.15	127.39	132.50
Centro Bancario	CBA	86.61	82.35	85.18	88.83	92.29	96.07	99.94	104.64	109.24	113.98	118.61
El Coco	ECO34		19.21	19.89	20.92	21.73	22.64	23.49	24.64	25.74	26.86	27.91
Nueva S/E Burunga	BUR34	34.39	35.19	45.43	47.39	49.24	51.27	53.36	55.87	58.33	60.87	63.38
Nueva S/E El Torno	TOR13	24.07	24.62	25.41	26.50	27.54	28.67	29.84	31.25	32.62	34.05	35.45
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
Nueva S/E La Floresta	LAF13			10.20	10.59	10.84	11.19	11.67	12.12	12.62	13.14	13.75
Nueva S/E Santiago 2	STG234				23.58	24.50	25.51	26.55	27.80	29.03	30.29	31.54
TOTAL EDEMET		713.95	732.91	775.98	809.53	841.12	875.76	911.42	954.31	996.45	1039.87	1082.71

EDEMET (SERVICIO B)		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Miraflores	MIR44	20.91	21.39	12.96	13.51	14.04	14.62	15.22	15.93	16.63	17.36	18.08
Balboa	BAL44	15.81	16.18	16.69	17.41	18.09	18.84	19.60	20.53	21.43	22.37	23.29
Summit	SUM44	1.23	1.26	1.30	1.36	1.41	1.47	1.53	1.60	1.67	1.75	1.82
Gamboa	GAM2	1.11	1.14	1.17	1.22	1.27	1.32	1.38	1.44	1.51	1.57	1.64
Howard	HOW12	14.47	14.81	15.28	15.94	16.56	17.24	17.94	18.79	19.62	20.47	21.32
Nueva S/E Howard 115 KV	HOW115			9.12	9.51	9.88	10.29	10.71	11.21	11.71	12.22	12.72
TOTAL SERVICIO B		53.54	54.78	56.52	58.96	61.26	63.78	66.38	69.50	72.57	75.73	78.86

EDECHI		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Caldera 115 KV	CAL115	0.16	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24
Progreso 34.5 KV	PRO34	6.46	6.58	6.72	6.94	7.06	7.19	7.34	7.53	7.72	7.90	8.07
Progreso 115 KV	PRO115	1.12	1.14	1.16	1.20	1.22	1.25	1.27	1.31	1.34	1.37	1.40
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	28.87	29.44	22.76	23.45	23.75	24.06	24.44	25.01	25.50	25.98	26.41
San Cristobal	SAC34	13.62	13.89	14.17	14.64	14.90	15.17	15.48	15.90	16.28	16.67	17.03
Cañazas (PTP)	CAN34	21.65	22.07	22.52	23.26	23.68	24.10	24.60	25.26	25.88	26.48	27.06
Isla Colon - Changuinola	CHA34	11.40	11.54	8.16	8.42	8.58	8.73	8.91	9.15	9.37	9.59	9.80
Boqueron III	BOQ34	19.43	19.82	20.22	20.88	21.26	21.64	22.08	22.68	23.23	23.78	24.29
Veladero	VEL34			3.65	3.83	4.01	4.20	4.40	4.61	4.84	5.07	5.32
TOTAL EDECHI		102.71	104.66	99.54	102.81	104.66	106.53	108.73	111.66	114.39	117.07	119.61

Tabla 60: Desagregación por Barra (Parte 2)

GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)												
Grandes Clientes		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Argos	CPA115	8.14	8.19	8.18	8.23	8.06	8.18	7.80	7.97	8.01	8.15	8.27
AVIPAC	SMA	0.18	0.18	0.17	0.18	0.18	0.18	0.17	0.18	0.18	0.18	0.17
Cable Onda	CON	2.45	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Cemex	CEMEX	24.67	27.12	27.12	27.12	27.12	27.12	27.12	27.12	27.12	27.12	27.12
CSS	MAR	3.33	3.40	3.41	3.44	3.44	3.44	3.41	3.44	3.44	3.44	3.41
Contraloría	SFR	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16
Embajada USA	CLA13.8	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.24	1.28	1.28	1.28	1.24
Gold Mills	LOC	1.19	1.20	1.22	1.23	1.25	1.27	1.28	1.29	1.32	1.33	1.34
Cemento Interoceánico	CHO34	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Manzanillo International Terminal	MIT	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35
Sunstar (Hotel Bijao)	EHIG34	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
Super 99 (total)	S99	5.60	5.64	5.62	5.64	5.64	5.64	5.62	5.64	5.64	5.64	5.62
Varela CIA	CVI	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Minera Panama	BOT34	52.00	124.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00
TOTAL Grandes Clientes		57.43	60.08	60.07	60.19	60.04	60.17	59.72	59.99	60.05	60.20	60.25
TOTAL Grandes Clientes Directos		32.82	35.30	35.29	35.35	35.18	35.30	34.92	35.09	35.13	35.27	35.39

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
TOTAL GENERACIÓN Demanda Maxima	**1,766.84**	**1,926.37**	**2,089.46**	**2,167.64**	**2,253.29**	**2,346.48**	**2,436.12**	**2,539.46**	**2,653.99**	**2,749.54**	**2,851.08**
TOTAL GENERACIÓN Demanda Media	**1,488.95**	**1,634.30**	**1,785.22**	**1,850.74**	**1,922.51**	**2,000.59**	**2,075.71**	**2,162.30**	**2,258.27**	**2,338.33**	**2,423.42**
TOTAL GENERACIÓN Demanda Minima	**1,145.98**	**1,273.82**	**1,409.73**	**1,459.61**	**1,514.25**	**1,573.70**	**1,630.88**	**1,696.81**	**1,769.87**	**1,830.83**	**1,895.61**

Tabla 61: Desagregación por Barra (Parte 3)

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, red propietaria 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, 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) [170], 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 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 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

[170] Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado ¨Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de transmisión 230KV¨, en Octubre de 1997.

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° 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 diez (10) 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 62: 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 desenergízación 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.

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.

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.

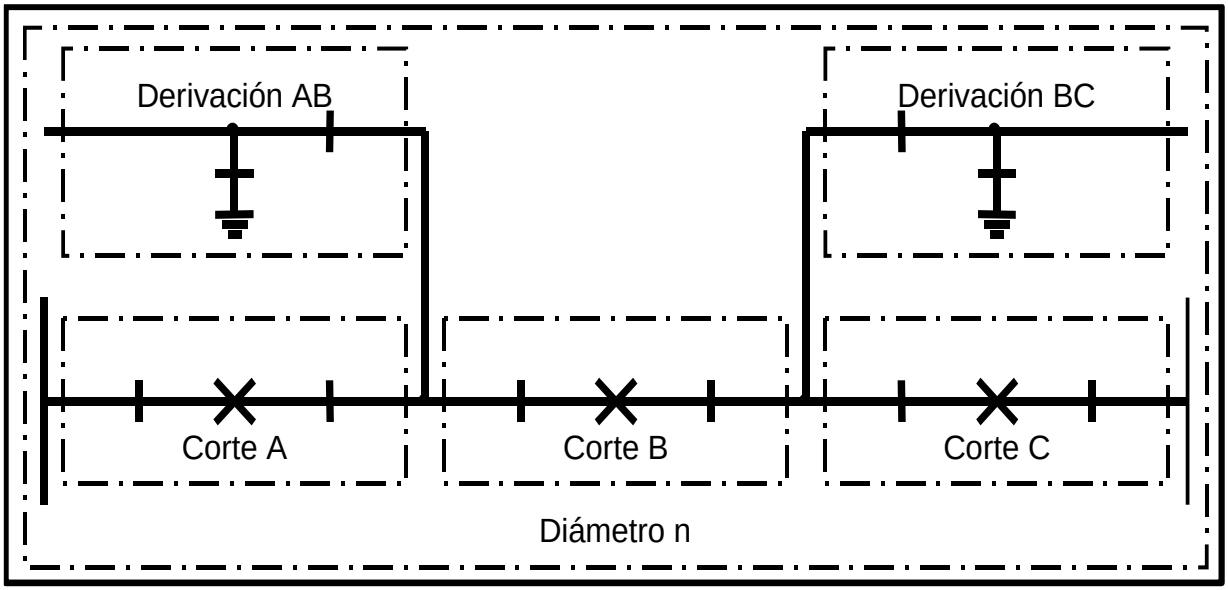


Gráfico 61: Configuración Interruptor y Medio

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 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 SF6 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) [171] , 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

[171] SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este término indica la tasa de la fuente detrás del relé a la impedancia de la línea

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 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

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.

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.

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-Panama (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 ¨Benchmarketing¨ se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver **Tabla 63**).

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, en la **Tabla 64** 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 65).

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	**Costo de Torres de Acero**	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	44.09
	Línea 750 ACAR 230 KV	41.52
	Línea 1200 ACAR 230 KV	55.36
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	58.79
	Línea 636 ACSR 230 KV	70.13
	Línea 750 ACAR 230 KV	55.36
	Línea 1200 ACAR 230 KV	73.82
	Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	90.62
	Línea 1200 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	98.40
2	**Costo de Aisladores y Herrajes**	
	115 KV	4.11
	230 KV	7.19
	230 KV 2 cond. por fase	14.28
3	**Costo de Conductores**	
	Conductor 636 ACSR	23.41
	Conductor 750 ACAR	24.42
	Conductor 1200 ACAR	29.61
	230 KV 2 cond. por fase	47.96
4	**Costo de Hilo de Guarda y Accesorios**	
	OPGW	7.34
	7No.8	2.13
5	**Costo de Sistema de Puesta a Tierra**	
	115 KV	3.88
	230.00	5.13
	230 KV 2 cond. por fase	5.91

Tabla 63: 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 64: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	3%
Inspección	5%
Interes Durante Construcción	6%

Tabla 65: Detalle Porcentual de Otros Costos

Costos Unitarios de Líneas B/./km (Miles)	
Líneas	Plan 2018
115 KV	
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	184.64
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	229.01
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	266.24
230 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	293.00
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	193.23
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	290.47
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	232.25
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	349.57
Doble Circuito 2 cond. por fase 750 ACAR	488.80
Circuito Sencillo 2 cond. por fase 750 ACAR en torres para doble cto.	361.59
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	225.45
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	301.44
Repotenciación 230 KV Circ. Sencillo	
Repotenciación 230 KV Doble Circuito	

Tabla 66: 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 ¨benchmarketing¨, 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	Autotrasformador 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	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	3,500,000
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA	2,500,000
25	Autotrasformador 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 67: 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[172], 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 0002[173] mostrados en la Tabla 68 para cada uno de estos grupos.

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, 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:

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

Tabla 68: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote

Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítems 0003[174] 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

[160] Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

[173] 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.

[174] Costos referentes a montajes y obras civiles

porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

Detalle	% sobre Subtotal Suministro
Montaje	15.00%
Obras Civiles Generales	25.00%

Tabla 69: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles

Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004 [175] 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 70: 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 el monto de los equipos de transformación.

Paso 3: Subtotal Suministros: El Subtotal Suministros se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la

[175] Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción

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.

Costos Unitarios de Subestaciones B/.	
	Plan 2018
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 71: 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.