



**ETESA**

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema  
Interconectado Nacional 2016 – 2030

Tomo I  
Estudios Básicos

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-395-2016

8 de agosto de 2016

PANAMÁ



**ETESA**  
**Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**

*Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco*

# CONTENIDO

<b>PROYECCIÓN DE DEMANDA.....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>SUMARIO .....</b>	<b>3</b>
<b>METODOLOGÍA Y ALCANCE.....</b>	<b>9</b>
<b>EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2010) .....</b>	<b>9</b>
<b>EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2015.....</b>	<b>16</b>
<b>ALCANCE DE LAS PROYECCIONES .....</b>	<b>19</b>
<b>Escenario Medio o Moderado:.....</b>	<b>20</b>
<b>Escenario Alto u Optimista: .....</b>	<b>20</b>
<b>Escenario Bajo o Pesimista: .....</b>	<b>20</b>
<b>EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO .....</b>	<b>23</b>
<b>INDICADORES SOCIOECONÓMICOS .....</b>	<b>25</b>
<b>Datos Demográficos.....</b>	<b>25</b>
<b>Inflación.....</b>	<b>32</b>
<b>Poder Adquisitivo .....</b>	<b>35</b>
<b>Actividad Económica .....</b>	<b>37</b>
<b>Evolución Histórica.....</b>	<b>37</b>
<b>Producto Interno Bruto con Base Año 2007.....</b>	<b>38</b>
<b>Manufactura .....</b>	<b>40</b>
<b>Evolución Reciente de la Economía Nacional .....</b>	<b>41</b>
<b>Perspectivas en el Corto Plazo 2015- 2016.....</b>	<b>42</b>
<b>Perspectivas de la Economía en el Mediano y Largo Plazo .....</b>	<b>44</b>
<b>Premisas y Conceptos a Considerar En Los Pronósticos del PIB en el Mediano y Largo Plazo .....</b>	<b>45</b>
<b>Sector Manufacturero .....</b>	<b>49</b>
<b>INDICADORES ELÉCTRICOS.....</b>	<b>53</b>
<b>Consumo de Energía Eléctrica Total GWH .....</b>	<b>53</b>
<b>Consumo Industrial de Energía Eléctrica GWHIND .....</b>	<b>55</b>
<b>Sistema Eléctrico Nacional .....</b>	<b>58</b>
<b>Balance Eléctrico.....</b>	<b>58</b>
<b>Oferta.....</b>	<b>58</b>
<b>Demanda .....</b>	<b>58</b>
<b>Balance .....</b>	<b>58</b>
<b>Potencia Eléctrica del Sistema .....</b>	<b>59</b>
<b>Demanda Máxima .....</b>	<b>59</b>
<b>Factor de Carga (FC) .....</b>	<b>60</b>
<b>Pérdidas de Energía.....</b>	<b>67</b>
<b>Precios de la Energía Eléctrica.....</b>	<b>75</b>
<b>Precios de los Combustibles para Generación Eléctrica .....</b>	<b>85</b>

<b>INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.....</b>	<b>91</b>
<b>INTEGRACION SISTEMAS AISLADOS DE DARIEN.....</b>	<b>91</b>
<b>MEGA PROYECTOS.....</b>	<b>95</b>
<b>MEGA PROYECTOS ESTATALES.....</b>	<b>95</b>
Saneamiento de la Bahía.....	99
Transporte Masivo de la Ciudad de Panamá.....	108
Escenario Moderado.....	112
Escenario Demanda Alta.....	115
Escenario Demanda Baja.....	117
Consumo Energético del Sistema Masivo de Transporte METRO.....	119
Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen.....	122
Demanda Adicional no Estructurada.....	127
Inversión Privada.....	129
Mega Proyectos Estatales.....	130
<b>MEGA PROYECTOS PRIVADOS.....</b>	<b>131</b>
Desarrollo Portuario.....	131
Desarrollo Minero.....	133
Proyecto Minero Petaquilla.....	133
Proyecto Minero Cobre Panama.....	135
Demanda Eléctrica.....	135
Retiro e Inyección.....	136
Actualización del Proyecto.....	138
Autogeneración Minera Panama y Energía Intercambiada con el Sistema Interconectado.....	139
<b>PRONOSTICOS AJUSTADOS DEL SEGMENTO DE CONSUMO BLOQUE.....</b>	<b>140</b>
Proyectos Privados.....	143
Consolidado del Consumo Bloque.....	143
<b>PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS.....</b>	<b>147</b>
<b>ESCENARIO MEDIO O MODERADO.....</b>	<b>151</b>
<b>ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA.....</b>	<b>152</b>
<b>ESCENARIO BAJO O PESIMISTA.....</b>	<b>153</b>
<b>ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS.....</b>	<b>154</b>
Pronósticos.....	154
Estructura del Consumo Eléctrico.....	158
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>161</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>169</b>
<b>CURVAS TÍPICAS.....</b>	<b>171</b>
EDEMET.....	171
EDECHI.....	175
ENSA.....	176
CHANGUINOLA.....	182
<b>DESAGREGACIÓN POR BARRA.....</b>	<b>183</b>

<b>ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS &amp; COSTOS DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>187</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>187</b>
<b>CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES .....</b>	<b>188</b>
<b>LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>188</b>
Generalidades .....	188
Tipos de Conductores .....	188
Estructuras .....	189
Aislamientos de las Líneas .....	190
Herrajes y Accesorios .....	191
Hilo de Guarda .....	191
Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire .....	192
<b>SUBESTACIONES .....</b>	<b>193</b>
Generalidades .....	193
Ubicación .....	194
Configuración del Sistema .....	194
Configuración Barra Sencilla: .....	194
Configuración Barra Principal y de Transferencia: .....	194
Configuración Interruptor y Medio: .....	195
Tipos de Interruptores .....	196
Protecciones .....	196
Compensaciones .....	197
<b>COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN .....</b>	<b>199</b>
<b>LÍNEAS .....</b>	<b>199</b>
<b>SUBESTACIONES .....</b>	<b>203</b>
Cálculo de Costos de Equipos Unitarios .....	203
Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote .....	205
Cálculo de Montaje y Obras Civiles .....	206
Cálculo de Otros Costos .....	206
Cálculo de Costos de Terreno .....	207
Cálculo del VNR para las Subestaciones .....	207



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

*Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco*

# ÍNDICE DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1:</b> Pronósticos de la Demanda.....	3
<b>Gráfico 2:</b> Desviaciones del Modelo.....	16
<b>Gráfico 3:</b> Tasas de Crecimiento Poblacional .....	28
<b>Gráfico 4:</b> Población (Millones de Habitantes) .....	29
<b>Gráfico 5:</b> Crecimiento del IPC.....	33
<b>Gráfico 6:</b> IPC Total vs IPC Alimentos y Bebidas.....	35
<b>Gráfico 7:</b> Poder Adquisitivo.....	36
<b>Gráfico 8:</b> Evolución del Producto Interno Bruto - Años 1970-2015.....	39
<b>Gráfico 9:</b> Evolución del Producto Manufacturero - Años 1970-2015.....	41
<b>Gráfico 10:</b> Tasas Reales vs Pronósticos de INTRACORP.....	47
<b>Gráfico 11:</b> PIBMAN y Participación en el PIBREA.....	50
<b>Gráfico 12:</b> Consumo IND. vs GWHTOT.....	51
<b>Gráfico 13:</b> PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica .....	53
<b>Gráfico 14:</b> Relación PIB / EE .....	55
<b>Gráfico 15:</b> PIB Industrial / Electricidad.....	56
<b>Gráfico 16:</b> Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2015.....	58
<b>Gráfico 17:</b> Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG.....	60
<b>Gráfico 18:</b> Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible .....	62
<b>Gráfico 19:</b> Factor de Carga.....	64
<b>Gráfico 20:</b> Factor de Carga Promedio Mensual – Años 2011 - 2015.....	66
<b>Gráfico 21:</b> Pérdidas Totales de Energía Eléctrica.....	67
<b>Gráfico 22:</b> Perdidas de Transmisión EE .....	70
<b>Gráfico 23:</b> Perdidas de Distribución EE .....	72
<b>Gráfico 24:</b> Evolución de Precios Corrientes de La Electricidad .....	76
<b>Gráfico 25:</b> IPC Total y Servicio de Electricidad Residencial .....	79
<b>Gráfico 26:</b> Evolución Histórica de Precios Reales de la Electricidad .....	80
<b>Gráfico 27:</b> Variación PRETOT vs Electricity Price y Petróleo Crudo 1987-2013 .....	82
<b>Gráfico 28:</b> Variación Anual Histórica de Precio Total de la Energía Eléctrica.....	83
<b>Gráfico 29:</b> Perspectivas Futuras del Crudo, Brent del Mar del Norte – EIA-AEO2015 .....	87
<b>Gráfico 30:</b> Pronóstico de Energía .....	154
<b>Gráfico 31:</b> Pronósticos de Demanda .....	156
<b>Gráfico 32:</b> Curva Típica de Carga EDEMET - Panamá .....	171
<b>Gráfico 33:</b> Curva Típica de Carga Línea 115-6.....	171
<b>Gráfico 34:</b> Curva Típica de Carga Línea 115-8.....	172
<b>Gráfico 35:</b> Curva Típica de Carga Línea 115-11.....	172
<b>Gráfico 36:</b> Curva Típica de Carga Línea 115-38.....	173
<b>Gráfico 37:</b> Curva Típica de Carga Línea 115-22.....	173
<b>Gráfico 38:</b> Curva Típica De Carga Chorrera.....	174
<b>Gráfico 39:</b> Curva Típica de Carga Llano Sánchez.....	174
<b>Gráfico 40:</b> Curva Típica De Carga Mata de Nance.....	175

<b>Gráfico 41:</b> Curva Típica De Carga Progreso.....	175
<b>Gráfico 42:</b> Curva Típica De Carga Las Minas 44.....	176
<b>Gráfico 43:</b> Curva Típica De Carga France Field 115 .....	176
<b>Gráfico 44:</b> Curva Típica De Carga Chilibre .....	177
<b>Gráfico 45:</b> Curva Típica De Carga Tocumen .....	177
<b>Gráfico 46:</b> Curva Típica De Carga Línea 115-10.....	178
<b>Gráfico 47:</b> Curva Típica De Carga Línea 115-9.....	178
<b>Gráfico 48:</b> Curva Típica De Carga Santa María.....	179
<b>Gráfico 49:</b> Curva Típica de Carga Cerro Viento.....	179
<b>Gráfico 50:</b> Curva Típica de Carga Geehan.....	180
<b>Gráfico 51:</b> Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza) .....	180
<b>Gráfico 52:</b> 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).....	181
<b>Gráfico 53:</b> Curva Típica de Carga 24 de Diciembre.....	181
<b>Gráfico 54:</b> Curva Típica de Carga CEMEX.....	182
<b>Gráfico 55:</b> Curva Típica De Carga Changuinola .....	182
<b>Gráfico 56:</b> Configuración Interruptor y Medio.....	195

# ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1:</b> Cambios Porcentuales en Energía y Demanda por Periodo.....	5
<b>Tabla 2:</b> Pronósticos de Demanda por Escenarios .....	7
<b>Tabla 3:</b> Consumo Gran Cliente .....	12
<b>Tabla 4:</b> Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 - 2014 .....	13
<b>Tabla 5:</b> Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 – 2014 (Porcentual).....	13
<b>Tabla 6:</b> Validación del Pronostico PESISN 2015- 2015-2029, Primer Año.....	17
<b>Tabla 7:</b> Variables de Los Pronósticos .....	19
<b>Tabla 8:</b> Insumos del Modelo.....	24
<b>Tabla 9:</b> Tasas Anuales Acumulativas, Según Escenarios .....	32
<b>Tabla 10:</b> Comparación de Tasa de Crecimiento del PIB .....	46
<b>Tabla 11:</b> Producto Interno Bruto y Ventas Totales de Energía.....	54
<b>Tabla 12:</b> Producto Interno Bruto y Energía Eléctrica Disponible .....	54
<b>Tabla 13:</b> Producto Interno Bruto y Consumo Eléctrico Industrial.....	54
<b>Tabla 14:</b> Tasas Anuales Acumulativas por Periodo .....	57
<b>Tabla 15:</b> Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG.....	59
<b>Tabla 16:</b> Energía Disponible, Ventas y Pérdidas en GWh.....	69
<b>Tabla 17:</b> Perdidas en Transmisión en GWh .....	69
<b>Tabla 18:</b> Perdidas en Distribución en GWh.....	69
<b>Tabla 19:</b> Precios Corrientes de la Electricidad - Años 2003-2015.....	76
<b>Tabla 20:</b> Variación de Precios Reales de la Electricidad (IPC) - Años 2003-2014 ..	76
<b>Tabla 21:</b> Pronósticos de Precios de la Electricidad en Panamá, PRETOT .....	84
<b>Tabla 22:</b> Variación del Precio Internacional del Crudo Brent.....	89
<b>Tabla 23:</b> Proyección de Demanda Sistema Santa Fé – Yaviza – La Palma.....	93
<b>Tabla 24:</b> Caudales de Aguas Servidas para Tratamiento del Saneamiento de la Bahía.....	101
<b>Tabla 25:</b> Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo del Sistema de Saneamiento de la Bahía .....	103
<b>Tabla 26:</b> Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo de las Aguas Residuales.....	104
<b>Tabla 27:</b> Consumo Eléctrico de Planta de Tratamiento de Aguas Residuales .....	104
<b>Tabla 28:</b> Consumo de Energía en el Proyecto Saneamiento de La Bahía .....	106
<b>Tabla 29:</b> Nuevo Plan Maestro de Transporte Masivo – Ciudad de Panamá – Años 2015 - 2040 .....	109
<b>Tabla 30:</b> Requerimientos en Potencia del Escenario Moderado o Conservador....	115
<b>Tabla 31:</b> Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Alta.....	117
<b>Tabla 32:</b> Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Baja.....	118
<b>Tabla 33:</b> Consumo Estimado del SMP – Según Escenario de Demanda.....	120
<b>Tabla 34:</b> Consumo Energético del Sistema Masivo Metro – Demanda & Consumo Anual .....	121

<b>Tabla 35:</b> Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen - Demanda MW .....	126
<b>Tabla 36:</b> Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen – Consumo MWh.....	126
<b>Tabla 37:</b> Demanda y Consumo de Energía Eléctrica – Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen .....	127
<b>Tabla 38:</b> Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Estatales.....	130
<b>Tabla 39:</b> Consumo Eléctrico del Puerto de Panamá Colón CONTAINER .....	132
<b>Tabla 40:</b> Demanda Máxima de Minera Panamá vs SIN .....	136
<b>Tabla 41:</b> Autogeneración Minera Panamá & Energía Intercambiada con el SIN....	137
<b>Tabla 42:</b> Carga Integrada al SIN – Proyecto Cobre Panamá .....	142
<b>Tabla 43:</b> Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Privados .....	143
<b>Tabla 44:</b> Demanda Consolidada Darién - Megaproyectos Estatales & Minera Panamá .....	144
<b>Tabla 45:</b> Demanda Consolidada del Segmento Bloque .....	145
<b>Tabla 46:</b> Resumen de Premisas Escenario Moderado.....	147
<b>Tabla 47:</b> Resumen de Premisas Escenario Optimista.....	148
<b>Tabla 48:</b> Resumen de Premisas Escenario Pesimista .....	149
<b>Tabla 49:</b> Descripción de las siglas del Modelo de Demanda.....	150
<b>Tabla 50:</b> Escenario Medio o Moderado .....	151
<b>Tabla 51:</b> Escenario Alto u Optimista.....	152
<b>Tabla 52:</b> Escenario Bajo o Pesimista .....	153
<b>Tabla 53:</b> Incremento Promedio Anual de Energía & Demanda por Periodo.....	157
<b>Tabla 54:</b> Desagregación por Barra (Parte 1) .....	184
<b>Tabla 55:</b> Desagregación por Barra (PARTE 2).....	185
<b>Tabla 56:</b> Desagregación por Barra (Parte 3) .....	186
<b>Tabla 57:</b> Subestaciones de ETESA.....	193
<b>Tabla 58:</b> Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.).....	200
<b>Tabla 59:</b> Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles ...	201
<b>Tabla 60:</b> Detalle Porcentual de Otros Costos.....	201
<b>Tabla 61:</b> Costo Unitario de las líneas de transmisión .....	201
<b>Tabla 62:</b> Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones .....	204
<b>Tabla 63:</b> Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote .....	205
<b>Tabla 64:</b> Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles.....	206
<b>Tabla 65:</b> Relación Porcentual de Otros Costos .....	206
<b>Tabla 66:</b> Costo Unitario de Subestaciones.....	208

## 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 2016



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

*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



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

*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<sup>1</sup>, en cumplimiento a lo estipulado, en el Reglamento de Transmisión (RT) aprobado por la Resolución JD-5216, de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones posteriores

Los pronósticos de demanda descritos en este informe serán utilizados en la revisión del Plan de expansión 2016 - 2030. 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 de los distintos estudios 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 proporciona una serie de consumo de energía eléctrica, por sectores de consumo, con su correspondiente serie de demanda máxima total asociada a dicha energía, para quince años de proyección.

---

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

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.

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.



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

*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 5.9 a 6.1% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.9 a 6.0%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

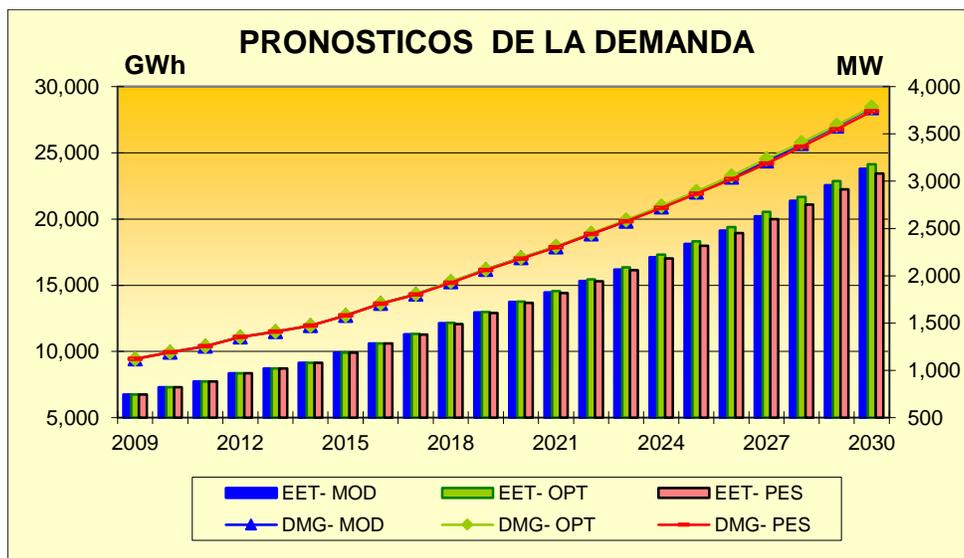


Gráfico 1: Pronósticos de la Demanda

Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positiva que ha mantenido Panamá, en especial el resultado del último 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.<sup>2</sup>

Perspectivas se basaron en factores dinámicos externos, como es el

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

Esta positiva prospectiva, solo fue empañada por el retroceso económico

<sup>2</sup> 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%.

del año 2009, donde el país solo logro alcanzar un crecimiento positivo de solo 1.6%, a la sombra de una crisis económica mundial, que introdujo significativas incertidumbres a la economía internacional con sus efectos remanentes en la economía nacional. Pero, aunque el registro del producto nacional fue bajo, el mismo se consideró positivo ante una generalizada contracción mundial.

Sin embargo, la mejora de la perspectiva económica global, desde el tercer trimestre del año 2009, fundamentada en la recuperación de la economía norteamericana y de la esperada reorientación positiva de la mayor parte de las economías europeas, reimpulsaron el crecimiento económico global, de manera que en los años 2010, 2011, 2012, se registraron tasas de 5.8., 11.8, y 9.2%, respectivamente. Evidenciando el cambio a la tendencia positiva, e inicio de un nuevo ciclo de crecimiento. Los registros preliminares de los años 2013, 2014 y 2015 evidencian una estabilización de crecimiento económico del país, alrededor del 6% anual, cifras que sugieren la duplicación de la economía en un corto periodo de 12 años, año 2028, de seguir el actual paso.<sup>3</sup>

Por consiguiente, el pronóstico para los años 2016 - 2020 de la demanda eléctrica en el país, se fundamentan principalmente en factores a lo interno

de la economía nacional, liderizados por la conclusión y puesta en operación de las obras de la ampliación del Canal. Además, de la reanudación y ejecución exitosa de los proyectos estatales de infraestructura, actualmente en construcción como el sistema de mercado y refrigeración de abastos, del sistema vial troncal del país, de la Ciudad de La Salud, del nuevo Centro de Convenciones en Amado.

Por otro lado, las nuevas inversiones de las Líneas 2 y 3 del Metro de la Ciudad de Panamá (SMP); de la rehabilitación integral de la Ciudad de Colón, de nuevos sistemas de agua potable y de saneamiento ambiental de las zonas urbanas, a lo largo del país. En conjunción con otras fuerzas dinámicas al entorno interno, como el incremento de las actividades turísticas, de manera que se mantenga el impulso del reciente y sostenido salto de la economía nacional.

Aunque, con el tiempo el efecto de la lenta pero sostenida recuperación del comercio mundial pueda llevar a la recuperación de la Zona Libre y sus actividades conexas, así como del crecimiento del turismo internacional, vuelvan a ser los motores principales del nuevo impulso económico. Con lo que es de esperar, que luego del año 2017, la economía se estabilice y mantenga parámetros de crecimiento

próximo quinquenio.

<sup>3</sup> De acuerdo a la Fondo Monetario Internacional (FMI), Panamá mantendrá una tasa sostenida anual entre 6 y 7%, en el

sostenido del PIB de 5 a 6%, por varios años.

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 (2016-2019), reflejan crecimientos más altos, 6.9, 7.0 y 6.8%, según la ocurrencia de escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2019-2029), las tasas de

crecimiento son levemente más moderadas, entre 5.6 y 5.8%, respondiendo a escenarios levemente más conservadores con respecto a los parámetros económicos.

Los escenarios analizados se califican de conservadores, debido a las restricciones que se le impone a la serie histórica, dados los precedentes de crecimientos sostenidos similares, a los rangos resultantes del corto plazo.

CAMBIOS PORCENTUALES EN ENERGÍA Y DEMANDA POR PERIODO						
PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESIMISTA (BAJO)	
	ENERGÍA	POTENCIA	ENERGÍA	POTENCIA	ENERGÍA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2016-2019)	6.93%	6.91%	6.98%	6.91%	6.83%	6.82%
LARGO PLAZO (2020-2030)	5.69%	5.64%	5.80%	5.66%	5.58%	5.58%
ANALISIS (2016-2030)	6.02%	5.98%	6.12%	5.99%	5.91%	5.91%

Tabla 1: Cambios Porcentuales en Energía y Demanda por Periodo

Al igual que en los pronósticos de los tres últimos Informes anuales, se destaca la incorporación de la carga futura de magnos proyectos de infraestructura, por parte del Estado. Continuación, a proyectos que culminaron a fines del año 2013 y principios del 2014 en donde sobresalen las primera etapas del Proyecto integral de Saneamiento de la Bahía de Panamá y del sistema de transporte masivo para la Capital del País (SMP), “El Metro”.

Los altos valores de crecimiento se derivan de la entrada simultánea de la

ejecución y operación de las líneas 2 y 3 del SMP; de la operación de la primera y segunda etapas de la PTAR y de las estaciones de bombeo del Saneamiento de la Bahía, de la nueva terminal del Aeropuerto de Tocumen y 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 2016-2019, la

potencia y energía crecen a menores tasas crecimiento anual sostenido, a los cuantificadores de ambos parámetros, planteados en los informes de los años anteriores, dado las postergaciones, suspensión de obras o al cambio conceptual de algunos proyectos anteriormente considerados.<sup>4</sup>

**Al igual que en los PESIN's 2014, 2015, en este informe no se ha analizado con la profundidad necesaria la situación coyuntural del atraso en la entrada en operación de la ampliación del Canal, en las perspectivas inmediatas de corto plazo del servicio eléctrico en el país. A la fecha, se señala como fecha más temprana de entrada en operación el mes de julio del año 2016. Dada la importancia de la actividad canalera y actividades conexas sobre el PIB nacional (1/5 del Producto), este atraso, provoca fuertes implicaciones macroeconómicas negativas, aunque indirectas sobre las proyecciones de energía presentadas, en el presente informe.**

**Atrasos que se transmutaran en probables montos significativos de sobrecostos, lo que conlleva a la disminución y postergación de las**

---

<sup>4</sup> Minera Petaquilla, Desarrollo Minera Panamá, Ciudad Hospitalaria, Centro de Convenciones de Amador, Ciudad Gubernamental, etc.

**utilidades programadas a entregar al Estado de Panamá como beneficiario directo del paso geográfico, causando en primer lugar, perjuicios importantes en el flujo de ingresos requeridos para inversiones nacionales y en todas aquellas actividades conexas.**

A la vez, 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, que han de requerir 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 a la ampliación del canal y al proyecto integral del Transporte Masivo de la ciudad de Panamá (2014 - 2030).

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 inmobiliarios, los cuales deberán reflejarse dentro del periodo de análisis.<sup>5</sup>

A continuación se presentan los pronósticos de demanda de energía eléctrica, para los años 2016-2030.

<sup>5</sup> 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 - 2030

AÑOS	ENERGIA TOTAL (GWH)			DEMANDA (MW)		
	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
	EET- MOD	EET- OPT	EET- PES	DMG- MOD	DMG- OPT	DMG- PES
2009	6,753.7	6,753.7	6,753.7	1,122.0	1,122.0	1,122.0
2010	7,290.3	7,290.3	7,290.3	1,190.4	1,190.4	1,190.4
2011	7,722.5	7,722.5	7,722.5	1,254.5	1,254.5	1,254.5
2012	8,359.8	8,359.8	8,359.8	1,351.3	1,351.3	1,351.3
2013	8,722.1	8,722.1	8,722.1	1,408.9	1,408.9	1,408.9
2014	9,150.5	9,150.5	9,150.5	1,471.5	1,471.5	1,471.5
2015	9,905.9	9,905.9	9,905.9	1,581.0	1,581.0	1,581.0
2016	10,606.4	10,611.1	10,599.2	1,705.6	1,706.3	1,704.4
2017	11,300.6	11,314.0	11,276.8	1,803.6	1,805.7	1,799.8
2018	12,134.8	12,165.2	12,071.4	1,935.9	1,938.9	1,926.5
2019	12,950.4	12,977.1	12,900.0	2,065.1	2,065.5	2,058.6
2020	13,739.6	13,778.3	13,669.6	2,190.0	2,190.1	2,181.2
2021	14,470.4	14,556.0	14,421.3	2,305.4	2,310.5	2,301.0
2022	15,333.5	15,452.9	15,294.3	2,441.9	2,449.6	2,440.1
2023	16,186.1	16,360.4	16,144.7	2,576.5	2,589.9	2,575.6
2024	17,126.4	17,316.0	17,021.6	2,725.0	2,737.5	2,715.4
2025	18,126.3	18,316.7	17,975.4	2,882.8	2,891.7	2,867.3
2026	19,129.0	19,386.9	18,939.0	3,040.9	3,056.5	3,020.8
2027	20,213.2	20,556.0	19,984.0	3,211.9	3,236.4	3,187.3
2028	21,391.7	21,662.0	21,087.9	3,397.6	3,405.9	3,363.1
2029	22,564.8	22,868.1	22,240.7	3,582.4	3,590.7	3,546.7
2030	23,794.3	24,132.4	23,449.4	3,775.9	3,784.0	3,739.2

**Tabla 2:** Pronósticos de Demanda por Escenarios



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

*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

### EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2010)

Con el objetivo de validar la capacidad de predicción del modelo de pronóstico de demanda utilizado, se desarrolló en el plan de expansión del periodo 2007-2021 un análisis comparativo de la proyección del consumo del año 2006, 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

múltiple, integrando en un solo archivo, la información histórica, los escenarios de proyección y los pronósticos resultantes.<sup>6</sup>

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.<sup>7</sup>

(menores en 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%.<sup>8</sup>

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> Para mayor detalle técnico del modelo, refiéranse a Anexo de Metodología del

Modelo.

<sup>8</sup> En este punto es necesario mencionar, que desde el inicio de los Pronostico de la DMG por ETESA, se hace el ajuste a este parámetro, al deducir la demanda interna de Autoridad del Canal (ACP), en razón que los registros del CND solo registran como oferta

En el desarrollo de este análisis, se verifico que los consumos asentados en el subsector “Bloque”, como “Grandes Clientes” desde el año 2001<sup>9</sup>, correspondían a volúmenes de consumo que habían migrado del sector industrial, transformándose los mismos en “Grandes Clientes”.<sup>10</sup> Dado que las diferencias de los registros de los sectores “Industrial” y “Bloque” fueron de magnitudes similares, pero inversas (Ejemplo: - 54.4 vs 52.4 GWh, del Escenario Optimista), se evidencia esta particular migración particular del consumo nacional.

En consideración 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.

---

el aporte del primero al Mercado Mayorista de Electricidad (MME), sin definir pérdidas.

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> En primera instancia, el registro de los “Grandes Clientes” durante el periodo 2001-

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 este consumo particular se 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, al ser requerido el 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 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.<sup>11</sup>

Uno de los principales cambios en el último año en el sector de consumo por Bloques, se da a partir del 1 de julio del 2015, cuando la demanda y

2006 correspondían a CEMEX, Cemento Panamá, y empresas agroindustriales del Grupo MELO.

<sup>11</sup> 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).

consumo de energía eléctrica del área de Bocas del Toro se incorporó oficialmente a la Zona de Concesión de EDECHI, por lo cual a partir de este año, 2016 el consumo futuro de esta región del país será pronosticado en el MODELO por medio de la regresión múltiple.

Por otro lado, el actual suministro de electricidad a las comunidades de la provincia fronteriza de Darién, al extremo este de Panamá, reciben la electricidad de sub-sistemas aislados, por consiguiente un servicio de calidad incierta, en algunos casos 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.<sup>12</sup>

ETESA construirá y pondrá 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, mejorado por ENSA. Por lo de aquí en adelante 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 como demanda adicional dentro del sector de consumo denominado “Bloque”, a partir del año 2019.

La Tabla 3 muestra la evolución del consumo de los Grandes Clientes.

---

<sup>12</sup> 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

**CONSUMO GRAN CLIENTE**  
**ANUAL 2001 - 2015**  
**EN MWh**

AÑOS	CONSUMO POR TIPO								CONSUMO TOTAL		PARTICIPACION			
	INDUSTRIAL		COMERCIAL		OFICIAL		BLOQUE		GRAN CLIENTE		IND	COMERCIAL	OFICIAL	BLOQUE
	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	CONSUMO TOTAL				
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%
<b>TOTAL</b>		<b>1,741,104.2</b>		<b>465,631.2</b>		<b>49,380.4</b>		<b>459,964.1</b>		<b>2,794,551.2</b>	<b>62.3%</b>	<b>16.7%</b>	<b>1.8%</b>	<b>16.5%</b>

(\*) A partir del mes de octubre de 2009 el ítem 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**

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 de este periodo 2005-2014, con respecto a las proyecciones del primer año del modelo de los Pesin's analizados en el periodo 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 2014-2028, 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. En la siguiente etapa tenemos otro ciclo de crecimiento de las desviaciones, hasta un 5%.

### EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO AÑOS 2005 -2014

CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO									
	2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (REAL)	2009 (REAL)	2010 (REAL)	2011 (REAL)	2012 (REAL)	2013 (REAL)	2014 (REAL)
ENERGIA TOTAL (GWh)	-198.9	-73.8	-37.6	307.7	194.6	-219.0	-13.2	81.8	387.1	466.3
DEMANDA MAXIMA (MW)	-23.0	8.9	-5.0	48.6	10.8	-48.7	2.8	31.1	46.4	65.0

Tabla 4: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 - 2014

### EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO AÑOS 2005 -2014

CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO (%)									
	2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (REAL)	2009 (REAL)	2010 (REAL)	2011 (REAL)	2012 (REAL)	2013 (REAL)	2014 (REAL)
ENERGIA TOTAL	-3.48%	-1.26%	-0.60%	4.82%	2.88%	-3.00%	-0.17%	0.98%	4.44%	5.10%
DEMANDA MAXIMA	-2.43%	0.93%	-0.50%	4.70%	0.96%	-4.09%	0.22%	2.30%	3.30%	4.42%

Tabla 5: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 – 2014 (Porcentual)

En suma los desvíos promedios derivados del Modelos de PREEICA, con respecto a las proyecciones anuales globales del modelo, en energía y potencia, durante su ejecución, años 2005-2014, muestran en promedio desvíos menores a 1%

En una primera instancia las cifras preliminares del año 2008 se cuantificaron en 295 GWh, un 4.6% para la energía y 1.6% para la DMG. Pero al compararlo con las cifras reales documentadas por la SNE el desvío de la energía llegó a 454 GWh o sea un 7.3%. Este desvío documentado se focalizaba en el monto de pérdidas global del sistema, registrado en una cantidad de 777 GWh, lo que resultaba en una diferencia promedio de más de 200 GWh, una caída considerable con respecto a los registros de pérdidas de los últimos años.

De lo que se deducía, que el modelo de demanda presentaba desviaciones importantes de las proyecciones de consumo, residencial, pérdidas y en el global, con respecto a los datos reales registrados para los años 2008 y 2009. Por lo cual, esta fuerte reducción en el rubro de pérdidas totales del sistema, para el año 2008 requería de un análisis adicional, lo cual se evidencio en el análisis del pronóstico anterior, años 2010 – 2024, en una corrección apreciable de este rubro, a 924.3 GWh.<sup>13</sup> Con lo cual, en ese año el

desvió ajustado en el consumo eléctrico global se modificó a solo 4.8 %. Al igual, las correcciones imputables a este error en el registro de las Pérdidas, significo un cambio significativo en la desviación del pronóstico del 2009-2024 de -1.84% a 0.96% en la DMG y de 5.92% a valor corregido de 2.88% en el pronóstico de energía.

En el caso del pronóstico 2010-2025, el año 2010 se modifica por esta misma causa, a solo una desviación de solo -7.4 GWh, para una desviación relativa de solo -0.1%. Con respecto a la DMG del año 2010, el pronóstico se desvió en una magnitud de -48.7 GWh, relativamente para un -4.09% del registro alcanzado por sistema interconectado.

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

<sup>13</sup> El error consistía, en la consideración que se tomó como exportación el saldo del intercambio del sistema (-73.4 GWh), en vez

que la misma era realmente de importación de energía (73.4 GWh), durante el año 2008.

sentido contrario, estos pronósticos resultaron sobreestimados con referencia a los resultados reales alcanzados, en razón a los recientes 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 del año 2009 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 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

conservado, 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 del año 2011 y 2012, presentan desviaciones menores o aproximados al 2.0%, con lo cual se puede afirmar que los parámetros de confianza son más que aceptables.

Para los pronósticos de los Pesin's de los años 2013 y 2014, se presentan sobrestimaciones producto de la consideración de proyectos programados para entrar en operación en el periodo analizado. Las obras de los proyectos que no concluyeron ni entraron en operación en el tiempo estipulado, son la Cadena de Frio, el Nuevo centro de Convenciones, la Ciudad Hospitalaria de la CSS, nuevos hospitales de provincias, la propia Ampliación del Canal, ya sea por atrasos propios en la ejecución de construcción y/o suspensión financiera de los mismos.

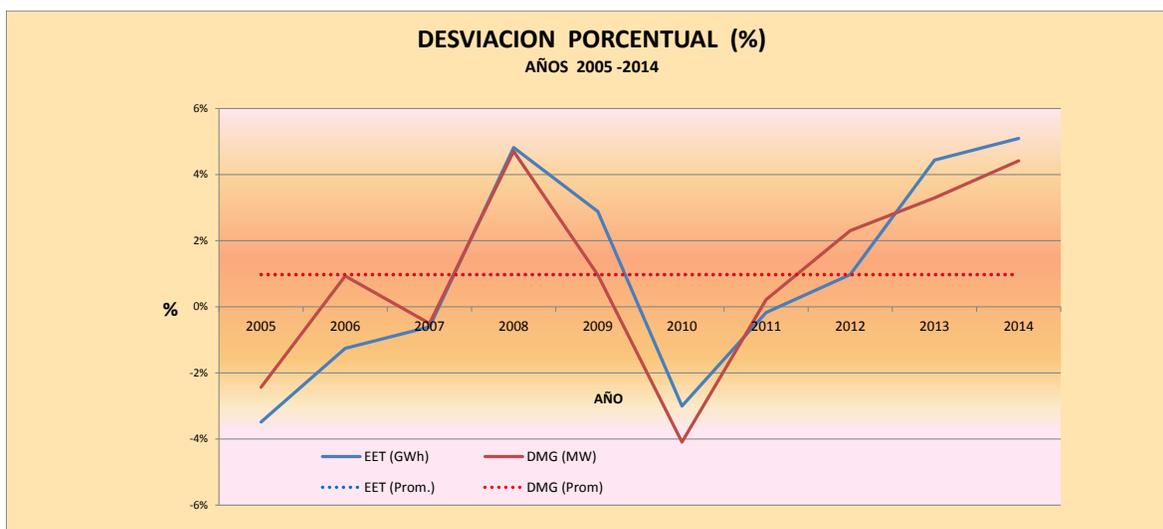


Gráfico 2: Desviaciones del Modelo

## EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2015

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 2015-2029, con los registros preliminares para el año en curso.

Para el primer año de proyección del Plan de Expansión 2015-2029, se presentaron diferencias, nominales y porcentuales, respecto a los registros previsto del año 2015, con base a los datos preliminares conocidos del año, a la fecha de elaboración del documento. Datos y registros que se encontraban compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros rubros solo presentan cifras hasta el primer semestre del año en curso. Para lo cual se proyectan los meses restantes del año analizado, en concordancia al comportamiento promedio de los consumos de estos meses en los últimos cinco años. En la Tabla 6, se presenta la validación estimada para la proyección del primer año del último pronóstico presentado, PESIN 2015-2029.

VARIABLE	CONSUMO 2015 (GWh o MW)		
	PROYECCIÓN <sup>1</sup>		2015 (PRELIMINAR)
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA	
Residencial	2,631.2	2,631.5	2,714.9
Comercial	3,679.0	3,682.9	3,782.6
Industrial	726.4	726.5	665.6
Oficial	898.1	899.3	973.4
Alumbrado	177.5	177.7	180.7
Autoconsumo	5.8	5.8	5.4
Bloque	245.3	249.5	43.1
Otros	3.0	3.0	2.9
Pérdidas	1,505.5	1,530.4	1,537.3
<b>TOTAL</b>	<b>9,871.9</b>	<b>9,906.5</b>	<b>9,905.9</b>
<b>DMG</b>	<b>1,577.2</b>	<b>1,582.8</b>	<b>1,581.0</b>

DESVIACION (Proyección menos Real Preliminar)

VARIABLE	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO ALTO		PROMEDIOS	
	GWh o MW	%	GWh o MW	%	GWh o MW	%
Residencial	-83.69	-3.1%	-83.38	-3.1%	-83.5	-3.1%
Comercial	-103.55	-2.7%	-99.72	-2.6%	-101.6	-2.7%
Industrial	60.79	9.1%	60.84	9.1%	60.8	9.1%
Oficial	-75.29	-7.7%	-74.14	-7.6%	-74.7	-7.7%
Alumbrado	-3.22	-1.8%	-3.07	-1.7%	-3.1	-1.7%
Autoconsumo	0.39	7.2%	0.39	7.2%	0.4	7.2%
Bloque	202.17	468.8%	206.37	478.5%	204.3	473.7%
Otros	0.13	4.6%	0.13	4.6%	0.1	4.6%
Pérdidas	-31.76	-2.1%	-6.86	-0.4%	-19.3	-1.3%
<b>TOTAL</b>	<b>-34.03</b>	<b>-0.3%</b>	<b>0.56</b>	<b>0.0%</b>	<b>-16.7</b>	<b>-0.17%</b>
<b>DMG</b>	<b>-3.80</b>	<b>-0.2%</b>	<b>1.80</b>	<b>0.1%</b>	<b>-1.0</b>	<b>-0.06%</b>

<sup>1</sup> Proyección fechada 25 feb 2015

<sup>2</sup> REGISTROS Reales al 23 de nov 2015

**Tabla 6: Validación del Pronóstico PESISN 2015- 2015-2029, Primer Año**

El pronóstico del año 2015 con respecto a los registros preliminares del consumo, muestran una desviación global de -16.7 GWh, un 0.2 % de energía eléctrica de los diversos segmentos, con la excepción del segmento de consumo Bloque, que se sobrestimo en 204 GWh, mientras la desviación al pronóstico de la DMG fue subestimada en 0.01 %.

Como resultado de este ejercicio se infiere lo siguiente:

- La proyección del consumo global de energía, para el año 2015, se subestimo en el escenario moderado en 34 GWh, sobrestimadas en menos

de 1 GWh en el escenario alto, para una desviación promedio de menos de 16 GWh, lo cual representa un desvío promedio de 0.2%. gracias a la compensación entre los sectores de consumo residencial y comercial con el sector de consumo Bloque.

- El estimado promedio de la DMG del año de 1,581 MW, resulto con una desviación mínima, con una subestimación de 17 MW con respecto al escenario moderado y acertado con respecto al registro máximo proyectado en el Modelo. La desviación porcentual

promedio de menos de 0.1 %. Demanda sobrestimada gracias al retraso de obras como la cadena de frío (refrigeración de abastos), etc. Curiosamente la demanda máxima registrada del sistema es 1,612, derivada del consumo total, el cual no incluye el consumo de ACP, cuya potencia auto consumida promedio, es de 30 MW.<sup>14</sup>

- c) En el periodo, el segmento de las pérdidas totales del sistema estuvieron dentro del rango aceptable de desviaciones, subestimadas en 2% del pronóstico moderado con 19 GWh y en una desviación negativa de 0.4 % con 7 GWh para el pronóstico optimista del año 2015.
- d) Entre los sectores básicos de consumo correspondientes, destaca la subestimación del consumo de los sectores residencial, comercial y oficial por 262 GWh. Estos sectores de consumo crecieron 7.4, 9.2 y 10.5 %, con respecto a los registros del año anterior, muy por encima de los pronósticos esperados de solo 4, 7 y 4.4 %, respectivamente, para el año 2015 Correspondientes en primer lugar, al desarrollo de

zonas urbanas y al registro de consumo de la operación del Sistema de Transporte Masivo (Metro) y de la PTAR, cantidad totalmente compensada por la sobrestimación de los sectores de consumo industrial y Bloque, derivada de la postergación de proyectos como Minera Panama, lo cual explica en casi el 100%, la mínima desviación global del año.

- e) El segmento de consumo Bloque, pronosticaba un consumo de 249 GWh, sobreestimado en promedio en 202 GWh. Debido a su vez en el retraso y la entrada parcial en operación de proyectos estatales considerados y en el traspaso a partir de julio del año pasado, del consumo de la región de Bocas del Toro a los sectores de consumo Básico, por medio de la concesión de EDECHI.
- f) El alumbrado Público creció levemente, gracias a las nuevas construcciones de vías y la incorporación de este servicio a más comunidades. Su acierto muestra una desviación de subestimación 3.GWh, 2%.

<sup>14</sup> Reporte Diario de Operación del CND, del 2 de julio de 2015, el cual fija la demanda pico del sistema en 1582 MW, como el máximo del

año. Demanda que incluye la potencia autogenerada de ACP.

## 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: 2016 y 2030.

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 45 años (1970 – 2015), 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%
<b>TOTAL</b>		<b>80</b>	<b>20</b>	<b>100</b>	<b>100%</b>

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 la evolución reciente y perspectivas del sector eléctrico.

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:**

con el objetivo de 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 basados en cambios evidentes.

### **Escenario Alto u Optimista:**

con el objetivo de 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:**

tiene el objetivo de 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.<sup>15</sup> 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.

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 los propios Estados Unidos, cuya dimensión e impacto sobre la

tres años, muestran que el empuje económico ha desacelerado, con respecto al quinquenio anterior.

---

<sup>15</sup> 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

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 reestructuraciones a lo interno de sus economías. Por ejemplo, China ha caído de un promedio anual sostenido de más de 10% en las dos décadas anteriores, a menos del 7% en los dos últimos años, y con tendencia a la baja.<sup>16</sup>

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, que 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 era a fines del año 2014.

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.<sup>17</sup>

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.

---

<sup>16</sup> Oficialmente La República Popular China estableció su crecimiento económico en 6.9% en el 2015.

<sup>17</sup> 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.



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

*Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco*

## 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. También, por considerarlo conceptualmente más apropiado, se presentan las perspectivas por grupo o sección de cada variable explicativa, para comprender las hipótesis de evolución.

La base de datos incluye los indicadores estadísticos históricos anuales, correspondientes a los últimos 45 años (1970-2015); sin embargo, la descripción de la evolución, en la mayoría de los casos se circunscribe a los últimos 10 a 5 años, dado que corresponde al periodo de mayor influencia en las variables que definen las perspectivas.

Consecuentemente con el cronograma de trabajo para la elaboración de los “estudios básicos”, los datos del último año, 2015, no están totalmente disponibles en las fuentes oficiales, en consecuencia se conforman con datos estadísticos mensuales disponibles de diferentes fuentes primarias (De los 6, 9, ó 10 primeros meses del año en curso), en su mayoría datos preliminares, a la fecha de cálculo de las proyecciones. Lo que obliga a estimar una cantidad

de datos de cierre, este periodo de datos calculados.<sup>18</sup>

De no tenerse a mano registros preliminares, las cantidades esperadas de los últimos meses se estiman, con base en promedios mensuales, tasas promedios históricas, cambios previstos por acciones predefinidas, respetando la permanencia de la data estadística. Lo cual conlleva a conformar un año base, de cierre, con posibles sub o sobre estimaciones.

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. Las variables 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). Además, se analizan con igual precisión los indicadores eléctricos como el precio promedio de la energía eléctrica (PRETOT), precio de los combustibles para generación eléctrica, ventas de electricidad a los sectores de consumo básicos, las pérdidas de electricidad, factor de carga del sistema y los precios históricos y futuros de los combustibles para generación eléctrica.

<sup>18</sup> La data referente a la facturación del año, de no tenerse los registros preliminares, proviene de un estimado basado en los

estados de la facturación, registrada y compilada en los primeros seis meses del año, por ASEP.

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			
<b>DATOS SOCIOECONÓMICOS</b>						
<b>POBLACIÓN</b>						
1	1 Población rural	Fórmula	79%			
2	2 Población rural masculina	CGR				
3	3 Población rural femenina					
4	4 Población urbana	Fórmula				
5	5 Población urbana masculina	CGR				
6	6 Población urbana femenina					
7	7 Población total	Fórmula				7
<b>PRECIOS</b>						
8	1 Inflación de Panamá	COPE	3	3%		
9	2 IPC anual de Panamá (1987 = 100)	Fórmula				
10	3 Precio ponderado real de energía eléctrica	Fórmula				
<b>VALOR AGREGADO (PIB)</b>						
11	1 Agricultura, silvicultura y caza	CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (CGR), TRES SERIES DE BASES DIFERENTES, (1970, 1982 Y 1996)	69	69%		
12	2 Pesca					
13	3 Explotación de minas y canteras					
14	4 Industria manufacturera					
15	5 Electricidad, gas y agua					
16	6 Construcción					
17	7 Comercio al por mayor y al por menor					
18	8 Hoteles y restaurantes					
19	9 Transporte, almacenamiento y comunicaciones					
20	10 Intermediación financiera					
21	11 Actividades inmobiliarias empresariales y alquiler					
22	12 Enseñanza privada					
23	13 Actividades de servicios sociales y de salud					
24	14 Otras actividades comunitarias, sociales y personales					
25	15 Servicio de intermediación financiera					
26	16 Productores de servicios gubernamentales					
27	17 Productores de servicios domésticos					
28	18 Derechos de importación e ITBM					
29	19 ITBM que grava las compras de los hogares					
30	20 Producto interno bruto del sector comercial					
31	21 Producto interno bruto del sector manufacturero					Fórmula
32	22 Producto interno bruto real según					
33	23 Producto interno bruto real de sectores sustitutos					
<b>DATOS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD</b>						
34	1 Facturación de energía eléctrica	IRHE 1970-1997 & ASEP 1998-2006	21	21%	21%	
35	2 Factor de carga eléctrica					
36	3 Ventas de energía en alumbrado público	COMISIÓN DE POLÍTICA ECONÓMICA (COPE)				
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					
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	COPE				
48	15 Pérdidas técnicas en distribución					
49	16 Pérdidas técnicas en generación y transmisión					
50	17 Ventas de energía en sector residencial	Fórmula				
51	18 Ventas de energía en sectores básicos de consumo (residencial, comercial, industrial y oficial)					
52	19 Ventas de energía eléctrica	COPE				
53	20 Demanda máxima de potencia eléctrica					
54	21 Potencia eléctrica instalada					
<b>TOTAL</b>			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.

## INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

Los indicadores socioeconómicos analizados como variables primordiales en este análisis incluyen a los datos demográficos y de actividad económica, incluyendo la inflación.

### 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.<sup>19</sup>

En el mes de mayo del anterior año 2010, se realizó el último censo de población, el Undécimo Censo de Nacional Población y el VII de Vivienda, del cual se derivaron 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 fue necesario realizar una conciliación demográfica de los años 1950-2010 y

ajustar 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 resume en el documento, Estimaciones y Proyecciones de la Población total del País, por Sexo y Edad: años 1950-2050.<sup>20</sup>

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.

A la fecha de elaboración de este informe, es disponible alguna información básica o preliminar del

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

<sup>20</sup> 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.

censo 2010, entre las cuales podemos mencionar la 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 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, con un TCP de 1.78%, para los próximos cinco años, según la nuevas 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.<sup>21</sup> 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.<sup>22</sup>

Durante el periodo 2010 -2020, la hipótesis anterior, aún vigente espera que la población panameña creciera 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

<sup>21</sup> INEC, Boletín No. 13 Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, por Sexo y Edad, editado el 15 de octubre del 2012.

<sup>22</sup> 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

en conjunto con un saldo neto migratorio registrado también bajo, augura para después del año 2030, TPC aun menores a 1.0% anual.<sup>23</sup>

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. En este informe de Estudios Básicos del PESIN 2016 – 2030, partiendo de la población pre - estimada para el año 2010, en alrededor de 3.7 millones de personas, se utilizaran con las consideraciones del caso, los TPC anuales derivados de las hipótesis alta 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.<sup>24</sup> Vale destacar que la

agregan información pertinente al Modelo. El Boletín No. 18, 24 de abril del 2015.

<sup>23</sup> Los registros migratorios, están actualmente bajo un nuevo programa llamado “Crisol de Razas”, que conlleva la documentación de esta población flotante, actualmente indocumentada.

<sup>24</sup> Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, Urbana- Rural en la República de Panamá, por Provincia,

Provincia de Panamá, con más de 51% de la población total, posee el mayor porcentaje de residentes en su área urbana, con 90.6%, lo que representa 1,6 millones de personas, equivalentes al 71.8% de la población total urbana del país. Si a esta cantidad le agregamos la población urbana de la provincia de Colon, con lo cual se conforma la conocida “Región Metropolitana” más de ciento sesenta y seis mil habitantes urbanos, con lo cual esta zona territorial comprende a un 79.7% (4/5) de la población urbana del país.

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 respectivamente, 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 la siguiente gráfica, 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.

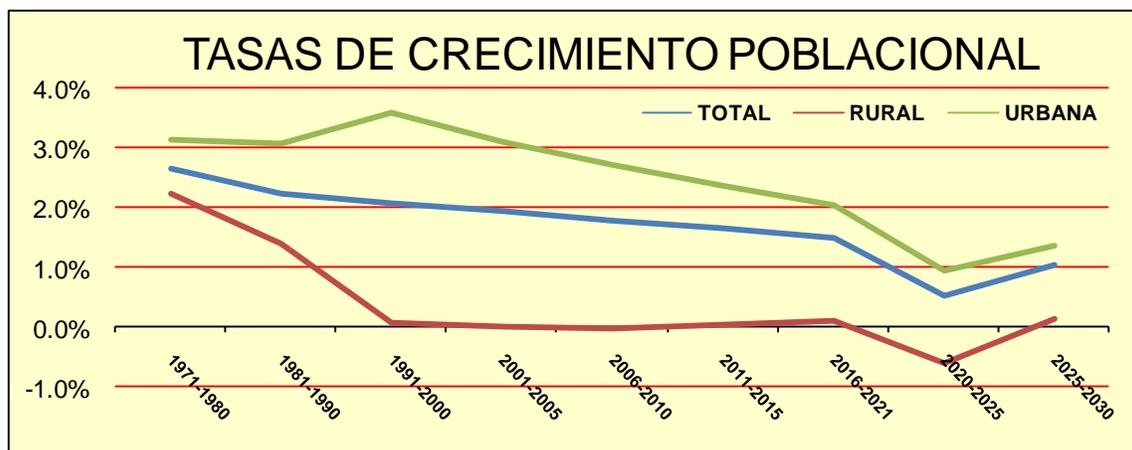


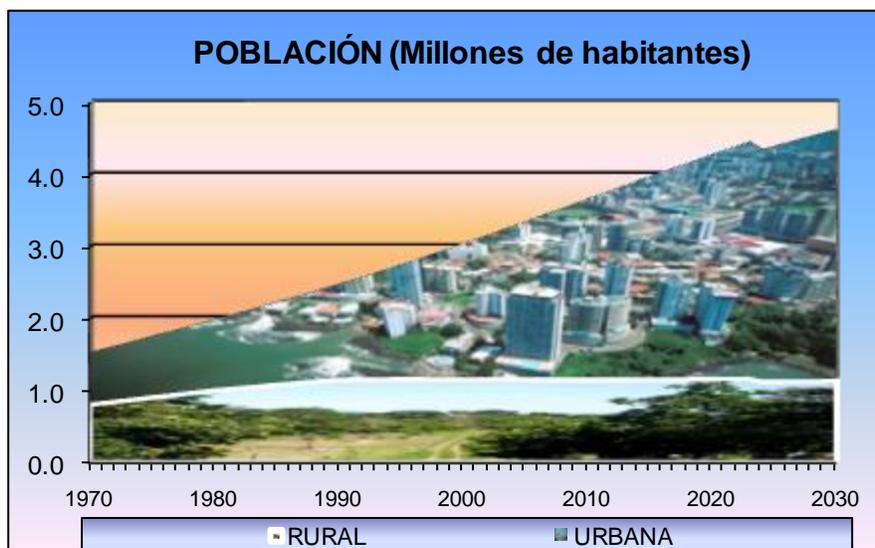
Gráfico 3: Tasas de Crecimiento Poblacional

De acuerdo a la combinación ajustada de dichas proyecciones, durante los 15 años del horizonte de planeamiento, (2016-2030), Panamá contará en los próximos quince años con un adicional de 888 mil habitantes, para alcanzar un estimado de población total en el año 2029, de 4 millones 567 mil 200 habitantes. Pero solo 316, 557 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 66%.

Esta estructura de población muestra un TCP anual de 1.34% aproximadamente, la mayoría de ellos, el 66%, 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 de áreas rurales, con el propósito final de retener población y mucho menos incrementarlas.

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 campo ciudad, como a los avances de urbanización, propios del desarrollo económico.



**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 de tres grupos de recientes actividades, que podrían propiciar significativos crecimientos de población, no previstos en las proyecciones derivadas del X Censo de Población.

La ampliación del Canal. El impacto poblacional de esta actividad se esboza en la “Evaluación Socio-Económica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas<sup>25</sup>”

Las actividades económicas y comerciales no tradicionales

Como mega puertos y astilleros, casas matrices de empresas multinacionales, últimamente el desarrollo de enclaves mineros, entre otras actividades. Desde los años 2009 y 2010 se han tramitado una gran cantidad de permisos de trabajo a extranjeros, especialmente los permitidos dentro de la legislación laboral, de hasta un 10% de la planilla de una compañía. Mano de obra especializada no solo para las empresas inmersas en la ampliación del canal, lo mismo que en el área económica especial Panamá – Pacífico. Así, como de empresas multinacionales que mudan oficinas regionales al país, por las ventajas comparativas que se ofrecen para su establecimiento.

<sup>25</sup> INDESA, abril de 2006. Consultado en la página Web de la Autoridad del Canal de Panamá.

<http://www.acp.gob.pa/esp/plan/temas/ref-docs/>

De acuerdo a las estadísticas del MEF más de 5,000 permisos de trabajo, se han concedido a empresas en los últimos dos años.<sup>26</sup> Aunque es necesario mencionar, que las estadísticas disponibles no permiten inferir, si los permisos anuales no son concurrentes o el plazo de los permisos y por consiguiente la permanencia de esta población flotante.

El “Turismo Residencial”. Derivado de la construcción de edificios y conglomerados habitacionales destinados al “turismo residencial” de reciente promoción masiva. Segmento que dispone de escasa información cuantitativa y abundante información cualitativa, de valor “condicional” para estimar el impacto poblacional, dado que la mayoría de ella es de carácter apreciativo de los promotores o de los grupos de interés. En este caso, inferir con base en los comentarios y afirmaciones provenientes de los promotores, de los empresarios de la construcción y de los registros del comportamiento del Sector Construcción. Este comportamiento se debió a los avances de las inversiones

privadas, donde sobresalían los proyectos residenciales, principalmente en la ciudad de Panamá,<sup>27</sup> de igual forma, los proyectos destinados al turismo residencial, en las aéreas costeras de la provincia de Panamá, Coclé y de las tierras altas de Chiriquí. El cual estaba destinado, en su mayoría, a la venta en el exterior, especialmente en Norteamérica y Europa (específicamente España.)

El cambio del entorno económico mundial, consecuente con la crisis financiera e inmobiliaria norteamericana y luego europea del año 2007 y 2008 hizo decaer significativamente esta demanda, que rigió los años 2005-.2009. Con lo cual se atenuaron temporalmente las anteriores expectativas generadas por el llamado “turismo residencial”, el cual tuvo un impacto específico 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

---

<sup>26</sup> 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.

<sup>27</sup> 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.

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 centralizados de permisos de construcción y ocupación de las mismas.

La incertidumbre generada en la cuantificación de esta población flotante y considerando el marginal impacto que esta tiene sobre el consumo energético y en la ausencia de mayor información se omitieron los cálculos generados, anteriormente, pues se supuso que el análisis migratorio internacional dentro de las `proyecciones de población contemplaba el fenómeno. *“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....”*<sup>28</sup>

A la fecha, se menciona una nueva condición que puede generar presión al incremento potencial de la población, derivado del impulso económico la creación, instalación y

crecimiento de las empresas en el país, encuentran limitante en la escasez de mano de obra especializada, “que podría ser solucionada con la legalización de inmigrantes.”<sup>29</sup> 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.<sup>30</sup> 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.

<sup>28</sup> Boletín N° 7, Estimaciones y Proyecciones de la Población Total del País, por Sexo y Edad 1950 - 2050

<sup>29</sup> SIP: La mayor limitante es la escasez de

mano de obra. La Prensa miércoles 12 de diciembre de 2011, Economía, página 54<sup>a</sup>.

<sup>30</sup> Ídem

## TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS

<i>PERIODOS</i>	<i>MODERADO</i>	<i>OPTIMISTA</i>	<i>PESIMISTA</i>
2007-2010	1.80%	1.80%	1.80%
2011-2015	1.44%	1.63%	1.09%
2016-2019	1.30%	1.54%	0.96%
2020-2024	1.14%	1.43%	0.78%
2025-2030	0.98%	1.32%	0.56%
2016-2030	1.12%	1.42%	0.74%

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 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 ha tenido en los últimos seis años (2007-2014)<sup>31</sup>, 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.

El estimado de inflación promedio anual para el año 2016 se espera se encuentre en un rango entre 1 y 2 %, menor a los registros alcanzados respectivamente en los años anteriores 2011 a 2013, el cual fueron de 5.9%, 5.7% y 4%. En los años 2014 y 2015 se registraron parámetros de inflación de 2.7 y 0.3%, 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.

<sup>31</sup> De acuerdo al Índice de Precios al Consumidor base 1987, empalmada con la serie base 2002, ambas publicadas por la Contraloría General de la

República (Anexo Tomo I - 3, Cuadro No. 3).



Gráfico 5: Crecimiento del IPC

El Gráfico 5 muestra etapas muy definidas del efecto inflacionario en la economía nacional, una primera etapa de alta inflacionaria años 1970- 1984. La etapa siguiente que cubre dos décadas 1985-2004, donde el efecto del incremento del nivel de precios fue casi imperceptible, de aproximadamente 1%, durante toda la etapa. Seguida de la etapa reciente, 2005-2014, caracterizada por algunos registros de inflación elevados, para un promedio del periodo de 4.2%.

Los altos registros en toda la serie, sus máximos son correspondientes a los años 1970- 1973 y 1979-1981, entronizados dentro de las anteriores crisis económicas mundiales, provocadas también, por el fuerte incremento de los precios del crudo, años 1973-1974 y 1980-1982. Resultado de los cambios geopolíticos y del incipiente control de la producción y por consiguiente de la determinación de los precios por parte

del naciente cartel de la OPEP, ocasionando a su vez una escasez mundial de liquidez por parte de las economías importadoras netas de combustibles.

El reciente periodo de alta inflación en nuestro país, fue impulsado principalmente por variables exógenas al sistema económico nacional. Especialmente por 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.

Con la caída espectacular del precio del petróleo en el 2008, de un máximo de 146 dólares por barril de crudo en junio a un precio de aproximadamente 41 dólares a fin del año, se minimizó la fuerte presión sobre la espiral de precios mundiales y en el país, con su inmediato efecto en el poder adquisitivo. Pero los altos índices mensuales ya alcanzados por el IPC durante el año 2008, se

convirtieron de inmediato en un desacelerador del consumo doméstico con su efecto derivado en todos los aspectos de la economía nacional.

Durante el año 2009, el IPC fue declinando mensualmente, desde el mes de enero con 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 variaron de 3.1 en el mes de enero a un 4.9 en el mes de diciembre, aumentando paulatinamente. Indicador de

inflación mayor al año anterior, lo que señala un repunte del fenómeno inflacionario, como lo refleja la anterior gráfica.

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

Aunque este efecto de la inflación en los últimos años, no es equitativa en todos los rubros, ni además sobre los diferentes segmentos en que se compone la sociedad panameña. Ya que el efecto inflacionario es más fuerte en el área 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. El impacto de este rubro se refleja con los incrementos mensuales de hasta 9.5, para terminar el año 2012 con una inflación promedio anual en este rubro, de 8%.<sup>32</sup>

Curiosamente, el comportamiento entre el indicador total y el incremento de precios de los alimentos y bebidas en el año 2011 muestra incrementos similares, lo que indica que existe otro rubro importante que contribuye

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.

<sup>32</sup> 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%,

significativamente al incremento inflacionario de la economía nacional. Por ejemplo, mientras en el año 2011, el índice global es de 5.9%, se destaca el rubro de transporte en 12.3%, por el incremento de precios de los combustibles con 25.1%, el servicio de transporte público 13.3%, tanto como

el precio de otros servicios de transporte.<sup>33</sup>

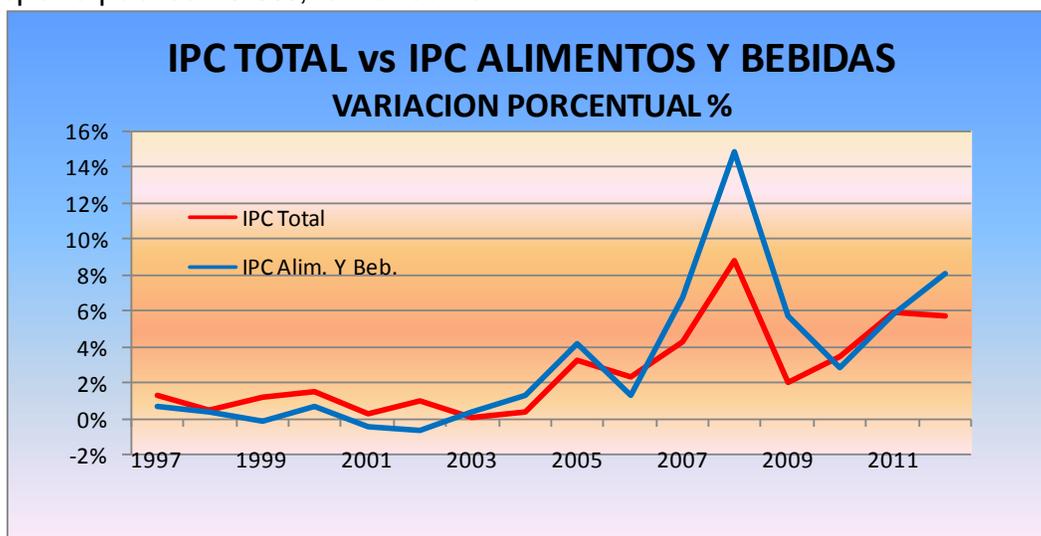


Gráfico 6: IPC Total vs IPC Alimentos y Bebidas

## 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, atendiendo al Producto Interno Bruto per Cápita en términos del coste de vida en cada país. (Entendiendo por coste vida el nivel de la inflación). O en su defecto, Poder adquisitivo (PA) es 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 de uno mismo, pues el ingreso monetario de uno puede aumentar más rápido que la inflación. Entonces, por definición, el poder adquisitivo de un dólar decrece a la vez que el nivel general de precios aumenta.

<sup>33</sup> 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 7: Poder Adquisitivo

Aunque el país ha crecido en los últimos seis años a una tasa promedio anual de más de 8%, impulso sostenido que se espera, debe ir más allá del término de las obras de expansión del canal. Aunque, el alto valor sostenido de este parámetro en estos años, ha reducido en estos años el nivel de desempleo, no así un efecto igual sobre la pobreza. Aun los ingresos de gran parte de la población nacional, no alcanzan para cubrir todas sus necesidades básicas. El poder adquisitivo de esta población se ha reducido en el año 2015, un 35%, con respecto al poder de compra del año 2003. Lo que en otras palabras, significa que 100 Balboas en el año 2015, 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 estadounidense, esconde la caída adicional del poder adquisitivo de compra de nuestra economía, con respecto a sus compras en 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 puede ser más oneroso de lo que indica únicamente el IPC.

En el último 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.

## Actividad Económica

### Evolución Histórica

Panamá tiene en la actualidad, tres formas diferentes de evaluar el desempeño económico de la población que vive en el territorio nacional. El Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC) presenta el Producto Interno Bruto (PIB), estadístico anual segmentado por actividad económica.<sup>34</sup> Es el estadístico nacional con una mayor serie de registros, más de 60 años de datos.

No obstante, los cambios estructurales ocurridos en la economía durante los últimos años, justifican la necesidad de disponer de herramientas adicionales de análisis en períodos de tiempo menores a un año; que permita preparar informes oportunos de la coyuntura económica, a modo de proveer los elementos de juicio apropiados para la toma de decisiones. Por lo cual DEC desarrolló 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.<sup>35</sup>

*A posteriori*, la necesidad de dotar a la región de modernas técnicas estadísticas para el seguimiento de los fenómenos económicos más importantes de un país (producción, precios, empleo, base monetaria y otros) en períodos sub-anales, se desarrolló por el INEC a partir del año 2005, la herramienta estadística Producto Interno Bruto Trimestral (PIBT), para determinar el comportamiento de la economía panameña en el corto plazo.<sup>36</sup>

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

<sup>34</sup> Sistemas de Cuentas Nacionales (SNC 1993), Recomendación de FMI, ONU, WB, FMI, EOCED, Comisión Europea.

<sup>35</sup> DEC, Dirección de Estadística y Censo,

antigua INEC.

<sup>36</sup> El estadístico PIBT, a la fecha no contempla una serie extensa de datos.

de 60 años de datos.<sup>37</sup> Por esta razón, es el indicador referente establecido para valorar de la producción del país a través del tiempo.

Al momento del desarrollo del Modelo PREEICA, año 2006, existían varias series que median las Cuentas Nacionales (PIB), para los años 1946-2006, referidas a los antiguos años base 1950, 1960, 1970 y 1982 y el año base 1996 (vigente al momento). Los consultores de PREEICA tomaron

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 2002-2005, que procedían de la nueva Serie con Base en el año 1996, se empalmaban a la base del año 1982.

## Producto Interno Bruto con Base Año 2007

Desde el PESIN 2015-2029, se tomó, la decisión de utilizar las actualizaciones de los diversos estadísticos, emitidos por INEC. La necesidad de reactualizar la información estadística de base al año 1982, como estaba establecida desde el inicio en el modelo PREEICA desde el año 2003, a la nuevas y recientes series del PIB, IPC y otros esta discos emitidos y publicados por el INEC , desde el año 2012..

Dada la dinámica de en las economías se requieren actualizaciones más recientes posibles de las estructuras de las cuentas nacionales, con el fin de se generen variables siempre representativas de la evolución económica anual y comparar su comportamiento en el tiempo.

El INEC presenta en el año 2012, cifras macroeconómicas anuales con una base de referencia más reciente, para las series del PIB por categoría de actividad económica precios corrientes y constantes, actualizadas e incorporando mejoras requeridas. Por la cual, los registros del PIB de las diversas series, desde 1970 al año 2015, son llevados a la Base 2007.

Por consiguiente, en este informe se empalmaran serie de registros anuales de datos producción nacional 2007-2013, con las series de años bases 1970, 1982, y 1996, del periodo utilizado en el Modelo de Pronósticos, años 1970 -2015.

En las siguientes gráficas se presenta la evolución del PIB total a precios del 2007 y por la importancia, a nivel mundial, que tiene el consumo de

<sup>37</sup> Sistemas de Cuentas Nacionales (SNC 1993), Recomendación de FMI, ONU, WB,

FMI, EOCOD, Comisión Europea.

electricidad en la actividad secundaria de fabricación, se analiza el comportamiento del PIB de la Industria Manufacturera.<sup>38</sup>

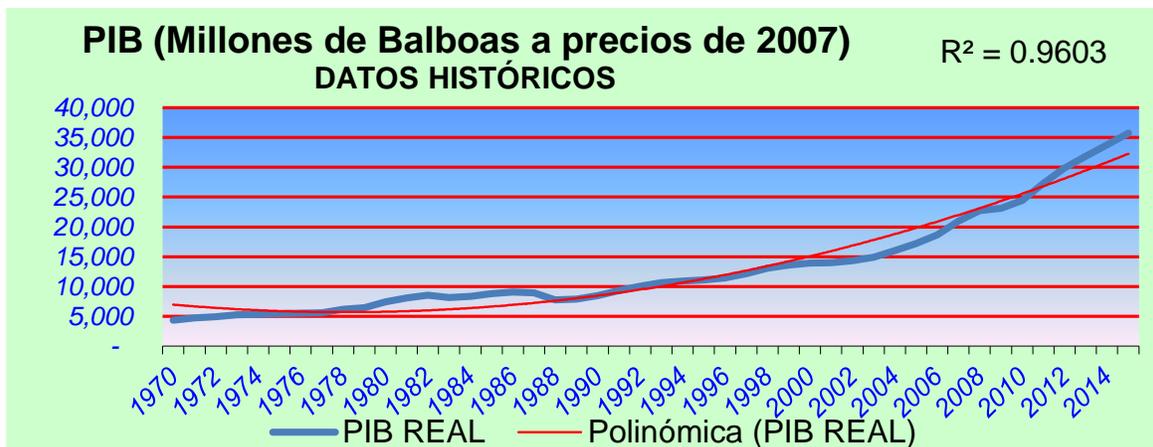


Gráfico 8: Evolución del Producto Interno Bruto - Años 1970-2015

La evolución histórica del PIB en los últimos 40 años muestra en general un crecimiento estable, con un parámetro crecimiento anual sostenido en el periodo de 4.88%, en el cual se observan pequeños periodos de contracción. El coeficiente de determinación de 0.939 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 8.8% anual.

Luego del anterior periodo de crecimiento, a efecto de la crisis financiera global desencadenada en

los países de Europa y los Estados Unidos, sobrevino un retroceso en el año 2009, donde Panamá fue una de la pocas economías del sistema global, en obtener una tasa positiva, 3.2%. Aunque, fue un significativo desaceleramiento con respecto a los momios obtenidos en el anterior periodo de crecimiento. Luego, se finaliza los años siguientes, con crecimientos de 5.9%, 10.8 y 10.2% respectivamente para los años 2010 - 2011 y 2012, para una tasa promedio de 9%. Al alcanzar en los primeros años del nuevo periodo de crecimientos, con registros mayores a los dos dígitos, la economía nacional retorna a la zona de excelentes perspectivas.

<sup>38</sup> Dada la importancia que tiene la Industria para el pronóstico de la energía eléctrica, se analiza la actividad económica de la Manufactura. Normalmente, esta actividad es

de consumo intensivo y corresponde a un segmento significativo del consumo de la electricidad de un país.

Durante los años 2014 y 2015, el PIB alcanzó registros bajos, pero todavía dentro niveles de crecimiento. Para el año 2014 fue de 6.1 %y el año 2015 el registro alcanzado fue de 5.8%. Lo que permitiría que se duplique en

## Manufactura

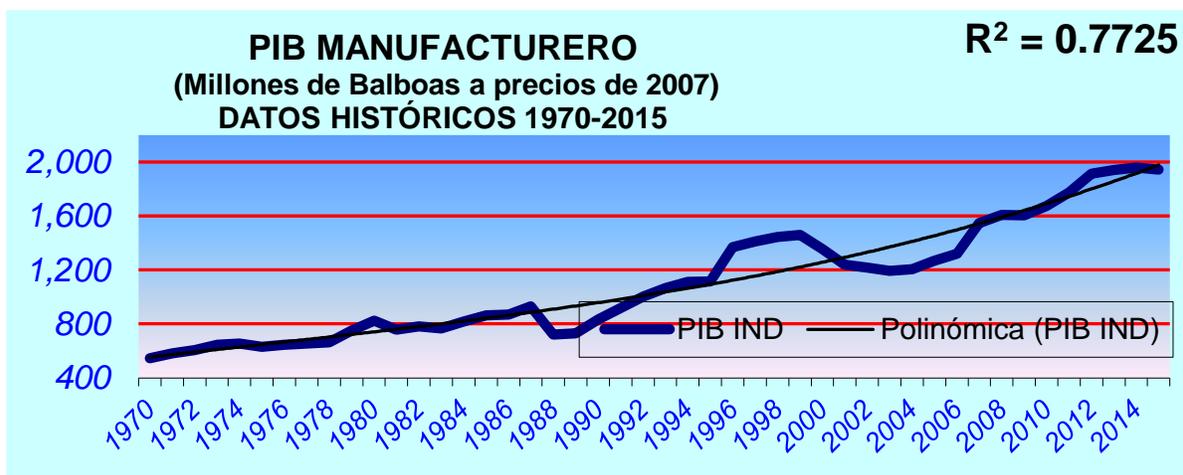
En cambio, el coeficiente de determinación de la serie de valor agregado de la Industria Manufacturera (0.772), evidencia un comportamiento inestable, con periodos de contracción significativos y repetitivos no relacionados directamente, o derivados de políticas macroeconómicas. En la gráfica se observan estos altibajos de esta actividad secundaria. Aunque la actividad de manufactura ha crecido un 3%, anualmente en los últimos 45 años, ha tenido periodos de fuertes contracciones y seguidamente periodos de recuperación, su participación relativa ante el crecimiento global, ha ido disminuyendo, con el tiempo.

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 una contracción de - 3.7% en el periodo 2000-2004. 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

términos reales el nivel alcanzado de la economía nacional, en un lapso de 16 años, a partir del registro del año 2015.

la industria ligera de suministros de alimentos procesados y 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 resultante de la crisis 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, 2014 se escenifica una desmejora en el comportamiento de la actividad manufacturera, al registrarse momios de solo 1.3 y 0.9%, para llegar en el año 2015 a una contracción anual de - 1.3%, con lo cual, se estima un crecimiento de solo 0.3%, en la práctica una total estabilización del crecimiento fabril, en este último trienio, 2013-2015.



**Gráfico 9:** Evolución del Producto Manufacturero - Años 1970-2015

Así mismo, 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 cigarrillos 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.

## Evolución Reciente de la Economía Nacional

Como se observa en el Gráfico 8, luego que el Producto real estuvo creciendo a una tasa 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%, solo superado en la última década, por los países en desarrollo con mayor dinamismo, a nivel mundial. Países de Asia, China con 10.8% e India con 8.9% con tasas de crecimiento anual sostenidas, durante este periodo, gracias a las excelentes condiciones de mano de obra barata, dentro de un mundo globalizado. Al final del año 2009, Panamá termina uno de sus mejores ciclos de alto crecimiento

económico, en toda su historia republicana, al registrar un crecimiento real de solo 3.2%.

Con respecto a los factores de impulso extra nacional, las condiciones que se presentaron del 2005 al 2008, no preveían en el futuro inmediato la alta volatilidad que se presentó en los precios del petróleo, en el 2009 y en consecuencia de todas las fuentes de energía, afectando los precios de las principales materias primas, con lo cual llevo al mundo a un efecto inflacionario global y con alto impacto en la economía doméstica.

Adicional, la 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 la pocas economías en obtener una tasa positiva, de 1.6%. Aunque positivo, fue un significativo desaceleramiento con respecto a los momios obtenidos en el reciente periodo de crecimiento. Luego, en los siguientes años, se retoma el buen desempeño de la economía en donde se alcanza una tasa promedio anual de 7.8%, para el periodo 2009-2014.

## Perspectivas en el Corto Plazo 2015- 2016

Para la estimación de los pronósticos de corto plazo, periodo 2015-2016, 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 todo el año 2015, motivo por el cual ETESA estima la evolución del PIB de este año, 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 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 Econom yInsight, 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 2016, 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.<sup>39</sup>

Consecuentemente, se puede esperar que para el presente año 2015, la tasa de crecimiento del PIB finalice entre 5.7% y 6.0%. Nivel de crecimiento que organismos internacionales como el FMI, CEPAL marcaban al término del año 2014, como tope en la mejor de las condiciones, un 6.5%.<sup>40</sup>

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 6.12%.

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 Tomo 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 2015. Los últimos pronósticos del PIB de las instituciones multilaterales influenciadas en la mejora de las condiciones a nivel mundial emitieron conceptos más 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%,<sup>41</sup> pero en últimas instancias prevén una mejora sustancial de su pronóstico. El MEF mantenía una expectativa medianamente favorable alrededor de 7.0%, basado en la entrada en operación de los magno 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, 2015, lleva a presentar el pronóstico del próximo año, en tres escenarios: optimista, moderado y pesimista, de manera que contemplen el derrotero económico a efectos de los posibles impactos externos y de las variantes estructurales que se desarrollen en el

<sup>39</sup> La exclusión de los estimados del IMAE se explica en el anexo correspondiente.

<sup>40</sup> Información estimada al III Trimestre de la economía nacional, fue divulgada oficialmente por el INEC, el día 4 de marzo del 2016. El

estimado preliminar para el año 2015 fue de 5.8 con cifras trimestrales de 6.2, 6.0, 5.7 y 5.3 %, respectivamente del primer al cuarto trimestre.

<sup>41</sup> BID 6.0%, CEPAL 5.0%, FMI 6.7%.

ámbito interno. Los escenarios conllevan alcanzar como registros máximo, promedio y mínimo, de 7.0, 6.1, 5.0%, respectivamente, correspondientes a los últimos pronósticos de los organismos

internacionales de CEPAL y FMI. En el Anexo Tomo I - 3, Cuadro No. 6 se presenta el PIB estimado para el año 2016, 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.

En su primera parte, del 2002 al 2008, los primeros siete años se caracterizó, 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, Petróleo).

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, para una tasa acumulada anual de 9.75%, la economía nacional debió superar una crisis global, que desaceleró el desarrollo a nivel del comercio mundial, con efectos desastrosos en el ámbito mundial, impactando en la economía nacional con mayor fuerza en los sectores económicos más vinculados a los mercados externos. Dada la inserción de la economía nacional en el entorno económico mundial, el cual paso por la mayor crisis económica-financiera de las últimas décadas, concluyó el año 2009 con un indicador de 1.6%.<sup>42</sup>

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 una tasa alcanzada en los años 2007 y 2008, de más de dos dígitos, 12.1 y 8.6% respectivamente. La

<sup>42</sup> INEC, Registros revisados del año 2008 y

año 2009.

desaceleración del año 2009, con un registro preliminar de aproximadamente 1.6 %, casi un quinto menor, del promedio de los últimos años. Con lo cual, Panamá limitó en el año 2008, su mejor ciclo de alto crecimiento económico (2004-2008). Para luego retomar el buen desempeño de la economía en donde se alcanza una tasa promedio anual de 8.9%, para el periodo trianual 2010-2012.

En el trienio siguiente, años 2013-2015 la economía nacional baja en forma paulatina, su ritmo de crecimiento a, 6.6, 6.1 a 5.8%, para un promedio anual de 6%. Lo cual indica una nueva tendencia hacia un crecimiento sostenido más estable, cerca del llamado **“potencial de crecimiento de la economía nacional”**.

## Premisas y Conceptos a Considerar En Los Pronósticos del PIB en el Mediano y Largo Plazo

Hasta el informe del PESIN 2011-2024, los pronósticos fueron derivados de la concepción de la evolución económica de Panamá, contenidos en el estudio de la Consultoría Económica INTRACORP revisado en abril de 2006.<sup>43</sup> Cuál era al momento, el estudio vigente, más completo dirigido a estimar las relaciones intersectoriales que señalaban el rumbo del crecimiento nacional.

Esta concepción integral del resultado futuro de la economía nacional, en el transcurso de los años 2006-2011, derivado de las perspectivas del entorno externo y de la propia dinámica interna de la economía doméstica variaron ostensiblemente con respecto a los estimaciones pronosticados por INTRACORP, como muestra en la Tabla 10.

---

<sup>43</sup> 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**

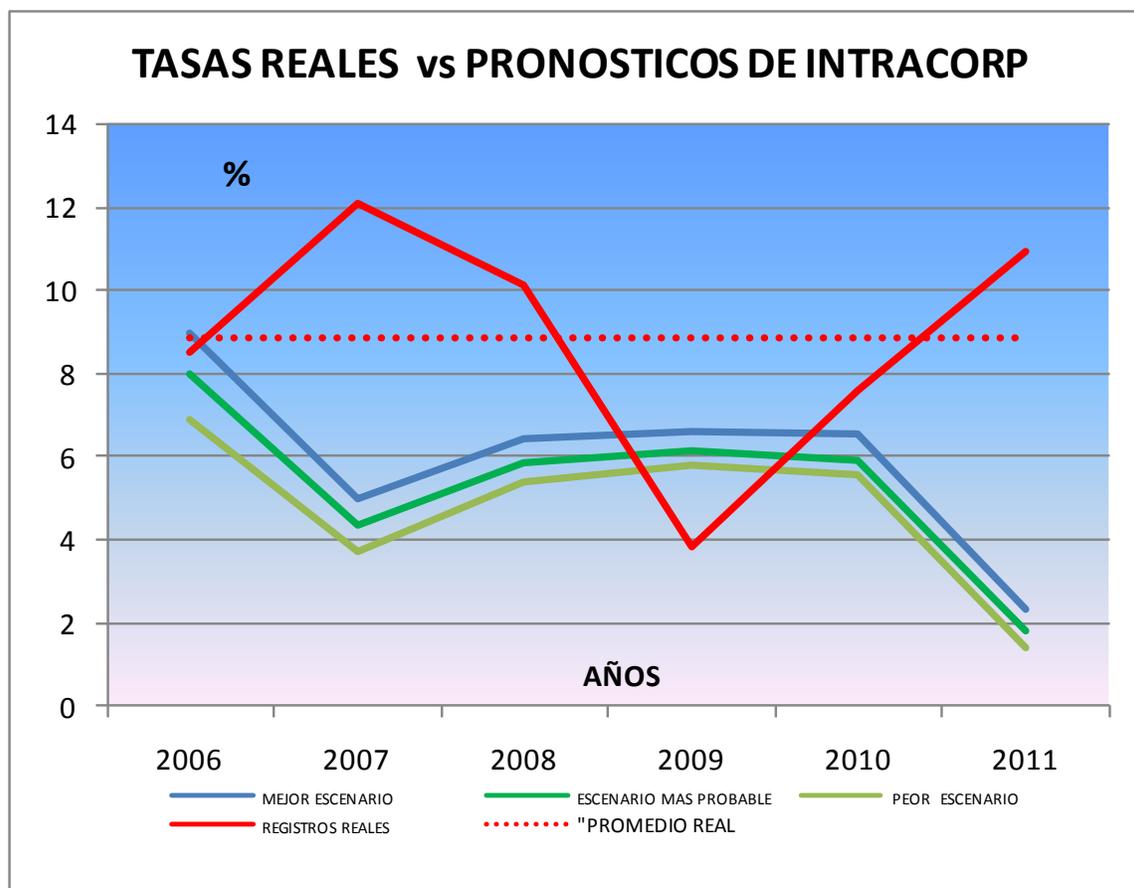
PERIODO	AÑOS	REGISTROS REALES	TIPO	MEJOR ESCENARIO	ESCENARIO MAS PROBABLE	PEOR ESCENARIO
1	2005					
2	2006	8.53	(R)	8.96	8.01	6.87
3	2007	12.11	(R)	5.00	4.35	3.70
4	2008	10.12	(R)	6.41	5.84	5.38
5	2009	3.86	(R)	6.61	6.14	5.77
6	2010	7.45	(P)	6.56	5.88	5.57
7	2011	10.85	(E)	2.34	1.78	1.43
	<b>PROMEDIO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

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 la

siguiente gráfica. En el año 2011 esta diferencia se acentúa 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 fenómenos económicos recientes que interactúan a nivel global y doméstico.

Estas positivas perspectivas de crecimiento se fundamentan, en primer lugar en el supuesto de “un ambiente económico internacional de mayor crecimiento, con un comercio regional y mundial más dinámico”, las cuales derivarían en una tasa estable

de crecimiento mundial estable durante todos esos años, de 5%. A lo interno, estas perspectivas se complementarían con factores dinámicos internos, en el corto plazo, derivados de la ampliación 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.

**A última hora se han profundizado algunos nubarrones ante las esperadas y favorables expectativas del crecimiento económico. Por un lado, el pulso de la economía mundial, se presenta a**

la baja ante un ciclo económico mundial, tras la crisis financiera. “La recuperación posterior ha sido, en el mejor de los casos, mediocre. Mientras tanto, la inflación se queda corta en forma continua en relación a los objetivos de los bancos centrales”, de las economías del mundo industrializado. El otro motor de la economía mundial, China, que creció por sobre el 10% entre 1980 y 2011, ha comenzado una desaceleración que la tiene creciendo cerca del 6% en el presente.

Por otro lado se vislumbran algunos obstáculos en el desarrollo dinámico peculiar de nuestra economía. Muy en especial en aquellas actividades que se fueron en estos últimos años los principales motores de esta economía, actividades de sector terciario, como las actividades de reexportación de la Zona Libre de Colon (ZLC) y de la Ampliación del Canal.

Los golpes sufridos últimamente por el sector de la reexportación, primero por la restricción de divisas por parte de Venezuela, y en menor medida por otros países de la región con respecto a las compras en la ZLC, aunado 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 al inicio del año 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 provisión específica con los préstamos que se otorgan en la zona franca, ya que las decisiones del gobierno venezolano, hace casi imposible que paguen las mercancías recibidas a crédito.

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

Adicional a los anteriores obstáculos, al inicio del 2014, se paralizaron las obras principales de construcción del Tercer juego de esclusas del Canal de Panamá, programadas a entrar en operación a mitad del año 2014, por el contratista principal, Consorcio GUPC.<sup>44</sup>

La paralización produjo atrasos y sobrecostos no totalmente cuantificados, que ha llevado a adendas para la entrega final de las obras a abril del año 2016, como fecha más temprana. Atraso que se

<sup>44</sup> A la fecha ya se encontraban las obras con un atraso oficializado de ocho meses, lo cual fijaba la

entrega de obras, en abril del 2015.

transformaran en la disminución y postergación de ingresos por peaje y con efectos inmediatos y retardados en todas aquellas actividades conexas al emporio de transporte.

La importancia de la actividad canalera y de las actividades conexas sobre el PIB global en los

últimos años (1/5 del Producto), origina en primer lugar, perjuicios importantes en la proyección de la economía nacional, en el corto plazo, lo cual infiere a su vez, nuevos dilemas, en las proyecciones de energía eléctrica, en el corto y mediano plazo.

## Sector Manufacturero

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

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%”.<sup>45</sup> 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%.<sup>46</sup> No

<sup>45</sup> Ídem.

<sup>46</sup> El mejor periodo de esta actividad ocurrió entre

los años 1993-1990, cuando el promedio anual de participación fue de 10.8%

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 cual en la práctica se ha estancado completamente, disminuyendo paulatinamente su participación en monto total del PIB, gracias a la dinámica de los otros sectores

económicos y al propio agotamiento de viejas políticas en que se sustentaba el sector, llegando hasta una participación de solo 5.3 %, en el 2015, 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.<sup>47</sup>



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. La figura siguiente 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

<sup>47</sup> Sustitución de Importaciones, Aranceles de protección, Certificados de Abono tributario (CAT).

consumo específico de la industria se mantiene constante, pasando de una participación de 14% a 8% en el periodo 1998-2015.

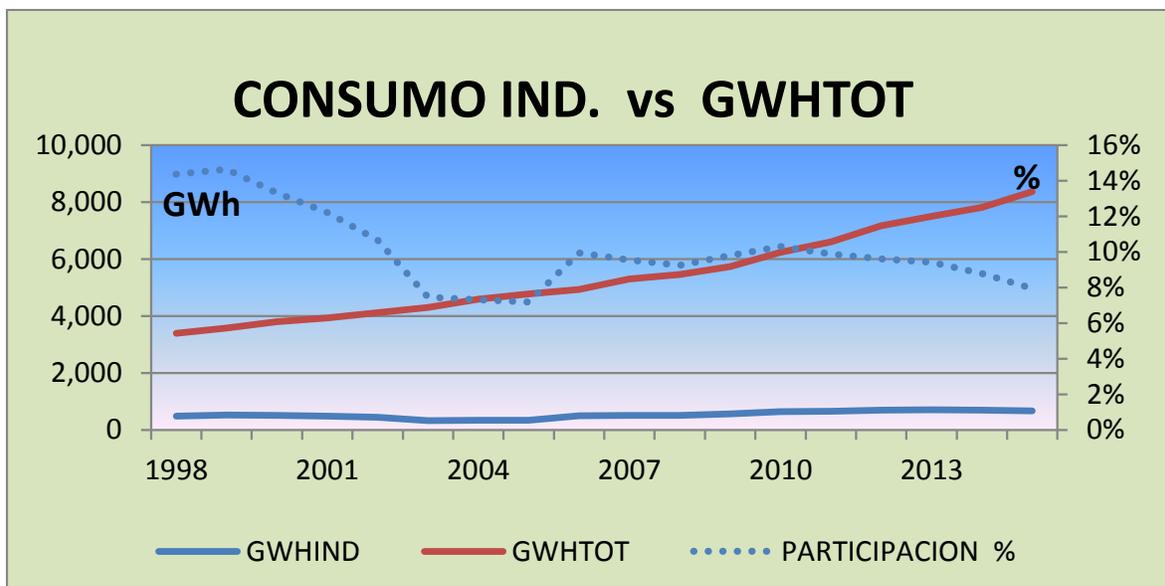


Gráfico 12: Consumo IND. vs GWHTOT

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 con 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.<sup>48</sup> Por consiguiente, los costos crecientes de la energía eléctrica, que el sector ha debido soportar, se pueden convertir en un freno adicional a la dinámica del sector, dependiendo 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 consumo, lo que aceleraría su actual línea declinante.

<sup>48</sup> De acuerdo a la información de los voceros

del sector. Asesoría Económica del SIP.

Por otro lado, existen oportunidades, o sea fuerzas positivas hacia el incremento del consumo eléctrico, por medio del incremento de valor agregado de productos de exportación y re-exportación. Las condiciones cambiantes proclives al desarrollo del área de transporte multimodal específicamente el aéreo y marítimo, favorecen la 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 específicas 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 2016-2030, de 2.7, 3.0 y 2.0%, en los respectivos escenarios moderado, optimista y pesimista. En el Anexo Tomo I - 3, Cuadro No. 10 se presenta el detalle de cálculos de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura).

En el Anexo Tomo I - 3, Cuadros No. 11, 12 y 13, se presentan los registros históricos pronósticos anuales y gráficas de pronósticos, del PIB total y de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura), según los tres escenarios del Pronóstico 2016-2030. En el Cuadro No. 14, 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 el Gráfico 13.

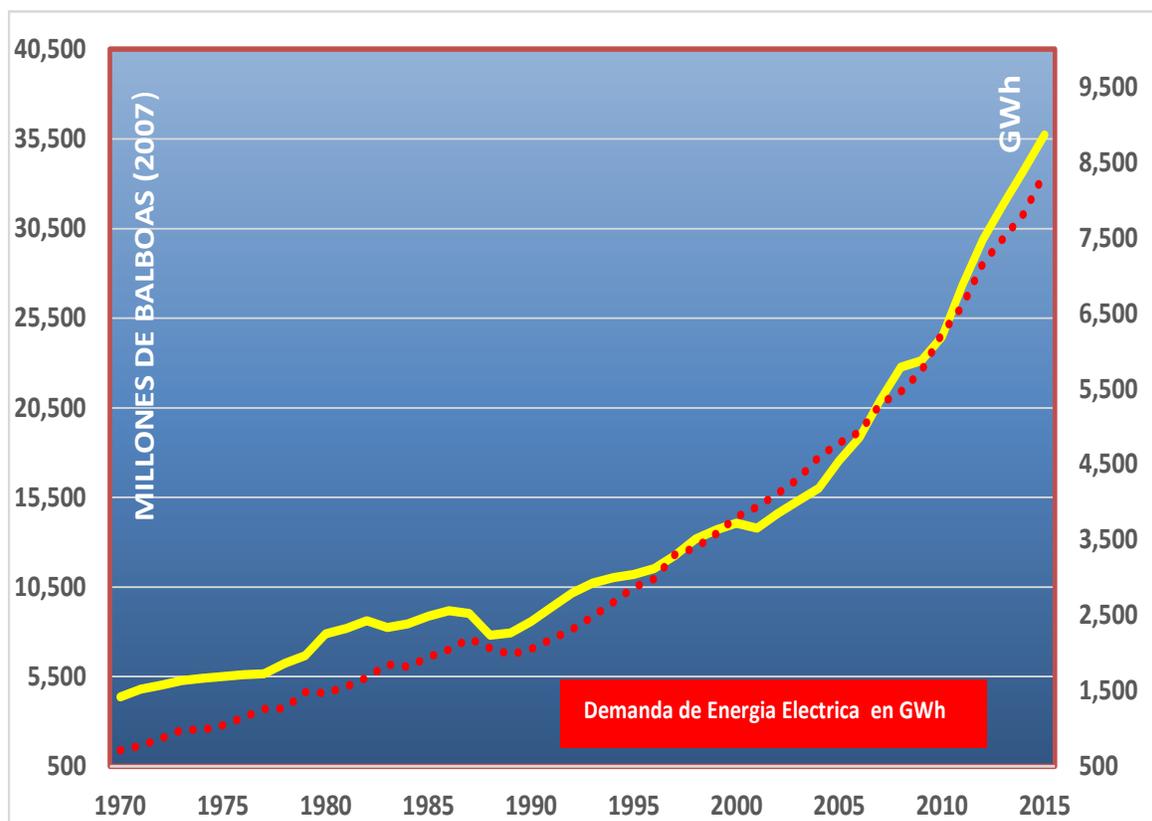


Gráfico 13: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica

Pero, como se observa en el gráfico a partir del 2006 se tiene un incremento mayor en la tendencia del crecimiento del PIB mientras la tendencia de la demanda eléctrica es menos espectacular, con lo cual se observa podemos decir que en los últimos cinco años se produce nacionalmente

más producto versus unidad de electricidad consumida, o en otras palabras se ha incrementado la productividad del país con respecto al insumo eléctrico, como se evidencia en las tablas siguientes:

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y VENTAS TOTALES DE ENERGIA																			
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TASAS
PIB REAL (MILLONES\$ 2007)	13,170.3	13,686.4	14,058.0	13,791.5	14,595.6	15,291.7	16,021.7	17,546.6	18,839.2	20,958.0	22,762.8	23,126.7	24,460.5	27,348.8	29,873.0	31,851.9	33,780.0	35,731.6	6.0%
VENTAS TOTALES (GWh)	3,392.3	3,578.0	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	7,497.7	7,822.6	8,368.6	5.5%
PIB/ VENTAS TOTALES (\$/kWh)	3.882	3.825	3.698	3.506	3.549	3.551	3.487	3.670	3.819	3.956	4.167	4.030	3.925	4.144	4.166	4.248	4.318	4.270	0.6%

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	TASAS
PIB REAL (MILLONES\$ 2007)	13,170.3	13,686.4	14,058.0	13,791.5	14,595.6	15,291.7	16,021.7	17,546.6	18,839.2	20,958.0	22,762.8	23,126.7	24,460.5	27,348.8	29,873.0	31,851.9	33,780.0	35,731.6	6.0%
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	9,905.9	5.0%
PIB/ EE DISPONIBLE (\$/kWh)	3.066	3.059	2.830	2.758	2.795	2.862	2.876	3.072	3.214	3.376	3.564	3.424	3.355	3.541	3.573	3.652	3.692	3.607	1.0%

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	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	1,546.0	1,607.2	1,603.3	1,673.2	1,773.1	1,913.8	1,939.1	1,956.7	1,930.5	1.7%
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	1.8%
PIB INDUSTRIAL/ CONSUMO (\$/kWh)	2.959	2.782	2.674	2.575	2.775	3.711	3.583	3.696	2.688	3.055	3.177	2.853	2.602	2.715	2.777	2.748	2.843	2.900	-0.1%

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, ya sea 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 la gráfica de la Figura 1.16, 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 sistema nacional 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. Esto es así, en razón las características propias del sector servicios.

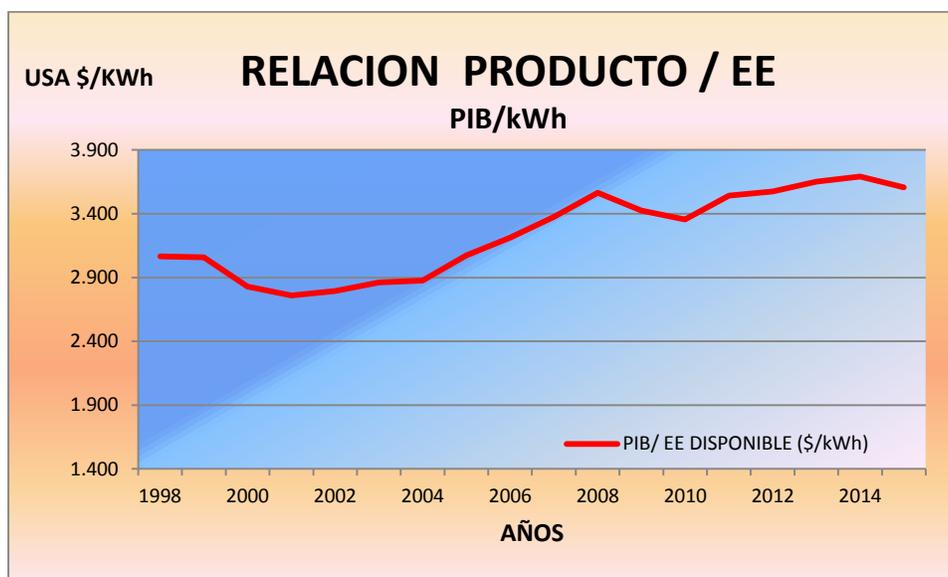


Gráfico 14: Relación PIB / EE

## Consumo Industrial de Energía Eléctrica GWHIND

Por otro lado, el valor agregado del sector industrial, segmento de la producción que es reconocido por la intensidad de consumo energético, particularmente energía eléctrica, mantiene un indicador inestable pero declinando, con una tasa anual

sostenida para el periodo 1998 - 2010 de -2.9%. Este indicador de unidad monetaria producida por kWh, paso de 1.4 en 1998 a un estimado de 1.0 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 1999-2003, el de mayor caída del producto del sector industrial, con un parámetro sostenido de -4.9%, se dio el mayor crecimiento de la relación producto vs consumo eléctrico, el cual pasó temporalmente de un valor de 1.2 \$ de producto por kwh consumido, en el año 2002 a un parámetro de 1.6 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 parque industrial semipesado, el cual se sustentaba en la llamada política de “sustitución de importaciones”, proceso agotado por el nuevo proceso de mercado global en que nuestro sector industrial requería de fuertes inversiones para competir. Con lo cual se infiere que en el periodo, o 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 fue de mayor cuantía.

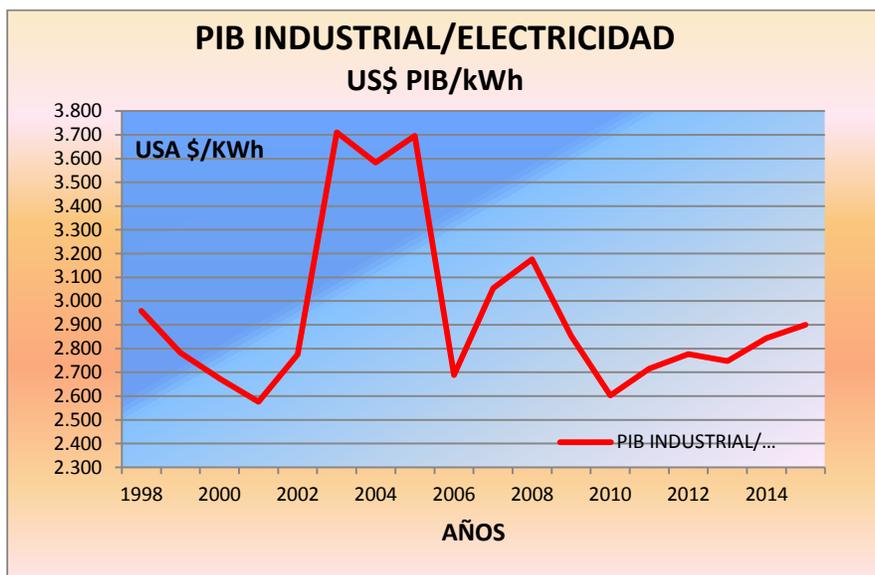


Gráfico 15: PIB Industrial / Electricidad

Como se observa en la gráfica y se plasma en la tabla siguiente, 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 infiere, una producción de menor valor agregado, mientras se utiliza en mayor cuantía del recurso eléctrico.

Del año 2010 a la fecha, año 2015, se encamina a una tendencia de más producto industrial, por energía consumida, en donde el producto crece a una tasa de 3% mientras la energía crece a una tasa de 1%.

El análisis para todo el periodo 1998 - 2015, desde la restructuración del sector eléctrico a la fecha, muestra una tasa de crecimiento sostenida del valor del producto de solo 1.7% anual, mientras la energía eléctrica

consumida por el sector fue de 1.8%.<sup>49</sup> 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 1.2% para todo el periodo analizado. Lo que se traduce en la pérdida de importancia de esta actividad ante el sector terciario, servicios. Para contrarrestar esta tendencia el sector requerirá de inversiones significativas, la búsqueda de oportunidades no tradicionales, para una mejor utilización del equipamiento o de mejores procesos de producción.

<b>TASAS ANUALES ACUMULATIVAS POR PERIODO</b>				
<b>PERIODOS</b>	<b>1998-2202</b>	<b>2203-2008</b>	<b>2009-2015</b>	<b>1998-2015</b>
<b>PIB INDUSTRIAL (MILLONES \$)</b>	-4%	6%	3%	1.7%
<b>CONSUMO INDUSTRIAL (GWh)</b>	-3%	9%	3%	1.8%
<b>PIB INDUSTRIAL / CONSUMO(kWh)</b>	-2%	-3%	0%	-0.1%

**Tabla 14:** Tasas Anuales Acumulativas por Periodo

<sup>49</sup> Para mayor detalle ver las Tabla 12 y Tabla

## 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**

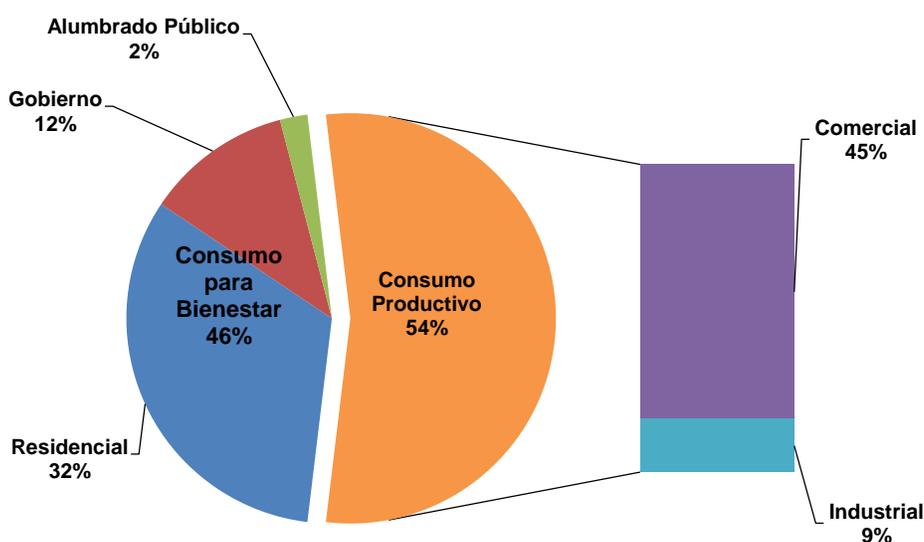
**Ventas de energía eléctrica = Consumo de energía eléctrica**

#### Balance

**Energía eléctrica disponible = Demanda de energía eléctrica**

La participación porcentual promedio (2001-2015) de los principales sectores, indica que se mantiene la estructura de los últimos cinco años, en donde el 46% de la energía eléctrica que se utiliza para el bienestar de los ciudadanos, mientras que el 54% se consume en actividades de producción económica, como se aprecia en la siguiente gráfica.

**ESTRUCTURA DE CONSUMO PROMEDIO DE ELECTRICIDAD**  
 AÑOS 2001-2015



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

## Potencia Eléctrica del Sistema

Al fin del año 2013, la potencia eléctrica instalada del Sistema Interconectado en Panamá, sin considerar las instalaciones de ACP no ofertadas ni Sistemas Aislados es de 2,753 MW,<sup>50</sup> mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, alcanzó un parámetro de 1,5813.9 MW.

La generación neta de energía eléctrica estimada para el 2015 es de 9,519 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica estimadas al final del año, alcanzaran 8,368 GWh.<sup>51</sup>

## Demanda Máxima

Tanto en la tabla siguiente, como en la gráfica, se muestra el constante incremento de la demanda máxima del sistema eléctrico panameño DMG, registrándose incrementos porcentuales anuales, no menores de 4%. Destacándose dos periodos bien

definidos, 1970-1979 con 8% y los últimos seis años 2010-2015 con un de crecimiento anual sostenido, de casi 6%.

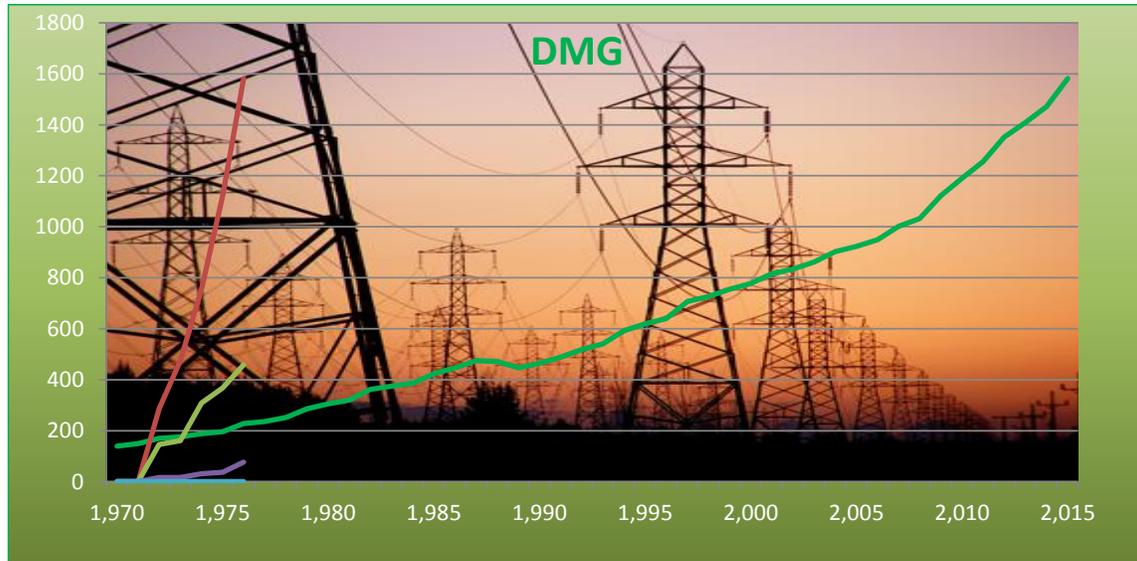
PERIODOS	MAX	INCREMENTO		
	MW	TOTAL MW	PROMEDIO MW	ANUAL %
1970-1979	285.4	146	16	8.3%
1980-1989	474.8	161	16	4.6%
1990-1999	754.5	308	31	5.4%
2000-2009	1,122.0	367	37	4.0%
2010-2015	1,581.0	459	77	5.9%

Tabla 15: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG

<sup>50</sup> 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 Petroterminales.

<sup>51</sup> Incluye 165 GWh de generación Eólica 1.7 GWh de generación fotovoltaica.



**Gráfico 17: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG**

Como dato adicional tenemos que en los últimos 17 años, correspondientes al periodo 199--2000-2015, que se enmarca en el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, la Demanda 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 se creció a una rata de 5.4%, aproximadamente 31 MW por año. Mientras que en los últimos seis años 2010-2015, la demanda creció 5.9% anual sostenido, equivalente a un

### 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. El FC del SIN ha mantenido una estabilidad consistente a través

incremento anual de 77 MW por año. Destacándose el periodo anual 2012-2011, en donde la DMG creció 97 MW.

Es importante mencionar que estos registros de la Demanda Máxima del Sistema Interconectado Nacional, del periodo 1999-2015, no se el equipamiento total de la generación eléctrica de la ACP, solo la oferta contratada.

del tiempo, de acuerdo a los registros históricos anuales del sistema eléctrico nacional, con un factor promedio de 67.6, para una variación promedio anual en todo ese largo periodo 1970 – 1998, de solo 0.10%.<sup>52</sup> Esta evolución, está asociada a

<sup>52</sup>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.

invariables patrones de consumo de energía eléctrica de la sociedad panameña, la cual recibió durante ese periodo, escasas e ineficaces señales de precios que incentivarán formas de consumo más eficientes.<sup>53</sup>

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.

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

A partir de la reestructuración 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 u. para el año 2007, con un factor promedio 70.2 u., para el periodo de diez años, con una variación promedio anual creciente de 0.5%.<sup>54</sup>

En el periodo comprendido del 2001-2008 el factor de carga mantuvo una estabilidad relativa de 70.2 u., pero en los años 2009 y 2010, el FC registró una importante, disminución con valores de 68.7 u., 68.9, y regresando

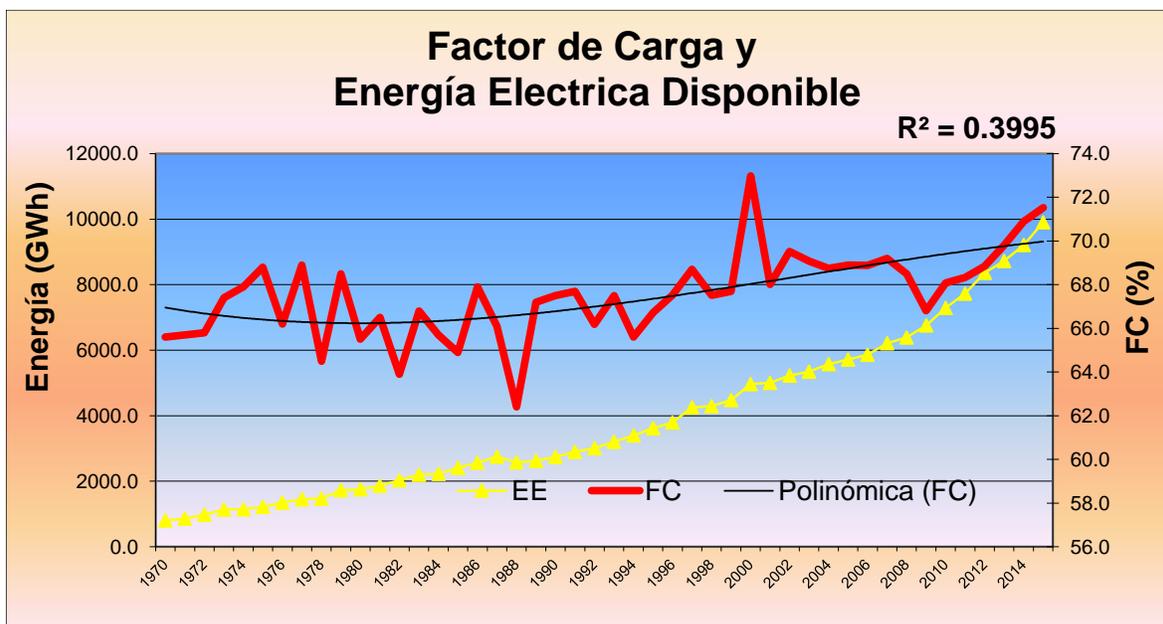
de este comportamiento errático en los años subsiguientes 2011-2015 a registros promedios normales de 70.3 u., 70.7 u. 71.0 y 71.5 u., respectivamente.

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 u., en cambio el periodo posterior 2007-2012 ha resultado en un crecimiento más lento del parámetro, con 0.2% de crecimiento anual, pero con un valor promedio del parámetro de 70.3 u., aun con el retroceso del parámetro en los años 2009-2010.

---

<sup>53</sup> 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.

<sup>54</sup> LEY N° 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.



**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 u. para luego subir a 68.1 u., 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 u., de 70.6.u. en 2012, con 70.7 u. en 2013, 71.0 en 2014, alcanzando en el último año estimado, 2014 un valor esperado de 71.5 u., solamente por debajo del valor máximo histórico en todo el periodo de análisis 1970- 2015, tope para este parámetro de 73.0 u., en el año 2000.

55

La variación no uniforme de este parámetro en el último periodo, especialmente en los años 2009-2010, es consecuente de un incremento significativo en el sistema de la

potencia máxima requerida, no correspondiente con un incremento similar de la energía consumida en el sistema. Probablemente gracias al incremento del consumo eléctrico residencial y comercial no eficiente, derivado de una 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. Adicional a un uso más ineficiente del ligero equipamiento industrial, debido al retroceso momentáneo que experimentó la economía doméstica en este subsector por esos años, consecuente con una crisis económica global.

Es importante señalar que esta involución o comportamiento irregular o inestable que muestra el FC, en

explicación.

<sup>55</sup> Este alto valor del parámetro de 73.u., registrado por el sistema en el año 2000, no tiene una clara

estos los 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 sistemas aislados y del servicio a nuevas aéreas de consumo, 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 energético, correspondiente a las características intrínsecas de esta nueva población integrada.

Por otro lado se tiene un retroceso paulatino, aunque irregular en la demanda industrial, especialmente aquellas consideradas industrias semi-pesadas, uno de los principales sectores de consumo que por lo general incide en la mejora de ese factor, correspondiente a un uso intensivo y ordenado de la energía eléctrica.

Igualmente, debemos considerar la actividad turística, especialmente en el

periodo de verano, acorde con la llamada temporada alta de sector hotelero. Del cual se deriva el efecto de una población flotante, correspondiente a dueños de apartamentos de lujo en la Ciudad de Panamá y de viviendas en aéreas de veraneo, que pernoctan por pocos días al año o de manera irregular, que cuando exigen energía al sistema lo hacen sin medir su carga y consumo.

En los años 2011 – 2015, se observa una tendencia al incremento anual del parámetro FC, a través del comportamiento mensual del parámetro. Análisis, que indica un uso más eficiente del consumo eléctrico con respecto a los años anteriores, gracias al ligero aumento en estos años de la actividad manufacturera ligera y a la mejor utilización del consumo del sector residencial, comercial, consecuente con posibles repuestas a la señales tarifarias de la electricidad, y a una mejor gestión de la distribución eléctrica específicamente en el sector residencial.

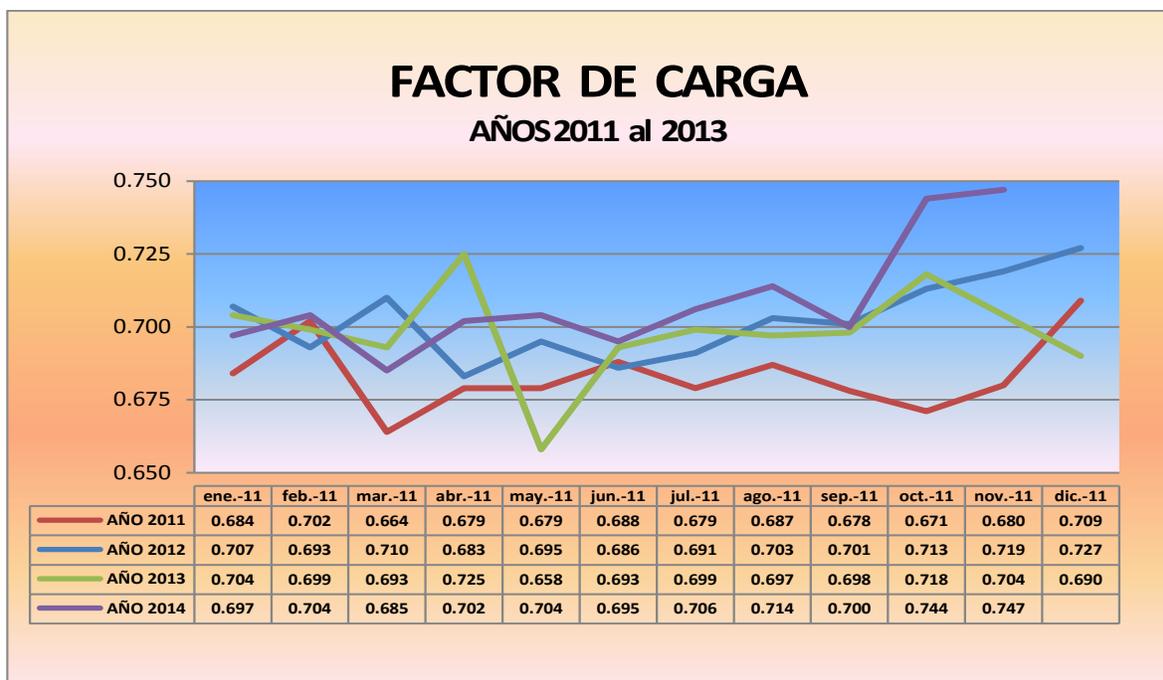


Gráfico 19: Factor de Carga

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 pagan en el año 2012, el mismo precio real de la electricidad, de acuerdo al registro 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” es remplazado por el reciente y creciente fenómeno económico de la “globalización”.

Por otro lado, el nuevo enfoque económico del país, se enmarca en los servicios internacionales: financieros y seguros, en 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, pero a la vez sus instalaciones centrales de aire acondicionado 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.

Por otro lado, el sector oficial que mantuvo en años anteriores, 2007-2008, una campaña de ahorro energético con lo cual controló la tasa de incremento del consumo del sector, aunque en ese periodo el sector oficial crecía en volumen. Pero en los años subsiguientes, por el tipo de operación propia y del inamovible horario de trabajo, el sector no pudo contribuir significativamente en la disminución de la DMG.

Todas estas consideraciones sobre el factor de carga del sistema nacional eléctrico, ayudan a explicar el siguiente gráfico, en donde se observa fácilmente, que el FC se mantiene sobre un promedio de 70.0 u. Con pequeñas caídas y que tiende a incrementar el parámetro en el segundo semestre, cuando las actividades de comercio e servicios se intensifican en el país.

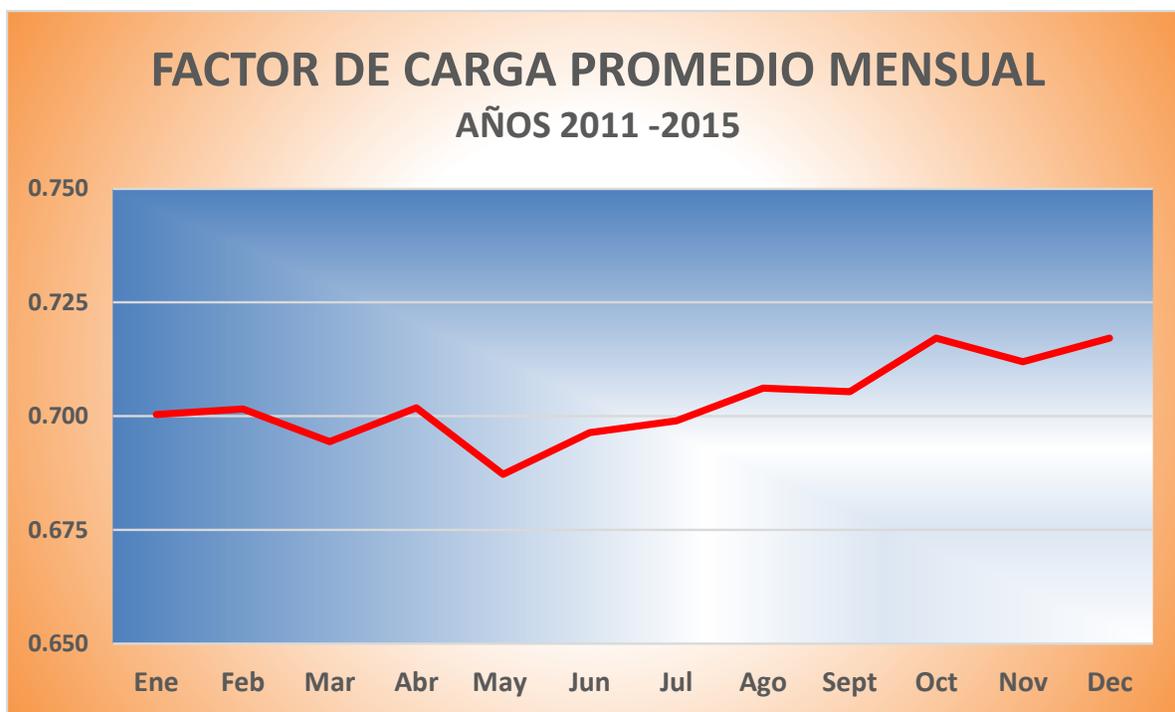


Gráfico 20: Factor de Carga Promedio Mensual – Años 2011 - 2015

El Modelo de proyección de la Demanda, utilizado por ETESA, para el pronóstico del mediano y largo plazo, requiere que se determine o estime exógenamente, la evolución de FC del sistema eléctrico, para calcular la demanda máxima, derivada directamente de la sumatoria del consumo estimado.

Con el fin de optimizar la evolución del desarrollo del sistema, en el escenario medio o moderado, se ajusta el factor de carga, por la integración del consumo del área de Bocas del Toro, y de los megaproyectos de infraestructura estatal. Para lo cual se asume que mantendrán los actuales hábitos de consumo de la sociedad panameña.

Lo que significa, que en por lo menos cuatro años, 2018, mejore una décima porcentual, ritmo que se debe

mantener hasta alcanzar un posible factor de carga tope de 72.0 u., en el año 2027. Lo que significa un crecimiento de 0.6 % en 15 años. Para una tasa anual sostenida de crecimiento, de 0.06%, o sea un parámetro conservador, lo cual se considera consistente con los datos históricos del FC.

Con respecto al escenario optimista, se proyectó el actual parámetro de FC, con la hipótesis de mejores prácticas empresariales y sectoriales, para inducir hábitos más eficientes de uso de la energía eléctrica en los consumidores panameños, no residenciales. Esta hipótesis, considera que en el largo plazo se establecerán algunas políticas energéticas o señales específicas de manejo de la demanda requerida, que impulsaran modificaciones de impacto

a largo plazo, en el comportamiento de consumo actual.

Con lo cual, para efectos del pronóstico optimista, a pesar de la baja correlación lineal de los datos históricos del FC, se calculó para el periodo 2015-2029 el factor, con base en la fórmula de pronóstico lineal del programa Excel. El resultado proyecta una mejora en el actual parámetro de FC, que partiendo del valor ajustado de 71.5 en 2015, alcanza en el año 2029 un excelente factor de carga de 73.0, en 15 años.

Para una tasa anual sostenida de crecimiento, de 0.15%,

Con respecto al escenario pesimista se plantea mantener el factor de carga casi constante, creciendo hasta un factor de 71.6, en el último año de la serie de acuerdo al escenario moderado, para un incremento anual sostenido del factor de 0.02% anual.

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

## Pérdidas de Energía

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

$$\text{Pérdidas totales} = \text{Energía Eléctrica Disponible} - \text{Ventas Totales de Energía}$$

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).

$$\text{Pérdidas totales} = \text{Pérdidas en transmisión} + \text{Pérdidas de Distribución}$$

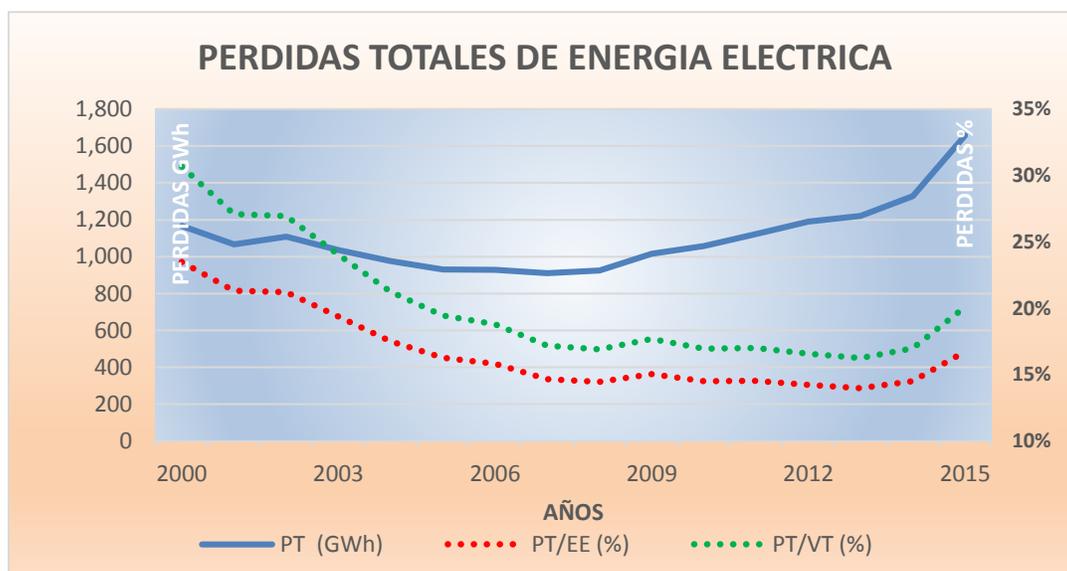


Gráfico 21: Pérdidas Totales de Energía Eléctrica

Como se muestran en la figura de Pérdidas Totales del Sistema y en las tablas siguientes, las pérdidas documentadas, disminuyeron ostensiblemente, en el periodo 2000-2007, en que 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 1,166 a 911 GWh. A partir del 2008 se dio una inflexión pasando a crecer las pérdidas totales en 8.7% anual, mientras la energía disponible creció anualmente 6.4%, en el periodo 2008-2015. Ambos, parámetros tuvieron fuerte impulso en el último año, 8.4% en Energía Disponible y pérdidas totales de 24.7%.

Aunque, estos parámetros han crecido en forma absoluta en el periodo 2008 - 2014, la representación proporcional de las pérdidas con respecto a la energía disponible se ha estado manteniendo dentro de un rango de 14 y 15%, mientras de la energía entregada para el consumo, permaneció entre 16 y 17.7%. De los datos preliminares del año 2015, se observa las pérdidas totales, se estiman en un 15.5 % de la energía disponible, equivalente al 18.4% de las ventas totales estimadas, cuando en el año 2000 estos parámetros habían alcanzado altos registros de 23 y 30 % respectivamente.

AÑOS		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ENERGIA DISPONIBLE (GWh)	(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	9,905.9
VENTAS TOTALES (GWh)	(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	7,822.6	8,249.3
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	1,327.9	1,656.6
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%	16.7%
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%	20.1%
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%	24.7%

Tabla 16: 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	257.3	353.4
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%
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%
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%	15.9%	37.4%

Tabla 17: Pérdidas 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	958.7	1,002.4	1,070.8	1,299.7
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%	13.2%
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%	15.8%
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%	0.6%	4.6%	6.8%	21.4%

Tabla 18: Pérdidas en Distribución en GWh

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, mientras se tuvo un fuerte incremento en el periodo 2015-2014, donde alcanza 20%. Lo que resulto en una tasa declinante de las pérdidas totales del sistema de 2.2%, durante estos 15 años.

El análisis en mayor detalle de las pérdidas de transmisión (PTT), proveniente 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 en que las pérdidas de transmisión crecen paulatinamente, años 2007 -2015, llegando en el periodo reciente a parámetros de 3.6 y 4.3% respectivamente.

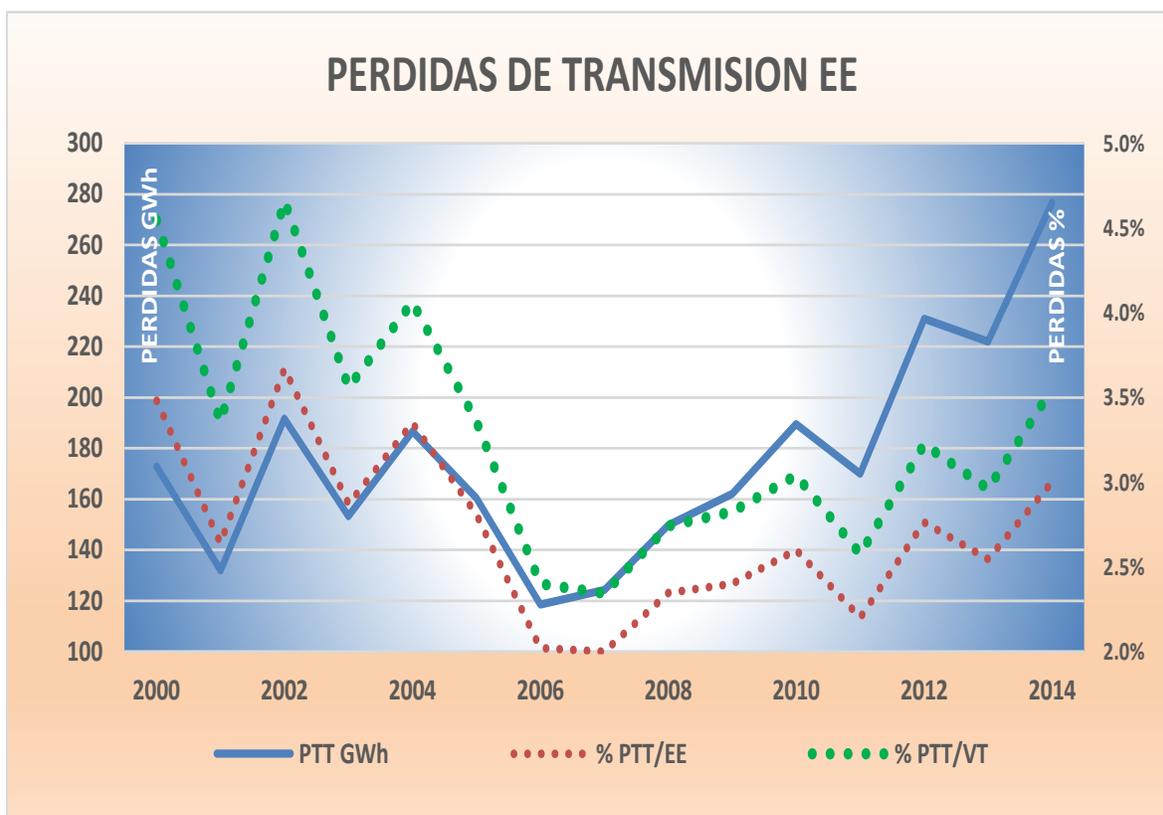


Gráfico 22: Perdas de Transmisión EE

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.<sup>56</sup> Con respecto al año anterior 2015, es importante destacar, que las pérdidas del sistema de transmisión se incrementaron en 96 GWh o sea un 37%.

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.<sup>57</sup>

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

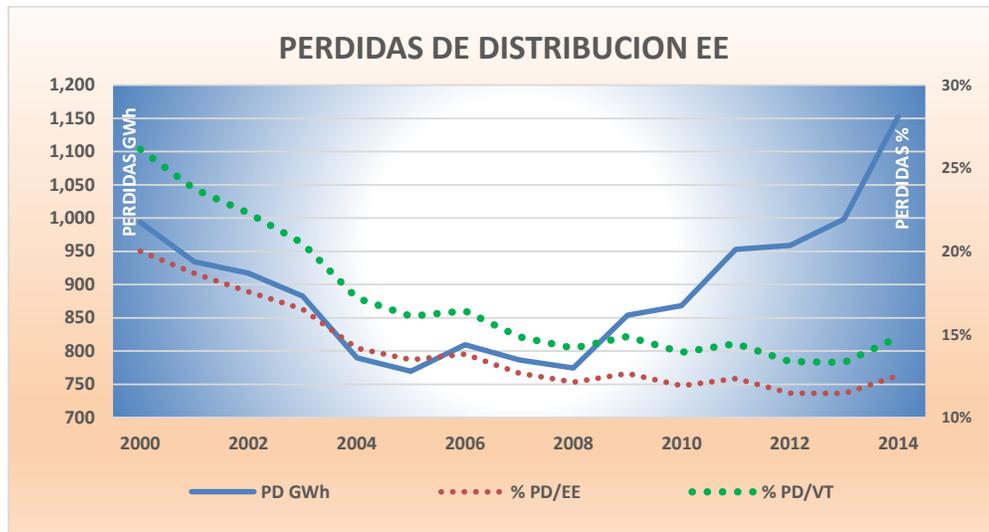
presentan una tasa de declinación anual sostenida de -0.3% y en una segunda etapa, años 2008 – 2015 con un crecimiento de 7.7 % anual sostenido. La primera etapa, refleja los esfuerzos de los agentes del sistema para lograr eficiencia, reduciendo las pérdidas de un 26 % en el año 2000, con respecto a 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 de los sistemas de distribución. La integración de comunidades aisladas y de comunidades suburbanas al sistema. 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.

---

<sup>56</sup> 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).

<sup>57</sup> 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 Distribución EE

Como ejemplo observamos que los registros de PD en los últimos años, del 2010 al 2014 han estado entre el 11.4 y el 12% % de la energía disponible, equivalentes a registros de 13.3% a 13.9% de las ventas totales, mientras los avances respectivos para el año 2015, son el 13.2 % y 15.8%.<sup>58</sup> 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 de análisis, en el año 2000.

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,<sup>59</sup> Por consiguiente, se asume que las diferencias con los registros documentados, corresponden a las 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.

Para efectos de las proyecciones, tanto del escenario moderado, como del optimista, de manera conservadora, se asumió que las pérdidas de transmisión en ambos escenarios se incrementan a 3.6 % de la energía disponible, equivalente probablemente a un 4.4% de las ventas totales, a partir del año 2015. En el año 2016 se estima que las mismas alcanzaran 4.69% de las ventas.

<sup>58</sup> Inferidos con los avances de los informes de Mercado del CND del CND, a diciembre del 2015 y de los indicadores económicos del INEC.

<sup>59</sup> (ENSA) informe por medio de la Nota DDI-ADM-001-2010, que las pérdidas Técnicas de distribución Las estimaciones respectivas (Anexo 4) ELEKTRA se encontraban entre 6.5 y 7%

Desde el año 2010 a la fecha, se incorporaron al sistema eléctrico nacional, de manera escalonada 721 MW de nueva generación hidroeléctrica de las provincias fronterizas de Chiriquí y Bocas del Toro.. De mantenerse la programación actual y de no presentarse condiciones imprevistas en el periodo 2016 -2019, se espera que de esta área extrema del País, en el futuro inmediato se incorporen al sistema de generación unos 360 MW más de fuente hídrica y eólica. Para un gran total de más de 1080 MW, de generación específicamente renovable. Adicionalmente se tiene programado la instalación de aproximadamente 350 MW, de fuente eólica, dentro del periodo de corto plazo 2015-2018, así como la inserción de una gran cantidad de proyectos fotovoltaicos, casi todos en el área central del país, del año 2016 en adelante.

Todo esto reduciría significativamente la participación de la generación térmica 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 pérdidas de transmisión del sistema, para el periodo 2016-2020.

Del año 2021 en adelante, se espera una caída paulatina de las pérdidas en transmisión, gracias a un menor flujo

eléctrico desde el occidente del país, consecuente con la entrada en operación de la nueva infraestructura de transmisión en construcción, como la Tercera Línea Mata de Nance – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 2 de 230 kV y de los equipos auxiliares asociados, en el año 2017. La construcción y entrada en operación comercial de la Cuarta Línea Changuinola – Panamá 3 de 500 kV, la cual se espera esté en operación a inicios de la próxima década año 2021 -2022.<sup>60</sup>

Adicionalmente, el Sistema Interconectado Nacional tiene programado la entrada de más de 900 MW de generación con GNL a partir del año 2018, asociado a una nueva infraestructura de transmisión, desde la costa atlántica en Colón<sup>61</sup>. La entrada en operación de esta nueva infraestructura de generación, refuerza las expectativas hacia una disminución paulatina de las PTT, después del año 2021 con respecto al a los parámetros esperados del periodo anterior (2016-2020). De 5.37%, en el año 2020 en el escenario Moderado. Con las consideraciones del caso se espera que en el escenario optimista se alcance pérdidas de transmisión por 5.02% con respecto del consumo, para el año 2017.

De considerarse el incumplimiento de las acciones y plazos de las obras programadas, se prevé incrementos de las pérdidas de transmisión hasta

<sup>60</sup> La Cuarta Línea 500 kV, Chiriquí Grande (Bocas del Toro) – Panamá III, se encuentra en diseño.

<sup>61</sup> Costa norte 388 MW en 1918, Bahía Las

Minas 160 MW en el 2019, Martano 388 MW en 2020.

5.62 en el año 2020, para luego ir disminuyendo paulatinamente

En resumen, la elevación de las pérdidas esperadas de transmisión a partir del año 2016 hasta el año 2020, enmarcado dentro del periodo fijo del PESIN, es consecuente con el esperado incremento en el corto plazo, del flujo proveniente de la generación hidroeléctrica, inmediatamente se incorporen a la operación 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 otros dispositivos de transporte eléctrico, en ejecución.

En el periodo subsiguiente, las expectativas que giran hacia disminuciones en las pérdidas por transmisión, en el transporte del flujo eléctrico, son razonables con la esperada generación térmica de GNL, en los años 2018 -2020, la cual por características propias adquirirá prioridad en el despacho del sistema. Los registros alcanzados por las pérdidas de transmisión en años anteriores, gracias al fuerte despacho de las centrales térmicas del área metropolitana, en la temporada seca, dada la escasez de energía hidroeléctrica que se tuvo en estos años, reafirma esta posición.

De no existir situaciones imprevistas que modifiquen en el corto plazo la actual estructura del sistema, se estima que por lo menos las pérdidas totales de distribución mantendrán y

disminuirán los valores promedios alcanzados en el periodo más reciente y estable, años 2007-2014. En donde las tasa alcanzadas fueron menores al 12% de la energía disponible aproximadamente, un aproximado de 14% de las ventas totales.

Con lo cual se alcanzarían en el escenario moderado, parámetros totales de pérdidas de 14% de las ventas totales en el periodo 2016 - 2019, si se ejecutan las gestiones requeridas para el mejoramiento de las redes de distribución.

Esperar que las pérdidas técnicas de distribución al término del largo plazo (2020-2030), no sobrepasen un tope de 7%, como premisa general considerada en los escenarios de pérdidas. La misma es consecuente, con esperados cambios en la regulación del sistema. Por consiguiente, para el presente análisis se ha considerado como metas posibles de alcanzar, iniciar el año 2016 con un parámetro de pérdidas técnicas, de 7.5%, para luego obtener en el horizonte del modelo, año 2030 parámetros de 6.9 %, 6.5 % y 7.3%, respectivamente en los escenarios moderado, optimista y pesimista.

Detalle de los Escenarios de Pérdidas considerados en el Pronóstico de la Demanda años 2016 -2030:

En el escenario Moderado de Pérdidas, las PT se mantienen alrededor de 20% de las ventas totales, en el periodo 2015 al 2020. Como meta, se espera alcanzar un porcentaje de pérdidas de 17.7% en el año 2030. Las cantidades de pérdidas

esperadas, son producto de la hipótesis de incremento esperado de las pérdidas de transmisión por incremento del flujo y a un esfuerzo moderado en controlar las pérdidas no técnicas de distribución, para mantener o reducir las mismas del 7.5% al 6.9% de las ventas totales, al año 2029. Las pérdidas cuantificadas de este escenario corresponden al escenario de Bajo consumo.

Para el escenario Optimista de Pérdidas, la reducción de las PT es mayor, llegando a 17.2% de las ventas totales en el año 2030. Este escenario asume mejores prácticas empresariales de distribución, enfocadas a reducir las pérdidas, al mismo tiempo de considerar mayor disponibilidad de pago, debido a la mejor situación económica general. Estas pérdidas corresponden al escenario Moderado de Consumo.

## Precios de la Energía Eléctrica

Recibir una “energía eléctrica onerosa”, es la percepción general del consumidor residencial y en menor cuantía de los consumidores industriales y comerciales, del sistema eléctrico nacional. Pero en realidad el precio real de la electricidad pagada por los consumidores en Panamá es estable, y aún más el precio real pagado en el año 2011, fue menor a el precio pagado por este mismo consumidor en el año 2003.

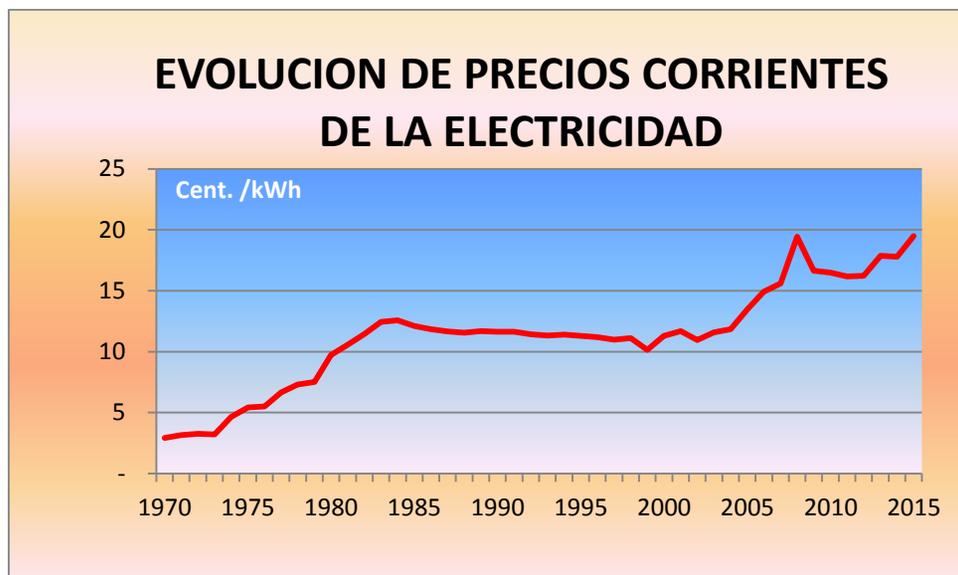
A precios corrientes el servicio eléctrico, medido como la facturación total entre el total de kWh vendidos, paso de 29.3 \$/MWh en el año 1970 a

Con respecto a un escenario Pesimista de Pérdidas, se mantiene los parámetros alcanzados en transmisión en estos dos últimos años, sin mejoras algunas. Con respecto a la actividad de distribución, las pérdidas no técnicas podrían alcanzar valores de hasta, casi 1% más con respecto al escenario optimista. Con esto, el escenario pronostica alcanzar en el año 2030, un parámetro de 18.8% de pérdidas totales con relación a las ventas totales. Estas pérdidas corresponden al escenario Alto de Consumo.

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

Por consiguiente, se espera que en el futuro inmediato, la disminución de las pérdidas totales del sistema, serán más graduales.

178.6 \$/MWh en el año 2013, para un valor promedio anual durante todo el periodo de 11 centésimos por kWh, reflejando un crecimiento de solo 4.1%, o sea una tasa anual sostenida, en un periodo de 43 años. En el año 2015 el usuario pagó un precio corriente de 19.49 centésimos de Balboas por kWh consumido.



**Gráfico 24:** Evolución de Precios Corrientes de La Electricidad

CLASE	AÑOS												
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PRECIO ELECTRICIDAD CORRIENTES	11.6	11.8	13.5	14.9	15.6	19.4	16.7	16.5	16.2	16.2	17.9	17.8	19.5
VARIACION (%)		2.2%	13.6%	10.9%	4.6%	24.5%	-14.3%	-1.0%	-2.0%	0.3%	10.1%	-0.4%	9.6%

**Tabla 19:** Precios Corrientes de la Electricidad - Años 2003-2015

CLASE	AÑOS												
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
IPC ELECTRICIDAD RESIDENCIAL	105.5	105.7	119.3	133.3	142.9	161.0	110.7	104.1	104.0	111.2	118.5	113.5	
VARIACION (%)		0.2%	12.9%	11.7%	7.2%	12.7%	-31.2%	-6.0%	-0.1%	6.9%	6.6%	-4.2%	

**Tabla 20:** Variación de Precios Reales de la Electricidad (IPC) - Años 2003-2014

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 un precio de 12.54 cent/kWh, incrementándose anualmente en 11%. 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 2003-2014, en que el precio varió anualmente 4.4% con tres sub-etapas bien diferenciadas. Por conveniencia del análisis, esta etapa se examina en mayor detalle, en la Tabla 19.

La evolución de los precios corrientes entre los años 2003 y 2015, 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.<sup>62</sup> 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 los últimos tres años el precio promedio de la

<sup>62</sup> Fue el punto máximo de precios de la electricidad, coincidente con el máximo valor histórico alcanzado por el crudo de petróleo, en el mundo.

electricidad ha tenido un repunte alcanzando el precio tope de 19.49 cent/kWh, o sea una tasa de crecimiento en estos dos años de 6.4%. El precio promedio de la electricidad consumida de 16.0 cent/kWh, con una tasa de crecimiento sostenido para todo el periodo de 4.4% anual.

Con el fin aclarar el enunciado inicial de este acápite, de que existe una percepción errada de costo de la electricidad pagada por los consumidores, se relaciona esta serie de precios corrientes de la energía eléctrica, con respecto al nivel de precios nacional. Efecto inflacionario medido por el rubro electricidad dentro del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Con base en octubre de 2002. (Oct. 2002 =100)<sup>63</sup>

El análisis de la Tabla 20 de precios reales 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 2.8% sobre el índice del precio base del 2002. 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 105.7 u. a 161.0 u., techo alcanzado por el servicio de electricidad.

<sup>63</sup> INEC, Panamá en Cifras, Años 2003-2012, Índice de precios al Consumidor según División Agrupación, Grupo, Bienes y Servicios, Varios Boletines, Cuadro 351-03.

En cambio, del 2009 al 2011, el indicador de precio real de la electricidad disminuyó de 161 a 104 u., una caída de 31%, cayendo a una tasa anual sostenida de 13.6. Es interesante enfatizar que el precio real pagado por los consumidores en el año 2011, es menor al precio pagado en el año 2003, un 0.1% menor. Del 2012 al año anterior se registró un aumento real de la electricidad al consumidor de 6.9%, subsiguiente el indicador refleja un incremento de 6.6%, para reducirse en el año 2014, en 4.2%, de acuerdo a los estimados de venta.

Este fenómeno se observa con mayor facilidad, en la siguiente gráfica, el consumidor residencial paga en el año 2011 casi el mismo precio real que en el 2003, en unidades monetarias de octubre del 2002. Además, se observa que precio pagado en el año

2012 se reimpulsa un leve crecimiento de precios del servicio, que termina en el año 2014 cuando el mismo tiene una disminución significativa de 4.5%. El precio real pagado por el consumidor residencial en el año 2008, obedece en gran parte al costo de adquisición temporal que alcanza el barril de crudo de 140 dólares.<sup>64</sup>

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 -2014 declina y se estabiliza, para una tasa de crecimiento sostenido de 0.5 %, el indicador global al consumidor mantiene una tasa crecimiento de 4.4% anual sostenido.

---

<sup>64</sup>Es este punto es necesario mencionar que el IPC de la electricidad, registrado por el INEC refleja el costo pagado por el

consumidor directo, Monto de pago que presenta subsidios abonados directamente por el Estado.

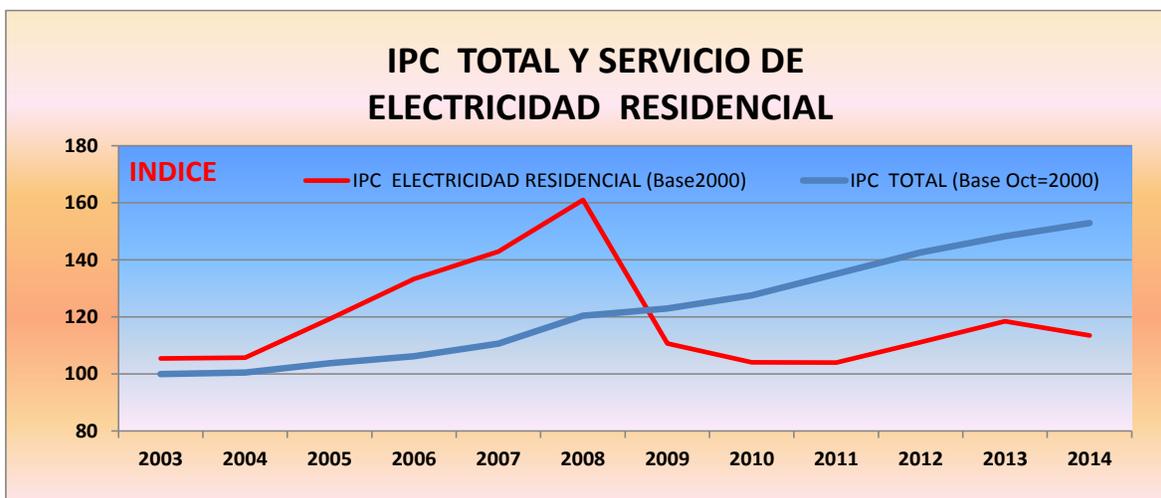


Gráfico 25: IPC Total y Servicio de Electricidad Residencial

El análisis de la totalidad de la serie histórica de los precios promedios de la energía eléctrica (en Balboas de 2002), 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.<sup>65</sup> Con lo que se puede decir que durante este periodo, anterior a la restructuración del subsector eléctrico, el país disfrutó de un precio de energía eléctrica estable.

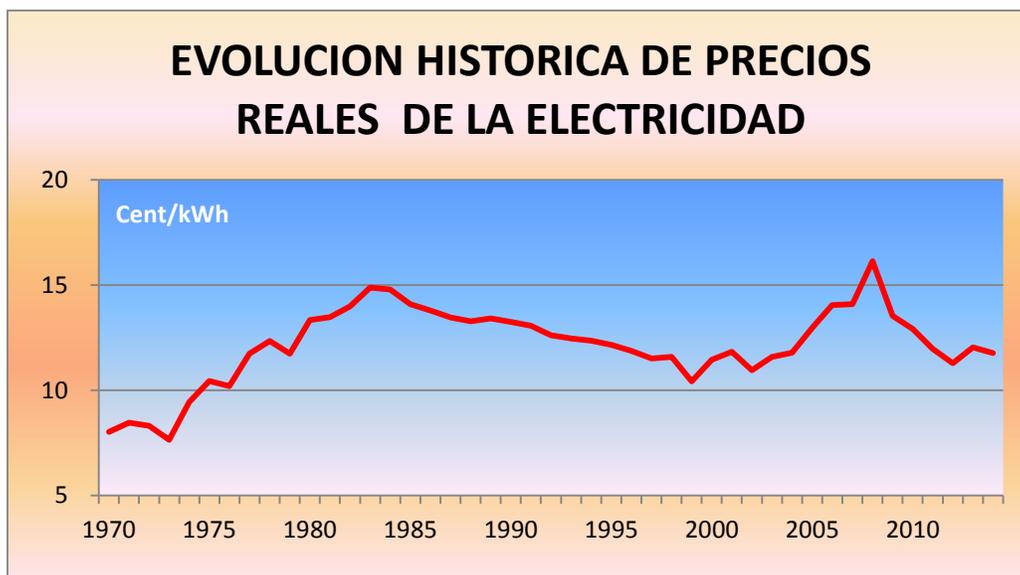
De 1998 al año 2003,<sup>66</sup> periodo inicial de la restructuración del subsector eléctrico, la tasa de incremento real anual fue de 0.3%, mientras en el

periodo reciente, 2004 al 2012, la tasa de incremento anual fue de 3.0%, 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 cae hasta el precio real pagado en el 2003. Reflejando un crecimiento sostenido anual de solo 0.1% en el periodo 2003-2014.

<sup>65</sup>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 N° 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.

<sup>66</sup> La implementación real de la restructuración del subsector eléctrico, es a partir de julio de 1998, pero por conveniencia estadística se contabilizan los efectos a partir del año 1999.



**Gráfico 26:** Evolución Histórica de Precios Reales de la Electricidad

Con lo que para todo el periodo del nuevo régimen del sector eléctrico (1998-2014), el sistema nacional tuvo una tasa anual sostenida de crecimiento de 0.1%. 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. Por lo cual, es necesario mencionar, que la señal recibida por los consumidores finales del sistema, es de una energía consumida más barata, aunque “en su opinión” recibe un servicio oneroso.

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)”.<sup>67</sup> 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

<sup>67</sup> Short-Term Energy Outlook, December 11, 2007 Release, Annual Energy Outlook 2008

(early Release), December 2007. Ediciones anuales subsiguientes.

de importación de crudo, contenido en los pronósticos del EIA-DOE (Anexo Tomo I - 3, Cuadro No. 17).

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 en los últimos cuatro años esta probable correspondencia, anteriormente encontrada entre 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 es cada vez más disímil, como lo muestra la Figura 1.28, para los años 2008-2013.

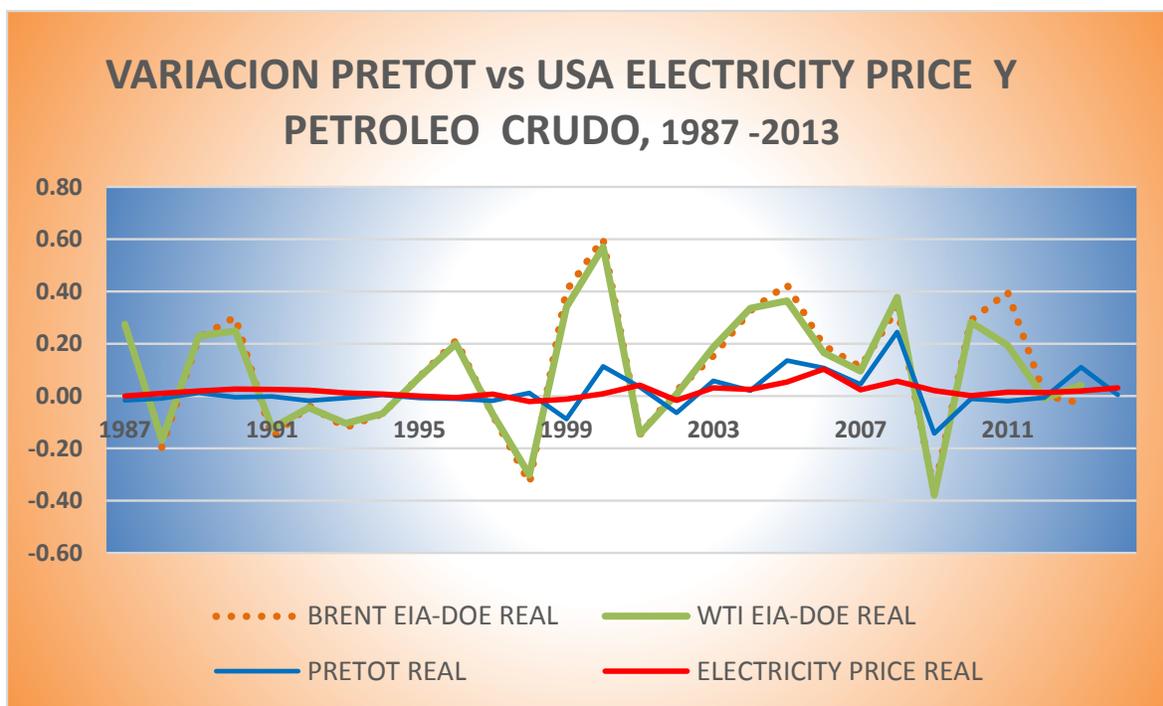
Esta nueva realidad, es consecuente con la volatilidad puntual a la alta del precio mundial del crudo y por consiguiente sus derivados, gracias no solo a las características intrínsecas del propio crudo, a la presión de la demanda, a la escasez momentánea de los suministros, de problemas estructurales en la

capacidad mundial de refinación, de las dificultades en el transporte masivo del crudo, y a otros elementos coyunturales de los fenómenos de geopolítica global, que inciden en este importante insumo.

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 economías europea, japonesa y otros países del llamado “*primer mundo*” casi en recesión y disminuciones de las expectativas económica de Chinas y de los otros “*tigres asiáticos*”.<sup>68</sup> En la actualidad, se presentan sobre ofertas de combustibles líquidos, en razón de la inserción de volúmenes importantes de otras fuentes energéticas líquidas 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*”).

<sup>68</sup> OECD, Organization for Economic Cooperation and Development, organización

de las principales economías del Mundo, “*países del primer mundo*”



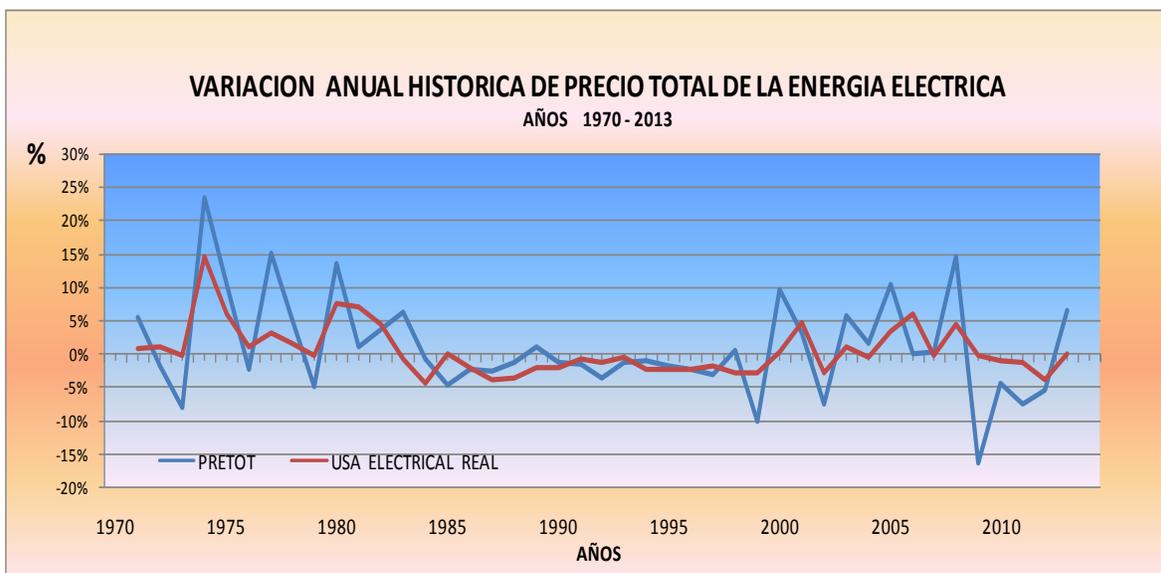
**Gráfico 27:** Variación PRETOT vs Electricity Price y Petróleo Crudo 1987-2013

Por consiguiente desde la versión de los Pronósticos de Demanda 2014 - 2028, se ha preferido encontrar una nueva referencia, que de mejores señales para pronosticar el precio futuro de la electricidad local. 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)<sup>69</sup>, como se evidencia con mayor claridad en la figura 1.29, en donde se muestra una correspondencia relativa en cambios de los precios reales de la energía eléctrica al consumidor final.

<sup>69</sup> EIA- DOE, Table 8. Electricity Supply, Disposition, Prices, and Emissions,

aeo2010r.d111809a, All sectors Average. Ediciones anuales subsiguientes



**Gráfico 28:** Variación Anual Histórica de Precio Total de la Energía Eléctrica

Dada la correspondencia relativa entre las variaciones del precio de la energía eléctrica a los consumidores, del precio PRETOT y el precio promedio a los consumidores en USA, presentado por el EIA-DOE. 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 dependiente del mix de fuentes, así como de la robustez de sus sistemas 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 la electricidad al consumidor final, que elabora el EIA-DOE, para el territorio norteamericano, en los próximos 35 años. La bondad de

estos pronósticos se fundamenta, en la conjunción integrada de las premisas de consumo, existencia actualizada 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.<sup>70</sup>

En la Tabla siguiente se presenta 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.<sup>71</sup>

<sup>70</sup> Ídem, hm2010.d020310a.

<sup>71</sup> El detalle de los Precios PRETOT, se encuentra en el Anexo Tomo I - 3, Cuadro 17

AÑO	PRETOT HISTORICO		Historic Average Retail Prices of Electricity		PROYECCIONES REAL USA cents 2007 /kWh			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				
	Cent Año kWh	Cent 2007/ kWh	Cent 2015/ kWh	Cent 2007/ kWh	Reference case	High	Low	Reference case	High	Low	Reference case	High	Low		
						macroeconomic growth	macroeconomic growth		macroeconomic growth	macroeconomic growth		macroeconomic growth			
													Reference	High Growth	Low Growth
1998	11.12	12.82	15.09	10.51											
1999	10.14	11.54	14.70	10.16											
2000	11.30	12.67	14.32	9.92											
2001	11.69	13.08	14.09	10.05											
2002	10.95	12.12	13.98	9.74											
2003	11.59	12.83	13.75	9.83											
2004	11.85	13.05	13.51	9.82											
2005	13.45	14.35	13.14	10.01											
2006	14.92	15.55	12.70	10.70											
2007	15.60	15.60	12.52	10.65											
2008	19.43	17.86	12.08	10.85											
2009	16.65	14.99	11.68	11.12									-0.1610		
2010	16.48	14.30	11.40	10.97									-0.0458		
2011	16.16	13.24	11.56	10.80									-0.0740		
2012	16.21	12.59	11.19	10.73									-0.0497		
2013	17.85	13.32	11.29	10.79	11.31	11.31	11.31						0.0586		
2014	17.79	12.94	11.29	10.97	11.36	11.37	11.34						-0.0286		
2015	19.49	14.15	11.51	11.03	11.35	11.32	11.39	14.15	14.15	14.15			0.0935		
2016					11.57	11.57	11.55	14.43	14.45	14.35	0.0197	0.0215	0.0140		
2017					11.62	11.54	11.47	14.49	14.41	14.25	0.0041	-0.0027	-0.0068		
2018					11.52	11.51	11.31	14.37	14.38	14.04	-0.0080	-0.0022	-0.0145		
2019					11.61	11.64	11.42	14.48	14.54	14.18	0.0075	0.0109	0.0095		
2020					11.81	11.88	11.55	14.73	14.85	14.34	0.0175	0.0212	0.0117		
2021					12.00	12.08	11.64	14.97	15.09	14.45	0.0162	0.0164	0.0077		
2022					12.08	12.17	11.74	15.06	15.20	14.57	0.0063	0.0074	0.0084		
2023					12.17	12.31	11.82	15.18	15.39	14.67	0.0077	0.0119	0.0068		
2024					12.18	12.43	11.86	15.19	15.53	14.73	0.0008	0.0093	0.0035		
2025					12.31	12.47	11.99	15.35	15.59	14.89	0.0105	0.0038	0.0114		
2026					12.36	12.50	12.09	15.41	15.62	15.02	0.0040	0.0021	0.0083		
2027					12.42	12.53	12.10	15.48	15.65	15.03	0.0045	0.0022	0.0008		
2028					12.45	12.52	12.07	15.52	15.64	14.99	0.0024	-0.0009	-0.0028		
2029					12.41	12.50	12.00	15.48	15.62	14.90	-0.0028	-0.0015	-0.0056		
2030					12.42	12.53	12.05	15.49	15.65	14.96	0.0006	0.0024	0.0039		

Tabla 21: Pronósticos de Precios de la Electricidad en Panamá, PRETOT

## Precios de los Combustibles para Generación Eléctrica

ETESA dejó de utilizar la variación de los precios del crudo de petróleo, del EIA-DOE, como referencia válida, 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, por encontrar que en los últimos años, las tendencias de ambos indicadores de precios, se habían estado alejando entre sí.

El EIA-DOE, presenta sus proyecciones de precios del crudo de manera que reflejen la volatilidad y e incertidumbres de los precios mundiales del crudo, de acuerdo a la visión ideal norteamericana. Esta información 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.<sup>72</sup>

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.<sup>73</sup>

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.<sup>74</sup> 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 tres escenarios de precios de AEO2014, incluían diferentes hipótesis sobre: (1) las decisiones de inversión y producción de por la organización de los países exportadores petróleo

<sup>72</sup> 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.

<sup>73</sup> Explicación más detallada se encuentra Estudios Básicos 2011 - 2025

<sup>74</sup> En el Anexo No. I – 5 del documento Estudios Básicos 2011 - 2025, PERSPECTIVAS MUNDIALES DEL PRECIO DEL CRUDO DE PETROLEO, se presentan los fundamentos de los tres casos de precios.

(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 ha invertido, los precios del crudo y sus derivados han caído 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. 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.<sup>75</sup>

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

<sup>75</sup> Máximo precio del año, 115 dólares, 19 de junio de 2014. Avance del Estado Islámico en Irak.

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 la Cuenca norte del 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 cotizaba en 20.30 dólares por barril.

En la práctica, los precios alcanzados por el crudo obedecen al actual letargo en la economía mundial, con poca demanda de “*comodities*”, entre ellos los combustibles. Coyuntura económica, que comparten, gran parte de 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 doméstico de Norteamérica y otros países de OECD, gracias a la explotación de los bitúmenes, de “*nuevos crudos apretados y de pizarra*”, bio-combustibles y a la utilización de combustibles líquidos derivados del Carbón y Gas Natural.<sup>76</sup> Esta conjunción de sobreoferta de

<sup>76</sup> Solo la producción doméstica estadounidense represento el 80% del crecimiento del suministro global en el año 2014,

combustibles y una débil demanda ha contribuido al incremento de los inventarios y a una caída mundial de los precios.

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, AEO2015 en dólares de 2013.<sup>77</sup>

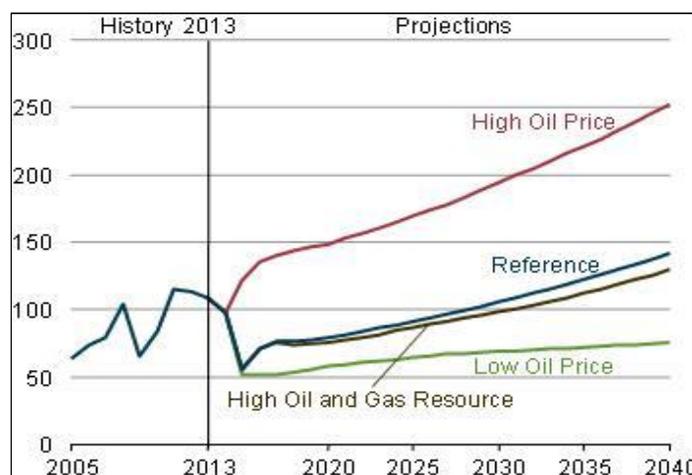


Gráfico 29: Perspectivas Futuras del Crudo, Brent del Mar del Norte – EIA-AEO2015

AEO2015 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 de crudo, y los suministros de otros combustibles líquidos. En el caso de Referencia, caso Alto de Precio de petróleo y Caso Bajo de Precio del petróleo, el precio del crudo Brent del Mar del Norte (Brent) refleja el precio de mercado para el crudo<sup>78</sup>

El caso de Referencia refleja los eventos globales del mercado del petróleo hasta finales de 2014. En los

últimos dos años, el crecimiento en la producción de crudo EE.UU., junto con la caída de finales del 2014 en los precios mundiales del petróleo crudo, ha alterado la economía del mercado del petróleo. Estas nuevas condiciones del mercado se supone que continuará en el caso de Referencia, con la caída de precios promedio del Brent desde \$ 109/ barril (bbl) en 2013 a \$ 56/ bbl en 2015, antes de aumentar a \$ 76 /bbl en 2018. Después de 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) –

<sup>77</sup> A partir del AEO2013 el EIA utiliza Brent Spot Price como el crudo de referencia, a efectos comparativos.

<sup>78</sup> Crudo Ligero dulce libre a bordo (FOB) en la Terminal Sullen Voe en Escocia.

empujaran el precio del Brent a \$ 141/ bbl en el año 2040 (en 2013 dólares). El aumento de los precios del petróleo es compatible con el crecimiento de la producción nacional de petróleo crudo.<sup>79</sup>

El caso Alto de precio 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 \$ 252 /b en 2040, 78% por encima del caso de la referencia. Lo contrario es cierto en el caso de Bajo Precio de petróleo: 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 aumenten lentamente a \$ 76 /b, o sea un 47% por debajo del precio del Caso de Referencia, en el año 2040.

Recientes expectativas del EIA-DOE, se fundamentan en el fortalecimiento de los inventarios de los países de la OECD, consecuente con los bajos precios del crudo, menores a \$ 40 /b. en sus pronósticos de corto plazo, años 2016 y 2017, la cual refleja excedentes de producción ante un ambiente de bajo precio y unas expectativas de crecimiento de la demanda reducida. La existencia de altos inventarios de crudo, durante todo el período de pronóstico, retrasan el reequilibrio esperado del mercado del petróleo, lo cual contribuye a bajar los precios.

Se supone que las nuevas condiciones del mercado, continuaran, por lo que el caso de Referencia, alcanzará en el Largo Plazo, 203 un precios de \$ 141/b, una tasa de crecimiento sostenida de 3.8%. Para los escenarios Alto y Bajo precio de los hidrocarburos, se alcanzan precio de \$ 252.05 y 75.52 dólares por barril, con tasas anuales para el periodo de pronósticos de 6.2 y 1.21 %, respectivamente.

---

<sup>79</sup> AEO2015, EIA-DOE, 15 de abril del 2015.

<b>VARIACION DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO BRENT</b>			
<b>AÑOS 2006- 2040</b>			
<b>TASAS DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL</b>			
<b>PERIODO</b>	<b>REFERENCE</b>	<b>LOW OIL PRICE</b>	<b>HIGH OIL PRICE</b>
<b>2006-2010</b>	<b>7.3%</b>	<b>7.3%</b>	<b>7.3%</b>
<b>2011-2015</b>	<b>-7.9%</b>	<b>-7.9%</b>	<b>-7.9%</b>
<b>2016-2020</b>	<b>7.3%</b>	<b>0.7%</b>	<b>21.7%</b>
<b>2021-2025</b>	<b>2.9%</b>	<b>2.2%</b>	<b>2.6%</b>
<b>2026-2030</b>	<b>3.0%</b>	<b>1.4%</b>	<b>2.7%</b>
<b>2031-2035</b>	<b>3.0%</b>	<b>0.9%</b>	<b>2.6%</b>
<b>2036-2040</b>	<b>2.9%</b>	<b>1.0%</b>	<b>2.7%</b>
<b>2016-2040</b>	<b>3.8%</b>	<b>1.2%</b>	<b>6.2%</b>

**Tabla 22:** Variación del Precio Internacional del Crudo Brent

Las últimas previsiones de precios del petróleo crudo del Mar del Norte, Brent, a corto plazo son en promedio de \$ 34 por barril (b) en 2016 y \$ 40 /b en 2017, \$ 3 /b y \$ 10 /b inferior, respectivamente, a los precios proyectados en AEO215 del 15 abril del 2015. El EIA-DOE espera que los precios del West Texas Intermediate (WTI) promediarán los precios al igual que el Brent en 2016 y 2017, basado en la suposición 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 de sus respectivos puntos de fijación de precios a ese mercado.<sup>80</sup>

EIA presenta las últimas expectativas sobre el precio de los hidrocarburos para los años 2016 -2017. Se

<sup>80</sup> 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.

consideran que los bajos precios de crudos se mantienen al igual que la acumulación de inventarios durante el primer semestre del 2015, en el segundo semestre un reimpulso de la demanda debe llevar los precios a un promedio de 67 dólares el barril para el fin del año 2015, lo que resulta en un re-estimado anual del precio promedio de 58 \$/barril.<sup>81</sup> Para el año 2017 se considera una mejor dinámica de la economía, disminución de inventarios resultarían en leves incrementos del crudo Brent, alcanzando un precio promedio de 76 \$/barril.

La declinación de precios del crudo, en asocio con otros factores pertinentes contribuye a una mayor incertidumbre en los pronósticos, lo que causa una desviación significativa de las proyecciones publicadas por el EIA.

<sup>81</sup> STEO: Short Term Energy Outlook, Análisis de corto plazo de los elementos energéticos del EIA.

Entre estos factores tenemos que volúmenes de los nuevos crudos que contribuyen a la oferta, utilizan tecnología que dependen para su rentabilidad de precios del crudo más altos, aunado ante la reducida capacidad de repuesta de la oferta ante precios bajos, ya que lo usual es reducir la oferta para obtener mejores precios, a pesar de las indecisiones de los integrantes de la OPEP, de mantener la actual producción del Ente de 30 millones barriles diarios.<sup>82</sup>

La mayor parte de los países productores pertenecientes a la OPEP y productores fuera del cartel dependen en gran medida en los ingresos del petróleo para financiar sus economías, por lo cual si los precios del crudo siguen cayendo o se mantienen en un nivel inferior, estos países deberán tomar decisiones políticas difíciles, algunas de las cuales podrían llevar a programas de austeridad y recortes a subsidios para combustibles que podrían provocar disturbios sociales, dejando algunos países vulnerables, donde se afectaría la propia infraestructura petrolera. Con lo que nuevas interrupciones de suministro son una posibilidad real, presentando una mayor incertidumbre

en la previsión de suministro de petróleo mundial.

ETESA considera que dada la incertidumbre actual del mercado de crudo, de los riesgos geopolíticos, y del efecto en el ámbito económico nacional, en el largo plazo le enviarán señales al mercado para la búsqueda del equilibrio hacia “la alta”. La reciente concepción del EIA sobre los precios para el crudo de petróleo, aun refleja una noción futura aceptable de los precios de los combustibles. Solo se introducen a las proyecciones del AEO 2014, los parámetros del STEO para los años 2016 y 2017, de 34 y 40 \$ por barril, sin alterar totalmente sus anteriores pronósticos publicados.

Por lo cual, especula que la variación de los pronósticos de precios del llamado caso de Referencia del petróleo crudo (Reference Case Oil), se considere para el escenario medio o moderado de energía eléctrica., Para el escenario optimista, se considera utilizar la variación anual del pronóstico de Bajos Precios del crudo, o sea el caso Low Price Oil. Con respecto al escenario pesimista considera utilizar el escenario de Alto Precio del crudo, High Price (Anexo I-3, Cuadro No. 1)

---

<sup>82</sup> Reuniones del mes de febrero, de OPEP con representantes de productores de No-

OPEP.

## INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.

En los análisis de demanda del presente PESIN, se muestran un cambio importante, en el segmento Bloque (GWHBLQ), a como se venía presentando desde el PESIN 2011, principalmente en el consumo correspondiente a la Integración de Bocas del Toro. Consumo global de energía eléctrica, del área de tierra firme de la Provincia de Bocas del Toro, específicamente la demanda de energía de las comunidades de Almirante, Changuinola, Guabito, Las Tablas y áreas aledañas, el cual fue atendido por Bocas Fruit Company (BOFCO) y PTP. Este servicio de distribución y comercialización de la electricidad de la región, fue delegada temporalmente por el Ejecutivo a la Oficina de Electrificación Rural (OER).

El servicio eléctrico de la Isla Colon, que comprende el Distrito y Corregimiento cabecera de Bocas del Toro, es un subsistema eléctrico aislado con su propio centro térmico generador, área en la cual se desarrollan las actividades administrativas de la Provincia, al igual que la misma es un destino turístico importante, fue encargada desde esa fecha, en forma temporal a EDECHI.

## INTEGRACION SISTEMAS AISLADOS DE DARIEN

Por otro lado, el actual suministro de electricidad a las comunidades de la provincia fronteriza de Darién, al extremo este de Panamá, a la fecha, no están conectados al Sistema

Con el fin de no incluir ruidos innecesarios al Modelo de Regresión PREEICA, el consumo global derivado de esta región, el cual no se identificaba por el tipo de consumo, se registró desde el PESIN 2011 hasta el presente, como un Gran Cliente, dentro del bloque de consumo GWHBLQ, bajo la denominación de OER o BOFCO.

A partir del 1 de julio del 2015, la demanda y consumo de energía de esta área se incorporó oficialmente a la Zona de Concesión de EDECHI, por lo cual a partir de este 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 estará 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 será pronosticado en el MODELO por medio de la regresión múltiple.

Integrado Nacional (SIN). Las comunidades del área, reciben la electricidad de sub-sistemas aislados, por consiguiente un servicio de calidad incierta, en algunos casos racionados

y en algunas pequeñas comunidades el servicio es inexistente. Por consiguiente, desde el año 2013 la Secretaría 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 necesaria para integrar la Provincia de Darién al SIN.<sup>83</sup>

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 las comunidades más dinámicas de la región, medido por el número de abonados, estuvo creciendo muy por encima de la media nacional, en el periodo 1997-2003 a una tasa anual de 14% y del periodo 2003 -2009 creció a una rata de 10.1%.

---

<sup>83</sup> La Secretaría 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

<sup>84</sup> Consejo nacional para el Desarrollo

Para las comunidades alejadas del sistema paralelo a la Interamericana, existen pequeños sistemas aislados, como los circuitos de ENSA de La palma, Garachiné, Jaqué, Tucutí y de Boca de Cupe. . Los que con la excepción de los sistemas de La Palma y Boca de Cupe no son factibles integrarlos al sistema de Santa Fe – Yaviza, en el corto plazo por lo cual permanecerán por mucho tiempo como sistemas eléctricos “islas”, debiendo los mismos responder ante incrementos del servicio con la expansión de los equipos térmicos.

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 que en algunos lugares requerirá de potencia adicional de energía eléctrica.<sup>84</sup> Así como también, parte del reto del PSDS, lograr la cobertura total de electricidad de 100% de las instalaciones públicas (escuelas, centros de salud, centros comunales). En la actualidad solo el 45.5 % de los centros educativos y el 69 % de los centros comunales cuentan con luz eléctrica. Aunque no se espera que todo este requerimiento eléctrico, sea suministrado por sistemas de redes eléctricas, para áreas muy aisladas se propone la

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.

instalación de sistemas de celdas fotovoltaicas.

La demanda de los sistemas aislados de la región darienita, que totalizo 47.8 GWh, en 2013, se pronostica al año 2033 en 98.1 GWh, lo que corresponde a una tasa de crecimiento anual sostenida de 3.7%. Pero al excluir los sistemas de Garachiné, Jaque y Tucutí, por la no factibilidad de integración, 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 3.66% del 2018 a 2025, y de año 2026 a 2033 de 2.83%. Es posible que estas cifras no reflejen la demanda real del servicio, ante una generación eléctrica escasa y deficiente.

INTEGRACION DE DARIEN AL SIN				
SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA				
PROYECCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA				
ESCENARIO UNICO				
AÑO	MWh	GWh	Δ Anual %	
2018	56,039.5	56.0	4.33%	
2019	58,246.5	58.2	3.94%	
2020	60,527.3	60.5	3.92%	
2021	62,864.0	62.9	3.86%	
2022	65,200.8	65.2	3.72%	
2023	67,494.8	67.5	3.52%	
2024	69,788.8	69.8	3.40%	
2025	72,082.8	72.1	3.29%	
2026	74,376.9	74.4	3.18%	
2027	76,670.9	76.7	3.08%	
2028	78,964.9	79.0	2.99%	
2029	81,258.9	81.3	2.91%	
2030	83,552.9	83.6	2.82%	
2031	85,847.0	85.8	2.75%	
2032	88,141.0	88.1	2.67%	
2033	90,435.0	90.4	2.60%	
TASA ANUAL				
2018-2025			3.66%	
2026-2033			2.83%	

FUENTE: ENSA

Tabla 23: Proyección de Demanda Sistema Santa Fé – Yaviza – La Palma

En consideración a estos antecedentes y en cumplimiento, a la intención del Estado de integrar eléctricamente el país, la Secretaría Nacional de Energía instruyó la expansión de la Red, por lo cual ETESA construirá y pondrá en operación en el 2019, la nueva Línea de Transmisión Panamá II – Chepo – Metetí.

La nueva línea de transmisión, se divide en dos circuitos, el primero de 42 km aproximadamente de longitud va de la subestación Panamá II hasta la futura subestación seccionadora

Chepo 230 kV, en doble circuito con conductor de alta temperatura ACCC, con capacidad de más de 500 MVA por circuito. A partir de Chepo se interconectará Darién por medio de un circuito sencillo de 170 km de longitud aproximada de circuito sencillo con conductor 750 kcmil tipo ACAR y con capacidad de 400 MVA, hasta finalizar en la futura subestación de Metetí 230 kV.<sup>85</sup>

Inicio de proyecto: enero de 2016

Inicio de Operación: febrero de 2019

Costo Estimado: B/. 93, 471, 000

---

<sup>85</sup> PESIN 2015-2029

## 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 proyectos de consumos intensivos de energía eléctrica, en su periodo operativo, entre los que se destaca entre otros la Ampliación del Canal de Panamá (la construcción del Tercer juego de Esclusas). Así como el desarrollo de minas para la extracción de minerales metalizados, que requieren de enclaves de explotación, como el mega-proyecto de Minera Panama.

Dado el impacto que algunos de estos proyectos tienen en el suministro futuro de la energía eléctrica, demandan de análisis con mayores detalles. Estos proyectos se dividen a su vez entre proyectos incentivados y desarrollados en la esfera estatal y proyectos de índole totalmente privados.

Además, se analizaran de manera superficial, el posible impacto de los requerimientos de carga puntuales de algunos proyectos mencionados en el informe, sean estatales o privados, no

están formalizados o detallados en su ejecución, durante el periodo de estudio del presente PESIN 2016-2030.

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 Pacífica, 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 dentro de la regresión del Modelo de Proyección PREEICA. En especial requerimientos energéticos que se diluyen más allá del periodo crítico 2016 -2019, 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 posibles 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 los proyectos de la Ampliación del Canal, 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.<sup>86</sup> Proyectos, que se encuentran a la fecha en diferentes niveles de ejecución y de los mismos, solo el primero tiene garantizado con la autogeneración de la ACP, el suministro futuro de su carga, por lo cual los requerimientos directos de energía de este proyecto no han de ser considerados en el pronóstico, como carga puntual.

Por el contrario, los futuros requerimientos de energía eléctrica de los proyectos de tratamiento de las aguas servidas de la Ciudad de Panamá (2013), del Metro (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 de estos proyectos es incorporado, dentro del segmento Bloque.

En el documento de Estudios Básicos, Pronósticos 2011–2025 se resumieron estos proyectos, con la mejor estimación a la fecha, de los probables inicios de operación y de un estimado de carga que los mismos requerirán del Sistema Interconectado Nacional (SIN), durante el periodo de estudio. Los datos relevantes de esta información son agregados en este informe.

A estos proyectos considerados en anteriores PESIN's, deberemos incorporar proyectos adicionales, que se incluyen 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 continuación y/o ampliación de proyectos ya considerados como la formalización de la línea 3 del Metro (Panamá-Arraiján) con ejecución de diseño y construcción para los años 2.017-2022. 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 de Saneamiento de áreas urbanas de Arraiján y de La Chorrera, que han de derivar en la futura construcción e implementación de nuevos sistemas de recolección y tratamiento de las aguas servidas de

---

<sup>86</sup> Panamá, Plan Estratégico de Gobierno

2010-2014, Diciembre del 2009.

esta región suburbana, del Área Metropolitana de Panamá (AMP).

Por otro lado, en el periodo se han mencionado otros grandes proyectos de iniciativa gubernamental, que a la fecha de edición de este informe, los mismos no estaban totalmente conceptualizados y/o configurados, especialmente en sus futuros requerimientos de energía eléctrica. Pertenecientes a este grupo tenemos la construcción del nuevo Centro de Convenciones, la nueva Ciudad Hospitalaria del Seguro Social, el Mercado de Abastos de la ciudad de Panamá. Proyectos que están conformados, por conjuntos de edificios e instalaciones que requieren grandes equipos de refrigeración y otro equipamientos e instalaciones intensivas en consumo eléctrico, que pueden incrementar significativamente la carga, desde el momento inicial de las operaciones, de cada uno de estos proyectos.

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 a la fecha se encontraba suspendida, 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 recibirá la orden de proceder durante el mes de febrero de 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 así como las instalaciones del nuevo el Mercado de abastos se encuentra ubicados en el área cercana al cauce del Canal, en un área que a la fecha carece de los servicios adecuados de electricidad, de agua potable y de alcantarillado. A la fecha solo la infraestructura del Proyecto del Mercado de Abastos fue terminado en gran parte en el año anterior, aunque al mismo le faltan los servicios básicos, por lo cual la fecha de inicios de su operación es indeterminada.<sup>87</sup>

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 sean absorbidos por la proyección del segmento gubernamental.

Por otro lado se encuentran aún 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

requerimientos de energía eléctrica.

---

<sup>87</sup> A la fecha no existe un plan en firme sobre la terminación del complejo, mucho menos de los

equipamiento especializado requerirán del suministro de cantidades significativas de energía para su puesta en servicio.<sup>88</sup> Comprenden a los nuevos hospitales de Metetí, Bugaba, el Anita Moreno en Los Santos y el Manuel A. Guerrero en Colon; las dos primeras serán instalaciones de segundo nivel, el hospital de los Santos es de tercer nivel con algunos servicios de cuarto nivel y el hospital de Colon brindara servicios de tercer nivel. .Estas instalaciones debieron entrar en operaciones entre los años 2012 y 2013. Al inicio del año 2015, todas las obras de edificación de estas instalaciones se encontraban en suspenso.

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.<sup>89</sup>

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 demanda puntuales,

<sup>88</sup> Ministerio de Salud, MINSA

<sup>89</sup> La entrada en operaciones de estas instalaciones, aun es indeterminada.

<sup>90</sup> La demanda eléctrica de esta instalación

sino incrementos que ya deben estar contemplados en la regresión del sector oficial del consumo eléctrico. El nuevo Hospital de Metetí, Darién se encuentra localizado y servido actualmente dentro del área de concesión de Sistemas Aislados, área que se conectara al SIN a partir del año 2019 con una L/T 230 kV Panamá 2- Chepo - Metetí<sup>90</sup>.

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 son las nuevas fases de expansión de la Cinta Costera de la Ciudad de Panamá, 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, Construcción 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

sanitaria, está contemplado dentro del consumo identificado en la Integración de sistema eléctrico del Darién.

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.<sup>91</sup> 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, proyecto que fue dejado en el “congelador”, hasta el año 2013.<sup>92</sup>

En la administración ejecutiva anterior, año 2013, se presentó una propuesta **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

de inversión de 450 millones de dólares, para la implementación de la Ciudad Gubernamental, licitación cancelada por la presente administración ejecutiva, mientras se encuentra en busca de los financiamientos que permitan su implementación.<sup>93</sup>

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.

diseñado en el año 2006, para solucionar la contaminación de la Bahía de Panamá, ocasionado por el vertimiento de las aguas residuales 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

<sup>91</sup> Desde el año 2000, El Gobierno Nacional estudia con la CAPAC, la construcción y el financiamiento de las obras

<sup>92</sup> 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

<sup>93</sup> En el año 2014, el presupuesto para alquileres de oficina gubernamentales fue de 68.2 millones de dólares.

contaminación ambiental y riesgos de salud para la población.<sup>94</sup>

El diseño básico del Sistema de Saneamiento distribuyó la ejecución 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<sup>3</sup>/s.<sup>95</sup>

En una segunda etapa, se esperaba incrementar la capacidad de la PTAR a un caudal de tratamiento de 1.872 m<sup>3</sup>/s, para obtener una capacidad final de 6,196 m<sup>3</sup>/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 Tocumen y Ciudad Radial, que conducirán las aguas residuales del extremo este de la Ciudad, hacia la PTAR.<sup>96</sup> La estimación de diseño de los caudales de las aguas 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.<sup>97</sup>

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 las colectoras y subcolectoras de las cuencas de algunos los ríos de Tocumen, Juan Díaz, Rio Abajo, Matías Hernández, Matasnillo y Curundú; al igual que con quebradas afluentes de los mismos 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.

<sup>94</sup> Proyecto Diseño del Sistema de Intercepción, Tratamiento y Disposición de Aguas Residuales de la ciudad de Panamá, NIPPON KOEI CO, LTD, julio 2006

<sup>95</sup> 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).

<sup>96</sup> Ídem.

<sup>97</sup> 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 <sup>3</sup> /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 24: 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<sup>3</sup>/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.<sup>98</sup> 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, del área oeste y centro de la Ciudad, las estaciones restantes de Ciudad Radial y Tocumen 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<sup>3</sup>/s, para luego alcanzar en un segundo módulo

la capacidad de diseño 6.196 m<sup>3</sup>/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<sup>3</sup>/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<sup>3</sup>/s, un poco inferior a la capacidad media de operación de 2.2 m<sup>3</sup>/s, sin embargo una vez terminada la conexión al sistema de varias colectoras importantes en construcción, se superara la capacidad media del primer módulo de hasta unos 3.1 m<sup>3</sup>/s, lo que hace urgente la ampliación de las instalaciones de tratamiento.

Esta primera etapa del proyecto inicial que ha de completarse finalmente en el año 2017,<sup>99</sup> incluía la construcción

<sup>98</sup> Litros por segundo (lps) = l/s. 1,600 l/s = 1.6 m<sup>3</sup>/s

<sup>99</sup> A la fecha esta primera fase, pretende cubrir la recolección de aguas residuales, desde el

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 la capacidad de tratamiento debe ampliarse en el corto plazo, 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 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 5.5 m<sup>3</sup>/s, con lo cual se ha de tratar hasta un caudal medio del orden de los 4.6 m<sup>3</sup>/s, para 752.000 habitantes, previstos como aporte para el año 2024 (correspondientes al 80% de la población del área) de la PTAR. La obra habrá de recibir la orden de proceder dentro del primer cuatrimestre del año 2016, con un periodo de construcción de 36 meses, lo que permitiría que entre en operaciones en fecha más temprana, en abril de 2019.

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.<sup>100</sup>

---

barrio de San Felipe hasta las inmediaciones del Aeropuerto de Tocumen, se encuentra con un avance total de 98%.

<sup>100</sup> 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							TOTAL
	PAITILLA	BOCA LA CAJA	RIO ABAJO	MATIAS HERNANDEZ	JUAN DIAZ	CIUDAD RADIAL	TOCUMEN	
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
<b>TOTAL</b>	<b>108,259,000</b>	<b>77,639,000</b>	<b>75,810,000</b>	<b>206,805,000</b>	<b>163,648,000</b>	<b>55,594,000</b>	<b>80,864,000</b>	<b>768,619,000</b>

**Tabla 25:** Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo del Sistema de Saneamiento de la Bahía

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
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
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
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
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
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
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
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
<b>TOTAL</b>	<b>21.4</b>	<b>36.9</b>	<b>42.1</b>	<b>42.3</b>	<b>42.5</b>	<b>42.6</b>	<b>47.9</b>	<b>48.0</b>	<b>48.2</b>	<b>48.4</b>	<b>48.6</b>	<b>48.9</b>	<b>48.9</b>	<b>49.1</b>	<b>49.3</b>	<b>49.4</b>	<b>49.4</b>

**Tabla 26:** Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo de las Aguas Residuales

CONSUMO ELECTRICO DE PLANTA DE TRATAMIENTO AGUAS RESIDUALES ( En Gwh)																	
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CAUDALES MAX.	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25
ENERGIA	15.5	25.6	40.9	40.9	40.9	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3

**Tabla 27:** Consumo Eléctrico de Planta de Tratamiento de Aguas Residuales

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 río 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 entre los años 2019 - 2020, en conjunto con la inicio de operaciones del segundo módulo de la PTAR, para que la misma pase a procesar en total 5,3 m<sup>3</sup>/s de aguas servidas, casi el doble de la capacidad actual de PTAR.

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) <sup>101</sup>

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<sup>3</sup>/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<sup>3</sup>/s, que le permitiría alcanzar el procesamiento total de los estimados de vertimiento, mucho más allá del año 2035.

Para que el sistema de Saneamiento de la Ciudad y de la Bahía de Panamá culmine exitosamente, en adición de las ampliaciones planteadas, se requerirá 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 nuevas 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.

Las crecientes proyecciones de caudales y carga para el área de influencia del proyecto Integral de

<sup>101</sup> Hazem and Sawyer, firma Consultora

encargada de la actualización del proyecto.

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.<sup>102</sup>

Los requerimientos de energía totales del Proyecto del Saneamiento de la Bahía, que han de incidir en el SIN, en el horizonte del Pronóstico 2014-2029, por operación y mantenimiento, incluyendo el consumo de las estaciones de bombeo se resumen en el siguiente cuadro.

**CONSUMO DE ENERGIA EN EL PROYECTO  
DEL SANAAMIENTO DE LA BAHIA**  
En GWh

CONSUMO ELECTRICO DEL PROYECTO SANAAMIENTO DE LA BAHIA			
AÑO	CONSUMO (GWh)		
	ESTACIONES/ BOMBEO	PTAR	PROYECTO
2014	21.4	15.5	36.9
2015	36.9	25.6	62.4
2016	42.1	40.9	83.0
2017	42.3	40.9	83.2
2018	42.5	40.9	83.4
2019	42.6	51.1	93.8
2020	47.9	51.1	99.0
2021	48.0	51.1	99.2
2022	48.2	51.1	99.3
2023	48.4	51.1	99.5
2024	48.6	51.1	99.7
2025	48.9	51.1	100.0
2026	48.9	61.3	110.2
2027	49.1	61.3	110.4
2028	49.3	61.3	110.6
2029	49.4	61.3	110.7
2030	49.4	61.3	110.7
<b>TOTAL</b>	<b>768</b>	<b>828</b>	<b>1,596</b>

**Tabla 28:** Consumo de Energía en el Proyecto Saneamiento de La Bahía

<sup>102</sup> 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 5 veces la media regional.(

Centro y Sudamérica)

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<sup>3</sup>/s de aguas residuales tratadas.

Adicionalmente a lo anterior, el Gobierno Nacional en ejecución, 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”<sup>103</sup>

Consiste con este principio, el Gobierno Nacional, entrego en noviembre del 2015, la orden de proceder “para los estudios de requerimientos de saneamiento ambiental” 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 río 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 Tocumen, en el sector Este hasta La Chorrera”.<sup>104</sup>

Desde el punto de vista energético, estos dos proyectos han de identificar requerimientos de demanda de energía eléctrica puntual significativa, en el mediano plazo años 2018 al 2022. Demanda no considerada en los actuales pronósticos de energía eléctrica, hasta que se identifiquen los parámetros físicos de las próximas instalaciones, que permitirán la estimación de energía eléctrica requerida, por las operaciones de ambos proyectos, correspondientes a la ampliación del Proyecto de Saneamiento de la Ciudad y Bahía de Panama. .

<sup>103</sup> Palabras del Presidente Juan Carlos Varela, ante los periodistas el 14 de

septiembre del 2015.

<sup>104</sup> Idem.

## 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”, se encuentra detallado en los Estudios Básicos 2011-2025. En un inicio la Secretaria del Metro (SMP), mantuvo como metas previas de su Plan Maestro, la implementación en su totalidad de la Línea 1 Albrook - Los Andes, al inicio del año 2014. La Línea 1 fue expansionada con la construcción adicional de 2 km., de la segunda fase de la Línea 1, (Tramo San Isidro- Los Andes), en el año 2015.<sup>105</sup>

A continuación de este Plan Maestro, la Secretaria 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 de una gran porción de la población de las comunidades del extremo este de la ciudad, al centro y oeste de la ciudad, con punto final de llegada la Terminal de Transporte de Albrook, por medio de la estación enlace de San Miguelito.<sup>106</sup> Plan que contemplaba, además de la

construcción de la segunda fase de la Línea 2 y la construcción y operación de la primera fase monorriel de la Línea 3, al año 2035.

En la actualidad los tiempos planeados de los mega-proyectos de Estado, se han modificado, en razón de la necesaria revisión de prioridades, de la evaluación de los recursos disponibles y de la búsqueda de la estabilización de la deuda externa, por parte de la nueva dirección gubernamental del país. Aunque, la imperiosa necesidad de un transporte masivo, para las comunidades del área este de la ciudad, impuso la re-actualización y reprogramación del Plan Maestro del Transporte Masivo de lo que se conoce como Área Metropolitana de la Ciudad de Panamá, (AMP).

Al momento, se contempla una red global de transporte masivo, como meta de la Secretaria, para el año 2040, para 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

---

<sup>105</sup> La extensión de la Línea 1, un 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 anterior, 2015.

<sup>106</sup> Con respecto a 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 su reentrada en operación en dos o tres años, probablemente año 2017 – 2018.

La Chorrera. La actualización del Plan Maestro de Red de Metro, consiste ahora de de ocho líneas y más de 90 estaciones, al año 2040 cubriendo un área de aproximadamente 54,000 Ha. El plan es una mezcla de diferentes tipos de transporte masivo, Líneas de buses metropolitanos que conectarían las estaciones del Metro, de Mono Riel, de un Tren Ligero y de líneas de Tranvía;

todos utilizando la energía eléctrica como fuente motri, con la excepción de los Metro Buses.

En la Tabla. Siguiente, se detalla el nuevo Plan Maestro de Transporte Masivo del Área Metropolitana de Panamá (AMP)

<b>NUEVO PLAN MAESTRO DE TRANSPORTE MASIVO</b> <b>AREA METROPOLITANA DE LA CIUDAD DE PANAMA</b> <b>AÑOS 2015- 2040</b>				
LINEA	DESTINOS	TIPO DE TRANSPORTE	DISTANCIA	FECHA PROBABLE DE OPERACIONES
<b>LINEA 1</b>				
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
<b>LINEA 2</b>				
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
<b>LINEA 3</b>				
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 29:** Nuevo Plan Maestro de Transporte Masivo – Ciudad de Panamá – Años 2015 - 2040

El nuevo Plan Maestro identifica con certeza el programa de ejecución de obras de las primeras fases de las Líneas 2 y 3, y la nueva extensión de la Línea 1 San Isidro – Villa Zaita.<sup>107</sup> 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, de 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 la Fase 1 de la Línea 2 pueda estar finalizada en noviembre del 2018 y en operación, a principios del año 2019, un periodo de cuatro años.<sup>108</sup>

Además, el Gobierno Nacional, en consideración a las bondades en la operación en su primer año 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 terminal, de la Línea 1. De implementarse esta nueva fase, la línea ferroviaria contaría con una extensión cerca a los 18 kilómetros de extensión y estaría compuesta por una estación elevada adicional, lo que haría un total de 16 estaciones.

Sera una nueva y completa terminal de transporte multimodal, 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; pueda hacer el 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 Transistmica y los servicios públicos conexos. La aprobación final y presupuesto de este proyecto de extensión adicional a la Línea 1, debe ser determinada por el Gobierno.

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

<sup>107</sup> Obras firmes dentro del Plan Maestro de Transporte y de la Agenda gubernamental, 2014-2019.

<sup>108</sup> Los términos de la licitación es por 42 meses, con orden de proceder de noviembre del 2015.

su construcción.<sup>109</sup> 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 completar 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 2016-2030, por lo cual se agregara 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

---

<sup>109</sup> 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.

<sup>110</sup> La etapa de expansión aeroportuaria, que

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 dos estaciones terminales. 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.<sup>110</sup>

Seguramente es de esperar, que finalizada la Línea 2 Fase 1, se inicien

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.

en poco tiempo las obras para 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

### **Escenario Moderado**

En vista que el reciente Plan Maestro del Transporte Masivo, se convierte en el escenario más probable del desarrollo del transporte en el AMP, el cual comprende como base la operación completa de la Línea 1 Albroom – Los Andes, desde agosto del año anterior, 2014, la entrada en operación de la Fase 2 Los Andes – San Isidro, así como la entrada en operación de la nueva subestación soterrada del Ingenio.

La incorporación de la Fase 2 de la Línea 1, con la operación de la estación terminal de San Isidro y la extensión de aproximadamente 2 kms de Línea. Por lo que se estima una demanda agregada de aproximadamente 1.2 MW, para el año 2015, que progresivamente alcanzara en el año 2030 un parámetro de 1.5 MW.

tipo soterradas, por su inserción al centro urbano de la Ciudad de Panamá.

Para el desarrollo del Modelo de demanda 2016 -2030, con respecto a 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.

Para el año 2019 se espera entre en operación la Fase 1 de la Línea 2, Nuevo Tocumen - San Miguelito. De inmediato se de una posible Adenda al contrato para completar la extensión 1 de la Fase 1 de la Línea 2, Nuevo Tocumen – Felipeillo para los años 2021 - 2023, en consideración al aprovechamiento de la economía de escala, ya que se encontrarían equipos y personal ociosos de los contratistas, disponibles para la extensión de la Línea.

De la implementación de la primera fase de la Línea 2, la demanda de servicio eléctrico, se incrementa inicialmente en 12 MW, al año 2021

creciendo a 15 MW,<sup>111</sup> en un periodo de cuatro años, estabilizándose el requerimiento de la nueva Línea hasta el año 2035, anterior año meta para completar el escenario inicial de movilización total del transporte urbano en la ciudad de Panamá.

La construcción de una nueva 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, el periodo de construcción de estas instalaciones en 30 meses, más un año de trámite, indica como fecha más temprana, de la entrada en operación de las extensiones de la Línea 1 y de la nueva terminal de la línea 1 y obras anexas, el año 2020.

El paso siguiente de este escenario contempla, la puesta en operación de las dos etapas de la Fase 1 de la Línea 3, un monorriel Albrook – Arraiján (Ciudad del Futuro), entrando en operación a no más tardar del año 2022. 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

---

<sup>111</sup> 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.

personas, que podrán viajar de pie, durante el recorrido

El proyecto comprende un monorriel en una vía de dos circuitos.<sup>112</sup>

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. El nivel incipiente de los estudios de la Línea 3 del metro, no permite por el momento tener con precisión los potenciales requerimientos eléctricos de este futuro servicio de transporte, consumidor intensivo de energía. Estas cantidades no cuantificadas aun, agregaran por igual presión en los escenarios futuros de demanda de la energía eléctrica. Por consiguiente, se estiman estos requerimientos como similares a los parámetros indicados para la infraestructura férrea de la Línea 1.

En resumen el escenario conservador, se fundamenta en el programa a corto y mediano plazo del SMP, conceptualizado originalmente en el

<sup>112</sup> No está claro, si el circuito Este Albrook – Nuevo Chorrillo entrara en operaciones, mientras se completa la construcción del circuito hasta Ciudad del Futuro.

Estudio de Demanda para la Línea 1 del Sistema de Transporte Masivo de la Ciudad de Panamá. Contempla, la Fase 2, de la Línea 1 Los Andes –San Isidro en el primer trimestre del 2015, la Fase 1 de la Línea 2 Nuevo Tocumen –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 2022 y la extensión de las Línea 2, Fase 1 Nuevo Tocumen – Felipillo en el año 2021. Programa de obras, considerado como el **“plan firme de SMP”**.

Como un posible desarrollo lógico de la expansión del sistema de transporte masivo, en el horizonte del estudio del pronóstico 2015-2030, se espera la construcción por la AIT de la conexión de la estación UTP de Línea 2 con el Aeropuerto de Tocumen, en el año 2021, así como la entrada en operación de la Fase 2 de la Línea 2 San Miguelito - Cinta Costera (Parque Urraca), en el año 2026, al igual que la

culminación de la Línea 3, Fase 2, monorriel 7 kms., Ciudad del Futuro-La Chorrera, para el año 2028. Obras que deben ser impulsadas por el Órgano Ejecutivo del periodo 2019 - 2024 y ejecutadas en gran parte por los responsables del periodo ejecutivo 2024 - 2029. Desarrollo del SMP con una demanda estimada máxima del SMP, de 86 MW, en un escenario conservador al año 2030.

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 al cronograma establecido. 1.26.<sup>113</sup>

---

<sup>113</sup> 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 estado financiero futuro de la economía nacional.

## DEMANDA POR LINEA Y QUINQUENIO

### ESCENARIO MODERADO

AÑOS 2015 -2030  
EN KW

AÑOS		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 4	LINEA 5	TOTAL
2015		<b>10,230</b>					<b>10,230</b>
2016	1	11,031					11,031
2017	2	11,894					11,894
2018	3	12,824					12,824
2019	4 (a)	<b>14,910</b>	12,210				27,120
2020	5 (b)	15,702	<b>12,210</b>				<b>27,912</b>
2021	1	<b>16,114</b>	12,485				28,599
2022	2 (c y d)	16,536	14,559	<b>12,630</b>			43,725
2023	3	16,970	15,528	12,839			45,337
2024	4	23,723	16,562	13,051			53,336
2025	5	26,526	17,664	13,710			<b>57,900</b>
2026	1 (e)	26,526	<b>18,840</b>	<b>17,520</b>			62,886
2027	2	29,660	20,588	<b>17,520</b>			67,768
2028	3 (f)	29,660	22,499	<b>29,375</b>			81,534
2029	4	29,660	24,587	<b>29,375</b>			83,622
2030	5	29,660	<b>26,869</b>	<b>29,375</b>			<b>85,904</b>

Tabla 30: Requerimientos en Potencia del Escenario Moderado o Conservador

### Escenario Demanda Alta

Con respecto al Pronóstico de Demanda Alta, en adicción a la construcción de la fase 1 de la Línea 2 Nuevo Tocumen –San Miguelito, en el año 2019, o sea el “**plan firme de SMP**”, se considera que de mantenerse, en los años 2016-2018, excelentes expectativas de crecimiento económico del país, derivadas inicialmente de la entrada en operación de la ampliación de Canal de Panamá, en conjunción con otros factores favorables, en el entorno nacional e internacional.

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 Tocumen – Felipillo, antes de la entrega por el contratista del tramo en construcción Nuevo Tocumen-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. De manera que esta Fase 1, de la Línea 2 y su programada extensión a Filipillo estén completas y en operación en el año 2020.

Se mantiene para este escenario el periodo estimado de construcción que determina como fecha más temprana de entrada en operación de la extensión 3 de la Línea 1 y la construcción de la nueva terminal de transporte multimodal en Villa Zaita, para el año 2020. Lo que facilitará el movimiento de personas del sector norte y comunidades aledañas, el acceso al centro de la Ciudad de Panamá.

En segundo lugar, se considera, que en una economía floreciente, se anexe al nuevo plan de expansión del Aeropuerto de Tocumen, en estudio, expansión denominada “Hub de Carga”. Proyecto que aborda, la expansión considerable de la actual terminal de carga, la construcción de galpones y galerías para que operen empresas de manufactura liviana y logística, lo que implicaría 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 significaría adelantar la entrada de operaciones de la vía férrea de 3 kms., UTP – Aeropuerto (Terminal Sur), al año 2021.

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 de inmediato antes del año 2019 las obras de la Fase 2 de la Línea 2, inmediatamente entren en operación las instalaciones de la fase 1 de la Línea 2, a medida que no hayan 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 2025.

Finalmente, es de esperar que el gobierno central de los años 2019 - 2024, impulse las obras de los 7 kilómetros restantes de la Línea 3, Fase 2 Ciudad del Futuro - La Chorrera, para que la Línea completa entre en operaciones a más tardar en el año 2027. Obra que se terminaría en tiempo, con la anuencia del ejecutivo en funciones del periodo 2024-2029.

## DEMANDA POR LINEA Y QUINQUENIO

### ESCENARIO OPTIMISTA

AÑOS 2015 -2030

EN KW

AÑOS		LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 4	LINEA 5	TOTAL
2015		<b>10,230</b>					<b>10,230</b>
2016		11,031					11,031
2017		11,894					11,894
2018		12,824					12,824
2019	(a)	<b>14,910</b>	12,210				27,120
2020	(b)	15,702	<b>12,210</b>				<b>27,912</b>
2021	(c y d)	<b>16,536</b>	14,559				31,095
2022		16,970	<b>15,528</b>	12,630			45,128
2023		23,723	16,562	12,839			53,124
2024		26,526	17,664	13,051			57,241
2025	(e)	<b>29,660</b>	<b>18,840</b>	<b>13,710</b>			<b>62,210</b>
2026		29,660	20,588	17,520			67,768
2027	(f)	29,660	22,499	<b>29,375</b>			81,534
2028		29,660	24,587	29,375			83,622
2029		29,660	26,869	29,375			85,904
2030		<b>29,660</b>	<b>29,362</b>	<b>29,375</b>			<b>88,397</b>

Tabla 31: Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Alta

### Escenario Demanda Baja

El escenario parte de la premisa, 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.

La priorización de inversiones en un entorno económico difícil, llevaría a las futuras administraciones del Estado, a considerar sus opciones, en donde el cumplimiento 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 total del programa de transporte masivo.

Con el fin de analizar un matiz leve de cambios económicos desfavorables, aunado a problemas de construcción,

se establecerá un escenario en que las metas del Plan Maestro de – Transporte, serán iguales al Plan Maestro vigente en el año 2014, con las respectivas modificaciones

planteadas como firmes por el actual Gobierno Nacional.

Línea 2, Fase 1,	Nuevo Tocumen – San Miguelito,	2019
Línea 3, Fase 1,	Albrook –Ciudad del Futuro	2022
Línea 2 Fase1,	Ext 1, Felipillo - Nuevo Tocumen	2026
Línea 2, Fase 2	San Miguelito Cinta Costera (Ave Balboa)	2030

## DEMANDA POR LINEA Y QUINQUENIO

### ESCENARIO PESIMISTA

AÑOS 2015 -2030

EN KW

AÑOS	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 4	LINEA 5	TOTAL
2015	10,230					10,230
2016	11,031					11,031
2017	11,894					11,894
2018	12,824					12,824
2019	(a) 13,828	12,210				26,038
2020	14,910	12,210				27,120
2021	15,301	12,485				27,786
2022	(b) 15,702	12,767	12,630			41,099
2023	16,114	13,055	12,839			42,008
2024	16,536	13,349	13,051			42,936
2025	16,970	13,650	13,267			43,887
2026	(c) 18,975	14,559	13,487			47,021
2027	21,217	15,528	13,710			50,455
2028	23,723	16,562	14,399			54,684
2029	26,526	17,664	15,123			59,313
2030	(d) 29,660	18,840	15,883			64,383

Tabla 32: 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, en vista a las obras y a la cuantía de la inversiones, a emprender. 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 prioridad a la solución inmediata del mismo. Estos escenarios agresivos representativos del consumo del Transporte Masivo para los pronósticos Moderado y de alta demanda del modelo.

En la Tabla 33 se presentan los cálculos estimados de consumo en energía por el propuesto transporte masivo METRO, en los escenarios alternativos.

## ESTIMADO DEL CONSUMO ENERGETICO SISTEMA METRO DE PANAMA POR DEMANDA ANUAL Y ESCENARIO

### AÑOS 2014- 2030 ENERGIA (MWh)

AÑOS	ESCENARIO CONSERVADOR					ESCENARIO DEMANDA ALTA					ESCENARIO DEMANDA BAJA							
	DEMANDA MAXIMA	Consumo Anual días Laborables	Consumo Anual días sabados	Consumo Anual días Domingo	Consumo Anual días de asueto	Consumo Anual	DEMANDA MAXIMA	Consumo Anual días Laborables	Consumo Anual días sabados	Consumo Anual días Domingo	Consumo Anual días de asueto	Consumo Anual	DEMANDA MAXIMA	Consumo Anual días Laborables	Consumo Anual días sabados	Consumo Anual días Domingo	Consumo Anual días de asueto	Consumo Anual
	MW	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MW	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MW	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
2014	8.3	30,428	6,061	4,709	1,087	42,284	8.3	30,428	6,061	4,709	1,087	42,284	8.3	30,428	6,061	4,709	1,087	42,284
2015	10.2	37,353	7,440	5,781	1,334	51,908	10.2	37,353	7,440	5,781	1,334	51,908	10.23	37,353	7,440	5,781	1,334	51,908
2016	11.0	40,278	8,023	6,233	1,438	55,972	11.0	40,278	8,023	6,233	1,438	55,972	11.031	40,278	8,023	6,233	1,438	55,972
2017	11.9	43,429	8,650	6,721	1,551	60,351	11.9	43,429	8,650	6,721	1,551	60,351	11.894	43,429	8,650	6,721	1,551	60,351
2018	12.8	46,824	9,327	7,246	1,672	65,070	12.8	46,824	9,327	7,246	1,672	65,070	12.824	46,824	9,327	7,246	1,672	65,070
2019	27.1	99,023	19,724	15,325	3,536	137,608	27.1	99,023	19,724	15,325	3,536	137,608	26.038	95,073	18,937	14,713	3,395	132,118
2020	27.9	101,915	20,300	15,772	3,640	141,627	27.9	101,915	20,300	15,772	3,640	141,627	27.12	99,023	19,724	15,325	3,536	137,608
2021	28.6	104,424	20,799	16,160	3,729	145,113	31.1	113,537	22,615	17,571	4,055	157,778	27.786	101,455	20,208	15,701	3,623	140,988
2022	43.7	159,653	31,800	24,708	5,702	221,863	45.1	164,776	32,821	25,500	5,885	228,982	41.099	150,065	29,890	23,224	5,359	208,538
2023	45.3	165,539	32,973	25,618	5,912	230,042	53.1	193,972	38,636	30,019	6,927	269,554	42.008	153,384	30,551	23,737	5,478	213,151
2024	53.3	194,746	38,790	30,138	6,955	270,630	57.2	209,005	41,630	32,345	7,464	290,444	42.936	156,773	31,226	24,262	5,599	217,860
2025	57.9	211,411	42,109	32,717	7,550	293,788	62.2	227,148	45,244	35,153	8,112	315,657	43.887	160,245	31,918	24,799	5,723	222,685
2026	62.9	229,616	45,736	35,535	8,200	319,087	67.8	247,442	49,286	38,293	8,837	343,858	47.021	171,688	34,197	26,570	6,132	238,587
2027	67.8	247,442	49,286	38,293	8,837	343,858	81.5	297,706	59,298	46,072	10,632	413,708	50.455	184,227	36,695	28,510	6,579	256,011
2028	81.5	297,706	59,298	46,072	10,632	413,708	83.6	305,330	60,816	47,252	10,904	424,302	54.684	199,668	39,770	30,900	7,131	277,470
2029	83.6	305,330	60,816	47,252	10,904	424,302	85.9	313,662	62,476	48,541	11,202	435,881	59.313	216,570	43,137	33,516	7,734	300,957
2030	85.9	313,662	62,476	48,541	11,202	435,881	88.4	322,765	64,289	49,950	11,527	448,531	64.383	235,082	46,824	36,381	8,396	326,683

**Tabla 33:** Consumo Estimado del SMP – Según Escenario de Demanda

Para el estimado energético se utilizó una mecánica basada en el uso del equipo móvil, en primer lugar se utilizó el 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 monto de energía anual que este proyecto demandaría al SIN, en escenarios alternativos, moderado, de

alta demanda, y de baja demanda desde el año 2015 al año 2030.

En el cuadro siguiente se resumen los requerimientos de potencia y energía eléctrica de un escenario moderado y de alta consumo, para el periodo de análisis 2015-2030.

CONSUMO DE ENERGIA DE SMP			
GWh			
AÑO	Escenario	Escenario de	Escenario de
	Conservador	Alta Demanda	Baja Demanda
	TOTAL	TOTAL	TOTAL
2014	42.3	42.3	42.3
2015	51.9	51.9	51.9
2016	56.0	56.0	56.0
2017	60.4	60.4	60.4
2018	65.1	65.1	65.1
2019	137.6	137.6	132.1
2020	141.6	141.6	137.6
2021	145.1	157.8	141.0
2022	221.9	229.0	208.5
2023	230.0	269.6	213.2
2024	270.6	290.4	217.9
2025	293.8	315.7	222.7
2026	319.1	343.9	238.6
2027	343.9	413.7	256.0
2028	413.7	424.3	277.5
2029	424.3	435.9	301.0
2030	435.9	448.5	326.7

**Tabla 34:** Consumo Energético del Sistema Masivo Metro – Demanda & Consumo Anual

## 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).<sup>114</sup> 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.

El Plan Maestro diseñado fue:

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, concluyó en el 2008, le aportó a

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.<sup>115</sup>

El Plan Maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006-2030, constaba de cuatro fases bien definidas, en obras a realizar y plazos de implementación, se deberían realizar en varias administraciones, por lo cual, deberá ser considerado un “proyecto estratégico del estado de Panamá”.

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 puertas de embarque existentes más

<sup>114</sup> Martes Financiero, revista de La Prensa, No. 913, 16 Feb. del 2016.

<sup>115</sup> 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.

la incorporación de ocho nuevas zonas, para un total de 22 nuevas facilidades de embarque y desembarque. Además, esta fase incluye 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 Tocumen se duplicó, por lo cual el Ejecutivo ordena el adelanto e implementación inmediata de la fase 2 del plan maestro vigente, 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.<sup>116</sup>

Se entiende que para mantener la competitividad del AIT, la mejor alternativa, era la construcción de inmediato de la nueva Terminal Sur, que comprende 75 mil m<sup>2</sup> de construcción e incluirá nuevas áreas de migración y aduana, áreas de

equipajes, salas de espera áreas comerciales y de 30 nuevas puertas de abordaje que permitirá procesar a AIT hasta 15 millones de pasajeros anuales.<sup>117</sup>

La Terminal Sur, que debe estar en operaciones 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

<sup>116</sup> Manejo máximo de las actuales facilidades aeroportuarias de AIT.

<sup>117</sup> 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.

2020, para alcanzar un tope de servicio, de hasta a 18 millones de pasajeros.<sup>118</sup> Obras programadas para iniciarse en los próximos 5 a 10 años, dependiendo del crecimiento real de las operaciones aeroportuarias.<sup>119</sup>

Consecuente con la tendencia de crecimiento de los servicios aeroportuarios de Tocumen, de la fuerte promoción turística del país y en conjunción con el servicio de transbordo a los cruceros, obliga a adelantar y terminar esta última etapa del Plan Maestro de la expansión, de cinco fases, planeada 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 por hora.

<sup>118</sup> En la práctica, las dos primeras fases están completadas.

<sup>119</sup> Las expectativas son de un crecimiento del movimiento de pasajeros de un 6% anual sostenido para 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.

<sup>120</sup> Contrato 038/12 ODEBRECHT, Diseño y

Pero la 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, planea el diseño, licitación de estas obras de ampliación en el año 2018, y empezar a construirlas 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 que alimente única y exclusivamente al aeropuerto de Tocumen, conectada a dos instalaciones de transmisión de ENSA, para mayor confiabilidad.<sup>120</sup> Instalación 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.<sup>121</sup>

construcción S/E encapsulada aislada denominada Aeropuerto Internacional de Tocumen, 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.

<sup>121</sup> Supuestamente, esta conexión al SIN, deberá de ser en 115 KV, conectada en barra adicional dentro de la Subestación Tocumén, y de una nueva S/E Corredor Sur. Ambas de ENSA, para una mayor seguridad de suministro.

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 la modificación del nuevo Plan Maestro de Desarrollo Aeroportuario. Información compartida con ETESA.<sup>122</sup>

---

<sup>122</sup>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
<b>EXPANSION AIT</b>	3.0	3.0	3.0	3.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	12.0	12.0

Tabla 35: 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
<b>EXPANSION AIT</b>	18,287	18,287	18,287	18,287	54,861	54,861	54,861	54,861	54,861	73,148	73,148

Tabla 36: Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen – Consumo MWh

<b>DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA</b>						
<b>EXPANSION DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN</b>						
<b>AÑOS</b>	<b>BAJO CONSUMO</b>		<b>CONSUMO MODERADO</b>		<b>ALTO CONSUMO</b>	
	<b>MW</b>	<b>GWh</b>	<b>MW</b>	<b>GWh</b>	<b>MW</b>	<b>GWh</b>
2014	3	18.29	3	18.29	3	18.29
2015	3	18.29	3	18.29	3	18.29
2016	3	18.29	3	18.29	3	18.29
2017	3	18.29	3	18.29	3	18.29
2018	9	54.86	9	54.86	9	54.86
2019	9	54.86	9	54.86	9	54.86
2020	9	54.86	9	54.86	12	73.15
2021	9	54.86	9	54.86	12	73.15
2022	9	54.86	9	54.86	12	73.15
2023	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2024	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2025	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2026	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2027	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2028	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2029	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2030	9	54.86	12	73.15	12	73.15

**Tabla 37:** 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”.<sup>123</sup> 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”.<sup>124</sup>*

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.<sup>125</sup> 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.<sup>126</sup> 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 distribución de productos de alta tecnología. El desarrollo de cadenas de valor agregado entre el transporte marítimo y 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.<sup>127</sup> 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 centro logístico generara más de 9,000 empleos directos.<sup>128</sup>

De este proyecto de centro logístico no se tienen mayores detalles, con la excepción manifiesta de por parte de las gerencia de AIT y del Gobierno Nacional de darle inicios a al nuevo Plan Maestro de la Expansión

<sup>123</sup> La Prensa, Domingo 31 de enero del 2016 pag 25A

<sup>124</sup> Idem.

<sup>125</sup> 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.

<sup>126</sup> Llegada de nuevas aerolíneas como Lufthansa

y Emirates Airlines.

<sup>127</sup> Tierras compradas de la Universidad de Panamá, antigua granja agropecuaria de la Facultad de Agronomía.

<sup>128</sup> La implementación de una vía férrea, en conexión con la Línea 2 del SMP. Sub-proyecto, cuya necesidad fue analizada en profundidad, en aparte de SMP.

aeroportuaria, en la que se incluye esta infraestructura, luego de la entrada en operaciones de la nueva Terminal Sur, pero a la fecha no existe un cronograma específico. 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, serán de consumo intensivo de energía eléctrica.

## Inversión Privada

Paralelamente, un grupo de inversionistas privados proyecta destinar 400 millones de dólares para desarrollar otras 850 hectáreas cercanas a la Terminal aeroportuaria. La promotora creará la infraestructuras básicas, para que terceros construyan un complejo residencial, hoteles, centro de negocios y bodegas de almacenamiento, “Aeropólis”.

Los inversionistas estiman que este proyecto privado generará 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

Por otro lado parte de los terrenos 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 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.

aeroportuaria denominada también “Panatrópolis”, por sus inversionistas, son de cinco años para la primera etapa.<sup>129</sup>

Al no tener cronograma de inversiones, de información detallada de edificaciones, de una estimación previa de la población permanente y 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 del Pronósticos de Energía Alto, ya que el

---

<sup>129</sup> Referente a los desarrollos que se están realizando en las inmediaciones del Aeropuerto Internacional de Tocumen, la AIT menciona que están en conversaciones con

los proponentes de los proyectos porque la idea no es competir, sino ofrecer una oferta complementaria.

mismo se debe a un alto crecimiento económico derivado especialmente del crecimiento del sector servicios y comercio; y del sector residencial.

En el año anterior, 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 inviables parte o la totalidad de estos planes privados.

## Mega Proyectos Estatales

En la Tabla 38 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

DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2015 -2030 En GWh										
AÑO	SANEAMIENTO DE LA BAHIA	TRANSPORTE METRO			AEROPUERTO TOCUMEN *			TOTAL MEGAPROYECTOS		
		MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2011										
2012										
2013	14.19							14.19	14.19	14.19
2014	36.89	42.28	42.28	42.28	18.29	18.29	18.29	97.46	97.46	97.46
2015	62.45	51.91	51.91	51.91	18.29	18.29	18.29	132.64	132.64	132.64
2016	83.01	55.97	55.97	55.97	18.29	18.29	18.29	157.27	157.27	157.27
2017	83.18	60.35	60.35	60.35	18.29	18.29	18.29	161.81	161.81	161.81
2018	83.36	65.07	65.07	65.07	54.86	54.86	54.86	203.29	203.29	203.29
2019	93.76	137.61	137.61	132.12	54.86	54.86	54.86	286.23	286.23	280.74
2020	98.99	141.63	141.63	137.61	54.86	73.15	54.86	295.47	313.76	291.45
2021	99.16	145.11	157.78	140.99	54.86	73.15	54.86	299.13	330.09	295.01
2022	99.34	221.86	228.98	208.54	54.86	73.15	54.86	376.06	401.46	362.73
2023	99.51	230.04	269.55	213.15	73.15	73.15	54.86	402.70	442.21	367.52
2024	99.69	270.63	290.44	217.86	73.15	73.15	54.86	443.46	463.28	372.41
2025	99.96	293.79	315.66	222.68	73.15	73.15	54.86	466.90	488.77	377.51
2026	110.22	319.09	343.86	238.59	73.15	73.15	54.86	502.46	527.23	403.67
2027	110.40	343.86	413.71	256.01	73.15	73.15	54.86	527.40	597.25	421.27
2028	110.57	413.71	424.30	277.47	73.15	73.15	54.86	597.43	608.02	442.90
2029	110.75	424.30	435.88	300.96	73.15	73.15	54.86	608.20	619.78	466.56
2030	110.75	435.88	448.53	326.68	73.15	73.15	54.86	619.78	632.42	492.29

Tabla 38: Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Estatales

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, que aunque como resultado de la 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. A la fecha, se desconocen los principales parámetros que ayudarían a determinar los requerimientos eléctricos de estos proyectos, como es la construcción de un nuevo Centro de Convenciones, el Desarrollo de la Cadena de Frio, el nuevo Centro hospitalario de la CSS.

## MEGA PROYECTOS PRIVADOS

*Otro grupo de proyectos de significativa importancia en los pronósticos de electricidad, por el uso intensivo de la energía eléctrica, los encontramos en dos sectores económicos de creciente desarrollo, como la industria portuaria y de la implementación de enclaves mineros en el país. Proyectos 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 resulta en una tasa de crecimiento anual de 21%.<sup>130</sup>

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.

<sup>130</sup> 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

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 de “Verde Panama Atlantico” en la Isla Remo Largo y la expansión del Puerto Panamá- Colon Container 2016-2020, en el área de Coco Solo en Colon. En el Pacifico se desarrolla el puerto de Rodman por PSA y se planea una nueva terminal portuaria en el área de Farfán. Además, ACP promueve el nuevo Puerto y Centro Logístico en Corozal 2016-2020. 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,

Ver información, en detalle en la próxima tabla.

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. La implementación 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 Panama Colon container. 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.<sup>131</sup>

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 39: Consumo Eléctrico del Puerto de Panamá Colón CONTAINER

<sup>131</sup> 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 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<sup>132</sup>. 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 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

### Proyecto Minero Petaquilla

Este emprendimiento minero, que hoy se conoce como Proyecto Minero Molejón 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 inicialmente fuera otorgada a Minera Petaquilla, S.A., por lo cual explota en

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 300,000 toneladas 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.

el sitio de Colina la mina de oro de 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

<sup>132</sup> Desde inicios de la década de 1960

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 sería 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.<sup>133</sup>

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 20 meses, abona al deterioro total de la empresa minera.

Dada la incertidumbre en la continuación operativa y al posterior desarrollo de la segunda etapa del emprendimiento minero, ETESA considera que en el corto plazo la empresa autogenerara 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.<sup>134</sup>

<sup>133</sup> ISA, Estudio de Conexión para el Suministro de Energía del Proyecto Minero de Petaquilla, Versión Final, Medellín, Marzo de 2009

<sup>134</sup> 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.

## Proyecto Minero Cobre Panama

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 en la provincia de Colón, Panamá. 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, los colaboradores accionistas del proyecto y a Panamá.<sup>135</sup>

### Demanda Eléctrica

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

<sup>135</sup> En el año 2013, El consorcio minero canadiense de origen sudafricano First Quantum (FQM), logro el control de Minera Panama al comprar a Immet Mining

### Proyecto

**Ubicación** Distrito de Donoso, Provincia de Colón, República de Panamá

**Accionistas First**  
**QuantummineralsCorporation** (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

**Producción por año** Aprox. 255,000 t/a

sistema nacional. Cuando la empresa inicie en firme las operaciones de extracción, procesamiento y exportación de cobre en el Distrito de Donoso, Provincia de Colón, Minera PANAMA podrá aportar a la red nacional de energía 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.<sup>136</sup>

La construcción del sitio de explotación de la mina, de la central

Corporation (IMC), por una suma de más de 5,000 millones de dólares.

<sup>136</sup> Información contemplada en la solicitud de Viabilidad de Conexión

eléctrica, la infraestructura interna y de los servicios auxiliares de la planta de producción del mineral, se inició en el año 2012. 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 estima que la empresa minera, se encontrara en condiciones de autogenerar sus necesidades de electricidad y además, dispondrá de un excedente de potencia la cual podrá despachar a la red nacional. 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 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, que el Sistema Interconectado Nacional deberá proveer.<sup>137</sup>

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 40:** Demanda Máxima de Minera Panamá vs SIN

<sup>137</sup> 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.

Con respecto a la energía, los aportes inyectados por Minera Panamá a la Red van 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.<sup>138</sup>

<b>AUTOGENERACION MINERA PANAMA Y ENERGIA INTERCAMBIADA CON EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>				
<b>AÑO</b>	<b>AUTOGENERACION NETA</b>		<b>SISTEMA INTERCONECTADO</b>	
	<b>AUTOGENERACION NETA</b>	<b>CONSUMO INTERNO</b>	<b>RETIRADO</b>	<b>INYECTADO</b>
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 41:** Autogeneración Minera Panamá & Energía Intercambiada con el SIN

<sup>138</sup> 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.

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 Minera Panama. La construcción de la Línea de conexión de 230.kV Punta Rincón - Mollejón – Llano Sánchez, del año 2014 a 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.<sup>139</sup>

Esta reprogramación significa modificaciones a los requerimientos en potencia y energía previstos por ETESA al SIN.

## Actualización del Proyecto

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 Quantum 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.

La primera fase de implementación del Proyecto de Cobre Panama, empezó a funcionar desde agosto del año pasado, operación del nuevo puerto de Punta Rincón. Instalación portuaria, construida para transportar 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 transportar el

concentrado de cobre a los diferentes países. El Proyecto, que lleva un 35% de avance debe empezar operaciones en el 2018. Hasta la fecha se han invertido \$2,621 millones de un total estimado de 5,950 Millones de dólares.

En tanto que la segunda etapa del proyecto, que ya inició, es la construcción de la planta termoeléctrica y la Línea de Transmisión de 230 kV Punta Rincón –Planta de tratamiento-Llano Sánchez, por un monto de \$600 millones. 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, estarán listas a partir del primer trimestre del año 2017, con posibilidades de inyectar excedentes significativos a la red nacional del SIN.

Por último, está la construcción de la planta procesadora de los minerales, y quizá la más importante, ya que en ella

<sup>139</sup> Capital Financiero, 1 de junio del 2015.

es donde se hará todo el trabajo de extracción del concentrado de los valiosos materiales sacados de los yacimientos. Ésta se construye a un costo de \$500 millones e incluye la instalación de los siete molinos, las tinajas 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, comentó Clark. El equipo de molienda y procesamiento de mineral, para el embarque del concentrado de cobre estarán en funcionamiento, como fecha más temprano a inicios del 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.

FQM desarrolla el proyecto Cobre Panama, con base a lo ya construido por IMC, pero con algunos cambios, en plazos y el desarrollo de obras. El proyecto continúa con la ejecución de la planta concentradora de mineral, de

las carreteras, planta de energía, el puerto, un minero ducto y una línea de transmisión y subestaciones asociadas. Con base en esta información ETESA debió considerar un atraso en el retiro e inyección de energía y potencia al SIN, bajo los siguientes supuestos: Planta concentradora del mineral en operación, para finales el 2018. La central eléctrica iniciará operaciones durante el año 2017. La Línea 230 KV Llano Sánchez – Sitio de Mina - Punta Rincón, para finales del año 2016. Durante el periodo de construcción 2015-2017, el proyecto Cobre Panama generara sus necesidades de energía eléctrica.

## PRONOSTICOS AJUSTADOS DEL SEGMENTO DE CONSUMO BLOQUE

Los retiros de energía del sistema por Minera Panamá, por conveniencia del Modelo de Demanda utilizado por ETESA, se convierten en un incremento adicional al segmento de Bloque del Modelo de Pronósticos 2015-2029.

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 – 2015, consecuente con el atraso de la construcción de la Línea de transmisión, 230 kV Punta Rincón – Llano Sánchez y la nueva realidad administrativa del proyecto, ante la compra del proyecto por FQM de los activos de IMC, modificándose el cronograma de obras del proyecto.

Los atrasos en el desarrollo del proyecto, con respecto al plan anteriormente presentado provocan un desfase significativo en la puesta en operación de la central de generación a carbón y de la planta de procesamiento del mineral. Con lo cual, el SIN se liberó de compromiso de suministrarle al Proyecto 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 solo deberá retirar de la red eléctrica nacional, niveles de energía eléctrica de 35 a 62 GWh, del año 2017 al 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, a la entrada en operación de la planta de concentrado.

Durante el periodo 2017 -2030, el proyecto Cobre Panama generara sus necesidades de energía eléctrica, por lo cual solo requerirá de energía durante los periodos de mantenimiento de las turbinas de la central.

Aunque FMQ informo que tiene toda la intención de desarrollar Cobre Panama, este proyecto es parte de una empresa que se encuentra en expansión a nivel mundial, con otros proyectos en América Latina, Europa y África, algunos en fases más avanzadas de desarrollo. Por consiguiente, los nuevos propietarios del proyecto pueden preferir operar con estándares y regulaciones operativos propias. Por lo cual el plan de desarrollo de la Mina de Mollejón tendrá atrasos por reorganización, revisión integral y logística del proyecto, que tomará un tiempo

adicional, antes de orden de continuación.

FQM desarrollara Cobre Panama, con base a lo ya construido por IMC, pero con algunos cambios, en plazos y desarrollo de obras. El proyecto sigue incluyendo la planta concentradora de mineral, carreteras, planta de energía, puerto, un minero ducto y una línea de transmisión y estaciones asociadas (80% de avance).

En la actualidad, la explotación de la actividad minera mundial, esta presionada por la baja demanda de sus productos, así como la mayoría de los otros “comidities”, consecuente con la caída de pedidos de las fábricas ya que crecimiento global pierde impulso, ante el reacomodo de la principales economías del mundo, lo que ha afectado especialmente a las economías emergentes que dependen a su vez de las exportaciones de materias primas.

Con base en esta información, ETESA considerara para un escenario pesimista un atraso en la operación de la mina hasta el año 2018, con lo cual los retiros de energía y potencia al SIN, se modifican, al desplazarse los retiros en el tiempo.

INCREMENTO TOTAL DE LA DEMANDA EN ENERGIA DE MINERA PANAMA																
CARGA INTEGRADA AL SIN																
PROYECTO COBRE PANAMA																
En GWh																
ESCENARIO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
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
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

**Tabla 42:** Carga Integrada al SIN – Proyecto Cobre Panamá

## Proyectos Privados

En la Tabla 43 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.

DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS PRIVADOS IDENTIFICADOS (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2015 -2029 En GWh						
AÑO	PANAMA	MINERA	PANAMA	TOTAL MEGAPROYECTOS		
	COLON CONTAINER	MODERADO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2011						
2012						
2013						
2014						
2015						
2016						
2017	25.00			25.00	25.00	25.00
2018	48.00	38.31		86.31	86.31	48.00
2019	48.00	40.89	38.31	88.89	88.89	86.31
2020	48.00	46.06	40.89	94.06	94.06	88.89
2021	48.00	52.74	46.06	100.74	100.74	94.06
2022	48.00	59.41	52.74	107.41	107.41	100.74
2023	48.00	62.00	59.41	110.00	110.00	107.41
2024	48.00	66.94	62.00	114.94	114.94	110.00
2025	48.00	71.97	66.94	119.97	119.97	114.94
2026	48.00	77.09	71.97	125.09	125.09	119.97
2027	48.00	82.29	77.09	130.29	130.29	125.09
2028	48.00	82.29	82.29	130.29	130.29	130.29
2029	48.00	82.29	82.29	130.29	130.29	130.29
2030	48.00	82.29	82.29	130.29	130.29	130.29

Tabla 43: 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, en conjunto con el consumo estimado para la integración de la Provincia de Darién,

años 2019-2030. La suma de esta energía es asignada a la columna correspondiente al consumo Bloque, para los respectivos años en que se incrementa la carga.<sup>140</sup>

<sup>140</sup> Bocas del Toro fue integrada a los consumos de

EDECHI, a partir del año 2015.

DEMANDA CONSOLIDADA DE INTEGRACION DARIEN MEGAPROYECTOS ESTATALES Y PRIVADOS IDENTIFICADOS								
(CARGA INTEGRADA AL SIN)								
Años 2016 -2030								
En GWh								
AÑOS	INTEGRACION BOCAS DEL TORO	INTEGRACION DARIEN	MEGAPROYECTOS ESTATALES			MEGAPROYECTOS PRIVADOS		
			MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2010	75.1							
2011	71.0							
2012	78.1							
2013	83.5		14.19					
2014	85.6		97.46					
2015	43.2		132.64					
2016			157.27		157.27			
2017			161.81	161.81	161.81	25.00	25.00	25.00
2018		56.0	203.29	203.29	203.29	86.31	86.31	48.00
2019		58.2	286.23	286.23	280.74	88.89	88.89	86.31
2020		60.5	295.47	313.76	291.45	94.06	94.06	88.89
2021		62.9	299.13	330.09	295.01	100.74	100.74	94.06
2022		65.2	376.06	401.46	362.73	107.41	107.41	100.74
2023		67.5	402.70	442.21	367.52	110.00	110.00	107.41
2024		69.8	443.46	463.28	372.41	114.94	114.94	110.00
2025		72.1	466.90	488.77	377.51	119.97	119.97	114.94
2026		74.4	502.46	527.23	403.67	125.09	125.09	119.97
2027		76.7	527.40	597.25	421.27	130.29	130.29	125.09
2028		79.0	597.43	608.02	442.90	130.29	130.29	130.29
2029		81.3	608.20	619.78	466.56	130.29	130.29	130.29
2030		83.6	619.78	632.42	492.29	130.29	130.29	130.29

**Tabla 44:** 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 la ampliación del Aeropuerto de Tocumen, durante el año 2014 está insumida dentro de los segmentos de consumo Oficial y Comercial. Hasta junio del 2015, el consumo registrado del segmento Bloque correspondió a

la energía de la OER (Bocas del Toro) A partir del año 2019, este segmento de consumo corresponderá únicamente a los registros de la energía consumida por los actuales sistemas aislados de la Provincia de Darién.

**DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE**  
**(CARGA INTEGRADA AL SIN)**  
**Años 2016 -2030**

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	85.6	2.6	85.6	2.6	85.6	2.6
2015	43.2	-49.5	43.2	-49.5	43.2	-49.5
2016	157.3	264.0	157.3	264.0	157.3	264.0
2017	186.8	18.8	186.8	18.8	186.8	18.8
2018	345.6	85.0	345.6	85.0	307.3	64.5
2019	433.4	25.4	433.4	25.4	425.3	38.4
2020	450.1	3.9	468.3	8.1	440.9	3.7
2021	462.7	2.8	493.7	5.4	451.9	2.5
2022	548.7	18.6	574.1	16.3	528.7	17.0
2023	580.2	5.7	619.7	7.9	542.4	2.6
2024	628.2	8.3	648.0	4.6	552.2	1.8
2025	659.0	4.9	680.8	5.1	564.5	2.2
2026	701.9	6.5	726.7	6.7	598.0	5.9
2027	734.4	4.6	804.2	10.7	623.0	4.2
2028	806.7	9.8	817.3	1.6	652.2	4.7
2029	819.7	1.6	831.3	1.7	678.1	4.0
2030	833.6	1.7	846.3	1.8	706.1	4.1
Tasa Anual	1829.7%	15.29%	18.6	15.40%	1534.6%	14.10%

**Tabla 45: Demanda Consolidada del Segmento Bloque**

En el Anexo Tomo I - 3, Cuadro No 21, se presenta en detalle la tabla consolidada de pronóstico para la carga del segmento Bloque del consumo.



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

*Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco*

## 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 2016 - 2030**  
**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
		2016	2016-2015	2016-2019	2020-2030
<b>PIB</b>	Promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Opcion mas probable.	6.07%	5.92%	6.22%	5.48%
<b>PIBMAN</b>	Tasas de crecimiento de tendencia reciente inferiores al PIB Total, sincronizadas con la evolución cíclica global, manteniendo su participación estructural, en 6% del PIB Total, con tasas que representen el actual derrotero del sector.	1.04%	0.15%	2.23%	2.89%
<b>BLOQUE</b>	Demanda consolidada Esc Moderado por la Intrgracion de la Prov. Bocas del Toro mas los consumos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	264.0%	141.4%	98.3%	6.2%
<b>FCOR DE CARGA</b>	Serie calculada con base en el FC del último año, afectado por consumo Bocas del Toro.	70.99	71.26	71.41	71.68
	Sustitucion de Bombillos(Disminucion del FC)		15.1%	15.1%	15.1%
<b>PERDIDAS</b>	Reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	0.21	0.21	0.21	0.19
		2.0%	3.1%	3.2%	-2.7%
<b>PRECIOS</b>	Tasas de crecimiento promedio de pronósticos de precios altos y de referencia del EIA-DOE	0.634%	1.090%	0.873%	0.201%
<b>POBLACION</b>	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.	1.342%	1.356%	1.296%	1.055%

<b>SECTORES CONSUMO MINORITARIO</b>	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,	2.4	2.3	2.3	2.3
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.136	2.136	2.136	2.136
	AUTOCONSUMO	0.17	0.07	0.10	0.07
	OTROS	0.07	0.07	0.07	0.07

**Tabla 46:** Resumen de Premisas Escenario Moderado

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.**  
**PLAN DE EXPANSIÓN 2016 - 2030**  
**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
		2016	2016-2015	2016-2019	2020-2030
<b>PIB</b>	Promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Mejor opción	6.78%	6.28%	8.12%	6.36%
<b>PIBMAN</b>	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.	1.11%	0.18%	2.25%	3.28%
<b>BLOQUE</b>	Demanda consolidada Esc Optimista por la Integración de la Prov. Bocas del Toro mas los consumos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	264.0%	141.4%	98.31%	6.35%
<b>FACTOR DE CARGA</b>	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	70.99	71.26	71.58	72.78
			5.9%	5.9%	5.9%
<b>PERDIDAS</b>	Se ajusto el Esc. la reducción del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	0.20	0.20	0.20	0.18
		2.0%	3.1%	3.2%	-2.7%
<b>PRECIOS</b>	Tasas de pronósticos de precios de referencia del EIA-DOE	0.529%	1.639%	0.170%	0.295%
<b>POBLACION</b>	Escenario de proyección de la demanda de electricidad con escenario de crecimiento de población total, Hipótesis II Alta.	1.565%	1.574%	1.536%	1.371%

<b>SECTORES CONSUMO MINORITARIO</b>	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,	2.4	2.4	2.4	2.4
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.136	2.237	2.212	2.237
	AUTOCONSUMO	0.17	0.08	0.10	0.08
	OTROS	0.07	0.09	0.09	0.09

**Tabla 47: Resumen de Premisas Escenario Optimista**

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.**  
**PLAN DE EXPANSIÓN 2016 - 2030**  
**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
		2016	2016-2015	2016-2019	2020-2030
PIB	Promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Opción menos favorable	4.73%	5.26%	4.68%	3.50%
	<b>0%</b>	<b>0.04</b>	<b>0.05</b>	<b>0.02</b>	<b>0.00</b>
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, en donde se aplican tasas disminuidas.	0.91%	0.08%	0.70%	2.48%
	<b>0%</b>	<b>0.01</b>	<b>0.00</b>	<b>0.01</b>	<b>0.02</b>
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Pesimista por la Integración de la Prov. Bocas del Toro mas los consumos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	264.04%	9.52%	9.18%	3.78%
FACTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	70.99	71.26	71.46	72.08
			2.16%	2.16%	2.16%
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reducción del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	0.05	0.21	0.21	0.20
		3.09%	4.42%	4.59%	-2.12%
PRECIOS	Tasas de pronósticos de precios de referencia altos de los crudos de referencia del EIA-DOE	-0.829%	1.072%	0.070%	-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.	1.002%	1.013%	0.958%	0.660%

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,	2.4	2.2	2.2	2.2
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.136	2.046	2.069	2.046
	AUTOCONSUMO	0.17	0.06	0.09	0.06
	OTROS	0.07	0.05	0.05	0.05

**Tabla 48: 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:

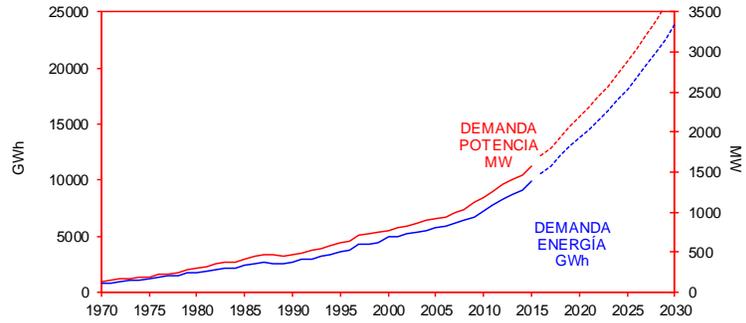
<b>SIGLA</b>	<b>SECTOR DE CONSUMO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
GWHRES	RESIDENCIAL	Consumo destinado al bienestar de la sociedad en sus hogares.
GWHCOM	COMERCIAL	Consumo destinado al confort y operación de los locales comerciales.
GWHIND	INDUSTRIAL	Consumo destinado a actividades productivas industriales.
GWHOFI	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 transmisión.

**Tabla 49:** 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%M W
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2015	5.3	5.0
Pronóstico	2015	2016	7.1	7.9
	2016	2020	6.7	6.4
	2016	2030	5.9	5.8



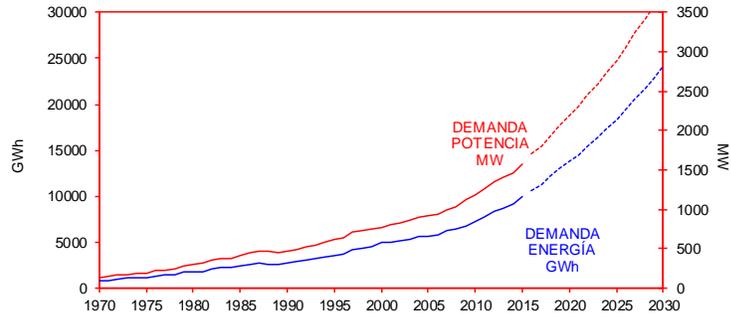
ANO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%M W
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	5.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9			8.3
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6			4.3
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6			5.5
1990-2015	6.0	7.4	3.6	4.1	5.8	-3.3	-2.0	-7.9	3.2	5.3			5.0
2016-2016	5.3	7.4	1.8	5.5	6.9	15.8	-78.5	9.9	15.0	7.1			7.9
2016-2020	5.1	7.5	2.0	5.6	5.0	2.2	140.3	2.9	6.4	6.7			6.4
2016-2030	4.8	7.2	2.3	5.4	4.8	1.1	36.2	1.8	4.8	5.9			5.8
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7			139.5
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2		149.3
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	16.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1		170.1
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	16.7	8.6	69.3	7.3	159.9	1,039.9	16.3		175.7
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
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1,244.3	5.8		196.6
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
1977	402.5	396.6	127.9	166.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1,450.3	7.5		235.7
1978	413.1	418.1	142.5	223.5	23.8	7.5	21.1	15.6	200.9	1,469.1	1.3		252.1
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
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
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
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
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
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
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
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
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
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	546.8	2,579.9	-6.1		470.9
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
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
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
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
1993	749.8	830.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	725.9	3,159.1	6.2		541.2
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.3	728.1	3,400.0	6.3		591.5
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3,619.4	6.5		619.2
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3,795.8	4.9		639.9
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4,254.4	12.1		706.6
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4,295.8	1.0		726.4
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4,474.5	4.2		754.5
2000	1181.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1,166.4	4,967.5	11.0		777.0
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		816.3
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		833.9
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		861.8
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		902.9
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		923.3
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		948.7
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		1,001.4
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		1,032.3
2009	1,801.9	2,482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1015.8	6,753.7	5.8		1,122.0
2010	1,974.0	2,651.2	642.9	790.4	131.7	4.6	75.1	2.7	1,057.6	7,290.3	7.9		1,190.4
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		1,254.5
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		1,354.3
2013	2,380.0	3,326.4	705.7	830.0	164.3	5.1	83.5	2.8	1,224.4	8,722.1	4.3		1,412.9
2014	2,528.3	3,462.5	688.2	880.6	169.5	5.0	85.6	2.8	1,327.9	9,150.5	4.9		1,471.5
2015	2,714.9	3,782.6	665.6	973.4	180.7	5.4	43.1	2.9	1,537.3	9,905.9	8.3		1,581.0
2016	2,858.1	4,064.0	677.5	1,027.0	193.2	6.3	9.3	3.2	1,768.0	10,606.4	7.1		1,705.6
2017	3,007.0	4,367.7	690.5	1,084.1	202.8	6.7	38.8	3.4	1,899.6	11,300.6	6.5		1,803.6
2018	3,161.6	4,697.6	703.9	1,145.4	213.0	6.7	197.3	3.4	2,005.9	12,134.8	7.4		1,935.9
2019	3,322.1	5,048.2	718.6	1,208.9	223.7	6.8	285.7	3.5	2,133.0	12,950.4	6.7		2,065.1
2020	3,488.7	5,419.9	734.0	1,275.1	234.7	6.8	309.3	3.5	2,267.4	13,739.6	6.1		2,190.0
2021	3,661.6	5,812.0	753.7	1,343.4	246.2	6.9	322.0	3.6	2,321.0	14,470.4	5.3		2,305.4
2022	3,840.9	6,229.1	775.6	1,414.9	258.2	6.9	407.8	3.6	2,396.6	15,333.5	6.0		2,441.9
2023	4,026.7	6,672.3	799.0	1,489.7	270.7	7.0	439.3	3.7	2,477.8	16,186.1	5.6		2,576.5
2024	4,219.3	7,145.3	823.2	1,568.6	283.8	7.1	487.2	3.7	2,588.2	17,126.4	5.8		2,725.0
2025	4,418.9	7,649.9	844.1	1,652.4	297.4	7.1	535.8	3.8	2,716.8	18,126.3	5.8		2,882.8
2026	4,625.5	8,187.5	863.4	1,740.7	311.6	7.2	568.6	3.8	2,820.7	19,129.0	5.5		3,040.9
2027	4,839.5	8,760.0	881.7	1,833.9	326.4	7.2	610.0	3.9	2,959.7	20,213.2	5.7		3,211.9
2028	5,061.0	9,368.3	899.7	1,931.6	341.7	7.3	673.2	3.9	3,105.0	21,391.7	5.8		3,397.6
2029	5,290.2	10,011.9	918.2	2,033.1	357.7	7.3	686.2	4.0	3,256.4	22,564.8	5.5		3,582.4
2030	5,527.2	10,692.0	937.1	2,138.4	374.2	7.3	700.0	4.0	3,419.9	23,794.3	5.4		3,775.9

Tabla 50: 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
Pronóstico	1990	2015	5.3	5.0
	2015	2016	7.1	7.9
	2016	2020	6.7	6.4
	2016	2030	6.0	5.9



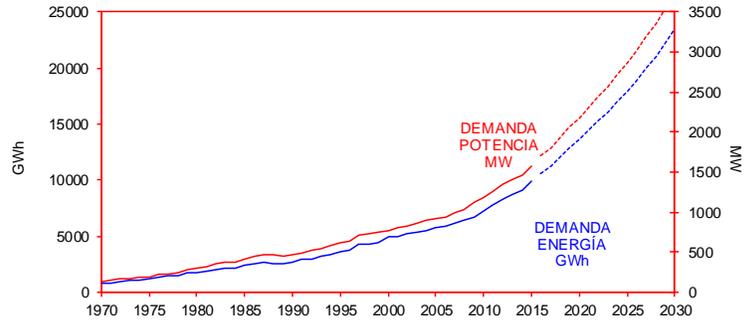
ANO	GWHRÉS	GWCHOM	GWIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWBLQ	GWHOTR	GWHPER	GW	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.9	8.9	8.9	8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6	4.6	4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	3.0	77.7	-100.0	2.9	5.6	5.6	5.5	
2000-2009	6.0	7.4	7.4	3.1	2.8	3.3	-2.0	-7.9	2.3	7.9	7.9	5.0	
2010-2015	5.3	7.5	1.8	5.6	6.9	5.9	-78.5	10.0	15.1	7.1	7.1	7.9	
2016-2020	5.1	7.6	1.8	5.8	7.7	10.0	143.8	10.9	5.7	6.7	6.7	6.4	
2016-2030	4.8	7.2	2.3	5.5	7.8	5.6	36.4	5.9	4.7	6.0	6.0	5.9	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	8017.7		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	110.6	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1,139.9	6.3	175.7	3.3
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	151.8	250.2	25.8	9.4	12.0	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	18.0	19.9	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	2,183.5	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	567.2	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	118.0	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	744.8	819.8	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3,189.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	915.1	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	1000.9	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	1041.9	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	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4,254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4,295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4,474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1118.1	1569.2	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	1161.3	1619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1,066.0	4,999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1261.0	1733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1,108.7	5,221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1341.2	1947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1,035.8	5,342.6	2.3	861.8	3.4
2004	1437.7	2,065.2	336.4	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	976.4	5,571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1495.8	2,178.3	343.5	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	929.9	5,711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1534.2	2,133.4	490.7	658.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5,861.3	2.6	948.7	2.8
2007	1628.5	2,342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6,208.8	5.9	1,001.4	5.6
2008	1647.2	2,471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	0.0	9.6	924.3	6,386.4	2.9	1,032.3	3.1
2009	1801.9	2,482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1,015.8	6,753.7	5.8	1,122.0	8.7
2010	1974.0	2,651.2	642.9	750.4	131.7	4.6	75.1	2.7	1,057.6	7,290.3	7.9	1,190.4	6.1
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	1,254.5	5.4
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	1,354.3	8.0
2013	2,380.0	3,326.4	705.7	830.0	164.3	5.1	83.5	2.8	1,224.4	8,722.1	4.3	1,412.9	4.3
2014	2,528.3	3,462.5	688.2	880.6	169.5	5.0	85.6	2.8	1,327.9	9,150.5	4.9	1,471.5	4.1
2015	2,714.9	3,782.6	665.6	973.4	180.7	5.4	43.1	2.9	1,537.3	9,905.9	8.3	1,581.0	7.4
2016	2,858.4	4,066.9	677.4	1,027.8	193.2	6.3	9.3	3.2	1,768.7	10,611.1	7.1	1,706.3	7.9
2017	3,007.4	4,374.1	689.9	1,085.8	206.1	8.1	38.8	4.2	1,899.7	11,314.0	6.6	1,805.7	5.8
2018	3,162.3	4,719.7	699.8	1,152.9	222.9	8.4	197.3	4.4	1,997.3	12,165.2	7.5	1,938.9	7.4
2019	3,323.1	5,079.3	712.5	1,220.0	240.8	8.8	285.7	4.6	2,102.3	12,977.1	6.7	2,065.5	6.5
2020	3,490.1	5,459.6	726.2	1,289.3	260.0	9.2	327.6	4.8	2,211.6	13,778.3	6.2	2,190.1	6.0
2021	3,663.3	5,859.1	744.4	1,361.0	280.6	9.5	352.9	5.0	2,281.1	14,556.0	5.6	2,310.5	5.5
2022	3,842.9	6,283.0	764.7	1,434.3	302.7	9.9	433.1	5.2	2,377.1	15,452.9	6.2	2,449.6	6.0
2023	4,029.1	6,734.1	786.3	1,512.2	326.4	10.3	478.7	5.4	2,477.8	16,360.4	5.9	2,589.9	5.7
2024	4,222.1	7,214.2	808.9	1,594.0	352.0	10.7	507.0	5.6	2,601.5	17,316.0	5.8	2,737.5	5.7
2025	4,422.1	7,728.3	835.2	1,681.5	379.6	11.2	557.7	5.8	2,695.4	18,316.7	5.8	2,891.7	5.6
2026	4,629.2	8,274.2	860.5	1,773.3	409.2	11.6	593.3	6.1	2,829.6	19,386.9	5.8	3,056.5	5.7
2027	4,843.6	8,856.9	885.1	1,870.3	441.1	12.1	670.7	6.3	2,970.0	20,556.0	6.0	3,236.4	5.9
2028	5,065.5	9,474.5	901.8	1,971.4	475.0	12.5	683.7	6.5	3,071.0	21,662.0	5.4	3,405.9	5.2
2029	5,295.2	10,129.0	918.6	2,076.9	511.3	13.0	697.8	6.8	3,219.5	22,868.1	5.6	3,590.7	5.4
2030	5,532.7	10,820.2	935.6	2,186.8	550.1	13.5	712.7	7.1	3,373.8	24,132.4	5.5	3,784.0	5.4

Tabla 51: Escenario Alto u Optimista

# ESCENARIO BAJO O PESIMISTA

## PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Bajo	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%M W
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2015	5.3	5.0
Pronóstico	2015	2016	7.0	7.8
	2016	2020	6.6	6.4
	2016	2030	5.8	5.8



ANO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%M W
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	5.3	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
1990-2015	6.0	7.4	3.6	4.1	5.8	-3.3	-2.0	-7.9	3.2	5.3			5.0
2016-2016	5.3	7.3	1.9	5.3	6.8	15.8	-78.5	9.8	14.9	7.0			7.8
2016-2020	5.1	7.3	1.0	5.4	3.1	-6.8	138.5	-0.9	6.8	6.6			6.4
2016-2030	4.8	7.0	2.2	5.2	3.0	-5.5	34.2	-0.9	5.1	5.8			5.8
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7			139.5
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2		149.3
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	16.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1		170.1
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	16.7	8.6	69.3	7.3	159.9	1,039.9	16.3		175.7
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
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1,244.3	5.8		196.6
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
1977	402.5	396.6	127.9	166.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1,450.3	7.5		235.7
1978	413.1	418.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1,469.1	1.3		252.1
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
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
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
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
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
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
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
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
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
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	546.8	2,579.9	-6.1		470.9
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
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
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
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
1993	749.8	830.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	725.9	3,159.1	6.2		541.2
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.3	728.1	3,400.0	6.3		591.5
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3,619.4	6.5		619.2
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3,795.8	4.9		639.9
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4,254.4	12.1		706.6
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4,295.8	1.0		726.4
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4,474.5	4.2		754.5
2000	1181.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1,166.4	4,967.5	11.0		777.0
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		816.3
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		833.9
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		861.8
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		902.9
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		923.3
2006	1,534.2	2,133.4	490.7	650.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5,861.3	2.6		948.7
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		1,001.4
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		1,032.3
2009	1,801.9	2,482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1015.8	6,753.7	5.8		1,122.0
2010	1,974.0	2,651.2	642.9	790.4	131.7	4.6	75.1	2.7	1,057.6	7,290.3	7.9		1,190.4
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		1,254.5
2012	2,248.0	3,177.9	689.1	822.4	148.9	5.1	78.1	2.7	1,189.7	8,359.8	8.3		1,354.3
2013	2,380.0	3,326.4	705.7	830.0	164.3	5.1	83.5	2.8	1,224.4	8,722.1	4.3		1,412.9
2014	2,528.3	3,462.5	688.2	880.6	169.5	5.0	85.6	2.8	1,327.9	9,160.5	4.9		1,471.5
2015	2,714.9	3,782.6	665.6	973.4	180.7	5.4	43.1	2.9	1,537.3	9,905.9	8.3		1,581.0
2016	2,857.8	4,059.7	677.9	1,025.4	193.0	6.3	9.3	3.2	1,766.8	10,599.2	7.0		1,704.4
2017	3,006.2	4,362.1	680.8	1,081.7	199.4	5.5	38.8	3.1	1,899.2	11,276.8	6.4		1,799.8
2018	3,160.5	4,681.2	689.0	1,139.0	205.5	5.2	159.1	3.1	2,028.7	12,074.1	7.0		1,926.5
2019	3,320.6	5,025.6	697.4	1,200.3	211.8	5.0	277.6	3.1	2,158.7	12,900.0	6.9		2,058.6
2020	3,486.9	5,390.0	706.4	1,263.8	218.2	4.7	300.2	3.0	2,296.3	13,669.6	6.0		2,181.2
2021	3,659.3	5,774.9	723.5	1,329.3	224.9	4.5	312.2	3.0	2,390.6	14,421.3	5.5		2,301.0
2022	3,838.2	6,182.9	743.0	1,397.3	231.7	4.3	387.8	3.0	2,506.1	15,294.3	6.1		2,440.1
2023	4,023.6	6,614.9	764.3	1,468.0	238.6	4.1	401.6	3.0	2,626.8	16,144.7	5.6		2,575.6
2024	4,215.8	7,074.0	786.6	1,541.9	245.6	3.9	411.3	2.9	2,739.7	17,021.6	5.4		2,715.4
2025	4,414.8	7,565.5	809.3	1,620.1	252.9	3.7	441.6	2.9	2,864.6	17,975.4	5.6		2,867.3
2026	4,621.0	8,088.3	830.6	1,702.6	260.3	3.5	464.8	2.9	2,965.1	18,939.0	5.4		3,020.8
2027	4,834.4	8,644.9	851.1	1,789.4	267.8	3.3	489.8	2.9	3,100.3	19,984.0	5.5		3,187.3
2028	5,055.4	9,237.6	871.3	1,880.9	275.6	3.1	518.9	2.8	3,242.3	21,087.9	5.5		3,363.1
2029	5,284.0	9,864.4	892.1	1,975.8	283.4	3.0	544.8	2.8	3,390.4	22,240.7	5.5		3,546.7
2030	5,520.5	10,526.6	913.4	2,074.2	291.4	2.8	572.8	2.8	3,544.9	23,449.4	5.4		3,739.2

Tabla 52: Escenario Bajo o Pesimista

## ANÁLISIS 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 6.8, 6.9, y 7.0 % a corto plazo (2016-2019), para los escenarios Bajo o Pesimista,

Conservador o Moderado y el Alto u Optimista, respectivamente. En el Largo Plazo (2020-2030) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 5.6 y 5.8 % de crecimiento anual sostenido.

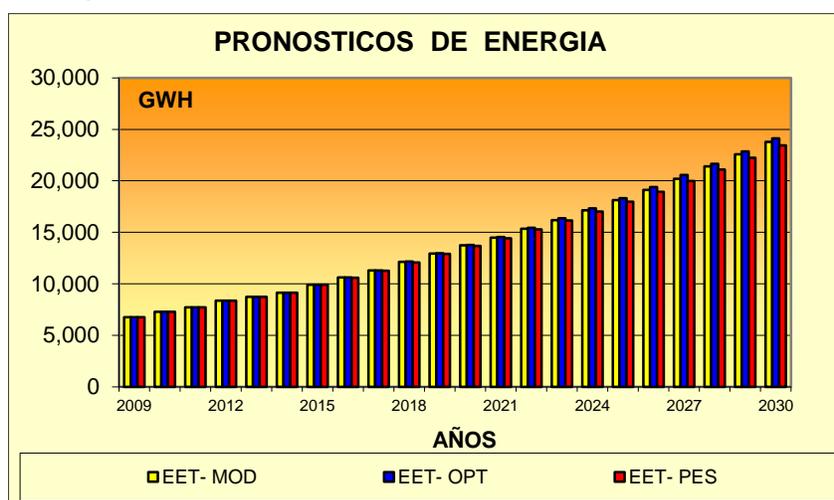


Gráfico 30: Pronóstico de Energía

Para todo el período de análisis, 2016-2030 los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán anualmente en 5.9, 6.0 y 6.1%. La estrechez del rango de proyecciones entre los tres escenarios, con diferencias menores de 1 y 2 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 escenarios económicos analizados. Los cuales presentan

alternativas de desarrollo de la economía, realista y viable, que en las condiciones actuales no son tan diferentes ni mucho menos excluyentes entre sí, que a su vez puedan desarrollar demandas eléctricas muy dispares 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 6.8 y 7.0% a corto plazo (2016-2019) y entre 5.58, 5.64 y 5.66 % a largo plazo (2020-2030) en los respectivos escenarios pesimista, conservador y optimista. Para todo el periodo de análisis (2016-2030), los resultados esperados, se encuentran respectivamente en 5.9 y 6.0%.

Es conveniente destacar que para el Corto Plazo, estos parámetros de generación y potencia de los tres escenarios alternativos, se mantienen en magnitud con una leve declinación con respecto a los estimados en presentados anteriormente en los PESIN's, especialmente en los informes de los años 2011-2025 al 2015-2029. Esta leve disminución, 1 a 2 décimas de por ciento, refleja elementos de índole interna y aspectos derivados del reajuste del comercio y de la economía mundial.

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 expectativas económicas más realistas, a nivel estatal y privado, en las que se reevalúan la prioridad de necesidades y se enfatiza en la administración de los recursos disponibles. Por lo cual, los plazos de culminación de algunos proyectos anteriormente planteados se alargan en el tiempo, o son postergados al mediano y el largo plazo, mientras otros vuelven 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 de la evolución económica, los periodos subsiguientes sean acorde a un proceso ordenado de una economía en desarrollo, con tasas de crecimiento del PIB estables, entre 4 a 5%, que se reflejen en los pronósticos de consumo y potencia de energía eléctrica a un nivel de 5%.

Estos nuevos pronósticos están sintonizados, con las actuales perspectivas del crecimiento global y de la región latinoamericana, que se han estado reduciendo, en momentos que declinan las economías líderes de Estados Unidos y Europa Occidental y

por consiguiente su demanda internacional de bienes. . A la presente 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 de la demanda de materias primas y/o en la

práctica, la paralización del comercio mundial, con sus efectos derivados en las actividades motores de la economía panameña.

En las figuras y tablas siguientes se muestra el resumen de las tasas de crecimiento previstas por escenario y periodo.

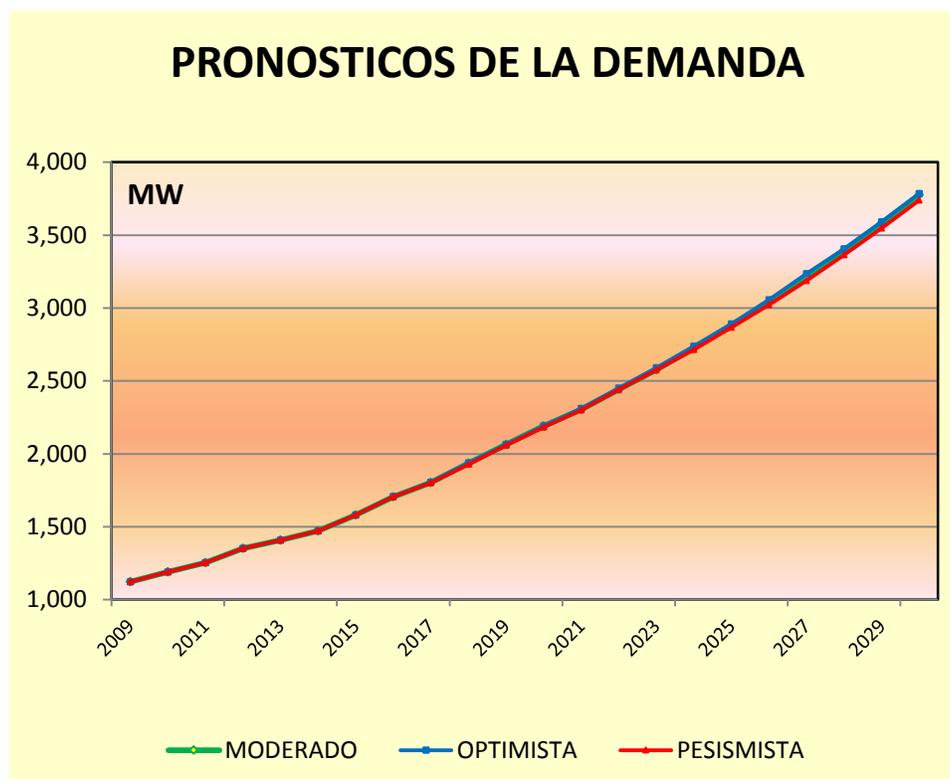


Gráfico 31: Pronósticos de Demanda

En consecuencia, los incrementos anuales de energía (GWh) y de potencia (MW) 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 ejecución del

magno proyecto de Ampliación del Canal y el desarrollo simultaneo de varios mega proyectos estatales de infraestructura civil y social, en conjunto con desarrollos privados de magnitud, cuyas obras se ejecutan en estos años. Ver tabla siguiente.

### INCREMENTO PROMEDIO ANUAL DE ENERGIA Y DEMANDA POR PERIODO

PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO )		PESIMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2016-2019)	761.1	121.0	767.8	121.1	748.5	119.4
LARGO PLAZO (2020-2030)	985.8	155.5	1,014.1	156.2	959.0	152.8
ANALISIS (2016-2030)	925.9	146.3	948.4	146.9	902.9	143.9

**Tabla 53:** Incremento Promedio Anual de Energía & Demanda por Periodo

Aunado a las incertidumbres consideradas en los anteriores Pesin's, para el cumplimiento de los estimados de corto plazo de los escenarios moderado y optimista, la paralización y suspensión de varios de los proyectos públicos y privados, en ejecución. Siendo hoy en día, la situación de mayor alarma, el atraso del proyecto de ampliación del Canal, cuyas obras no entraran en operación hasta junio del 2016, con probables y significativos sobrecostos, lo que conlleva a la disminución y postergación en los próximos dos o tres años de las utilidades programadas y previstas por Panamá, para sus planes de desarrollo. Lo que podrá causar importantes disminuciones en el flujo de inversiones públicas, y por ende en crecimiento del PIB, especialmente dentro del periodo crítico del plan, años 2016- 2019.

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, a la fecha están obstaculizados por las secuelas remanentes de la crisis global, escenificada en el periodo económico-financiero (2007-2009). Dado que gran parte de esta demanda provenía de países, que han sido fuertemente golpeadas 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.<sup>141</sup> 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

<sup>141</sup> Proyecto de la "Ciudad Aeroportuaria", mega refinería de petróleo en la provincia de

Chiriquí; la expansión portuaria (Mega Puertos de Farfán y Corozal).

indefinidamente. Entre estos tenemos: el Panama International Merchandise Mart (PIMM)<sup>142</sup>; Centro Multimodal, Industrial y de Servicios (CEMIS); Centro Energético de las Américas.<sup>143</sup> De acometerse la construcción, luego operación y explotación de estos macroproyectos de iniciativa privada, las tasas de crecimiento real de la demanda se dispararía significativamente.

## 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, el sector industrial. En el año 2015, la participación respectiva de estos sectores en el consumo eléctrico fue de 38, 27, 16, 10, 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 residencial y

Por otro lado, las restricciones de crédito internacional condicionadas por los bajos parámetros de crecimiento o el estancamiento de la economía de los principales países del hemisferio norte, tienen la propiedad de desincentivar o contraer la demanda eléctrica doméstica, en el medio y largo plazo.

comercio crecieron 1.3% anualmente, en el periodo 2000-2015, los segmentos de consumo Industrial y oficial pierden participación en - 2.7% y 0.7%, respectivamente.

Con respecto al futuro los escenarios presentados, se espera que en el año 2030, esta estructura de consumo, varíe, con un sector comercial y servicios que alcanza un 45% de participación, el sector residencial decrezca a un 23%, las pérdidas totales del sistema serán el 15% del consumo global. Por otro lado los sectores oficial e industrial disminuyen a su vez, su participación relativa, con declinaciones moderadas con respecto a los registros del año 2015, para parámetros esperados de 7 y 4%, respectivamente en el año 2030.

<sup>142</sup> 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 ocupará 50 Ha de ellas y estará ubicado entre la vía Transistmica y el Lago Gatún.

<sup>143</sup> Es un mega 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.

El segmento de pérdidas viene reduciendo su participación en consumo del sistema, con una tasa de declinación de 0.63 % anual en los últimos cinco años, luego de declinar casi 7% anual en quinquenio anterior 2004-2008, gracias a las mejoras continuas en el equipamiento de los sub-sistemas de transmisión y distribución.

El análisis de los registros de los dos años 2008 y 2009, muestra que la participación en el consumo total de pérdidas totales de energía eléctrica habían alcanzado los parámetros de 12.0 y 12.5%, cuando en el año 2000 su participación sectorial fue de 23.6%. La revisión de la data de pérdidas conllevó a un incremento de la data elaborada por el SNE. Con base en estos parámetros, el Pronóstico de Energía 2014-2028, hizo las correcciones necesarias, por la cual estas pérdidas quedan en 14.5 y 15% para los años listados.

La participación de las pérdidas totales del sistema estuvieron declinando 3.9% anualmente hasta el año 2013, alcanzando un parámetro de pérdidas de 14%, en cambio durante los años 2014-2015 estas pérdidas se elevaron, a efectos de la transmisión de la energía generada en el extremo occidental del país y a una ampliación de la cobertura de la distribución eléctrica.

Durante el periodo de corto plazo, la generación hidroeléctrica desde el extremo y centro del país, hacia el centro de carga se incrementa, 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, elevando la participación de las pérdidas totales a un 16.6%, en promedio. En el periodo de largo plazo 2020-2030, la participación de las pérdidas declina de 16.5 a un 14.3% en el 2030, para una declinación de -1.2% anualmente.

Es importante anotar 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).

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 vulnerable, por ende de menores ingresos, con lo cual, son de esperar consumos básicos. Por otro lado, después de crecer en promedio el consumo residencial 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, que aunado a relativos precios incómodos de la energía eléctrica para los usuarios residenciales, conducirán a menores consumos.

El segmento de consumo Bloque ha incluido desde el año 2010 al 2015, 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 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 la energía insumida por magno proyectos identificados, sin historial de data anterior en el Modelo. El consumo del segmento Bloque está conformado por el proyecto del Saneamiento de la Bahía (de las bombas, de la PTAR y sus equipos auxiliares), de la expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen, de los enclaves de explotación de minerales metálicos (cobre) Además, del consumo de una nueva sub-actividad económica no tipificada de consumo eléctrico, el transporte masivo urbano. (Metro).

ETESA construirá y pondrá en operación en el 2019, la nueva Línea de Transmisión Panamá II – 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 2% 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).

Los resultados para los 15 años de proyección del pronóstico, destacan la atención sobre el consumo de las actividades del sector comercial y de servicios, el cual pasa, aproximadamente del 42% al 55% del consumo total; por su parte, el consumo del sector residencial reduce su participación del 27% a 23%; el resto de los sectores de consumo (industrial, oficial, alumbrado público, autoconsumo y otros) mantienen relativamente sus participaciones, durante el horizonte de proyección.

## CONCLUSIONES

De acuerdo a la información reciente y disponible y a los análisis y cálculos realizados, la demanda de energía eléctrica de Panamá en el corto plazo (2016-2019), podría presentar tasas de crecimiento por el orden de 6.83 a 6.93% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema crecería de 6.82 a 6.91%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas, optimistas o pesimistas.

La estrechez del rango de proyecciones del corto plazo, con diferencias entre los escenarios menores al 0.1%, 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 futura 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 gubernamentales anti cíclicas, a los cuales están intrínsecamente relacionadas las hipótesis de crecimiento económico utilizadas, en el caso moderado, como las opciones optimista y la propia opción pesimista.

Por consiguiente, la inclusión en este periodo, de los futuros consumos de electricidad previstos de las etapas iniciales del Saneamiento de la Bahía de Panamá, de la operación de la Línea 1 del sistema de transporte masivo en la Ciudad de Panamá

(Metro) y de la expansión en este periodo de las facilidades aeroportuarias en el aeropuerto de Tocumén, de la implementación de enclaves mineros para la explotación de metales (cobre y oro), consumos que se incorporan dentro del segmento Bloque. Consumo que suma, 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 43.2 GWh en el año 2015, a 433, 433.4 y 425 GWh en el año 2019, respectivamente en los escenarios Moderado, Optimista y Pesimista.

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 (2016-2019). 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, comercio, 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 crisis hipotecaria norteamericana, traspasada globalmente al área financiera mundial, efectos no superados totalmente por la economía mundial. El 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. Pero aunque bajo, el parámetro alcanzado, en ese año, fue relativamente positivo dentro de un entorno latinoamericano y mundial de recesión profunda.

Durante los años 2014 y 2015, el PIB alcanzó registros bajos con respecto a su historia reciente, pero todavía dentro niveles importantes de crecimiento. Para el año 2014 fue de 6.1 % y en el año 2015 el registro alcanzado fue de 5.8%. Para un crecimiento promedio sostenido en los últimos tres años de 6%, parámetro que permitiría que se duplique en términos reales el nivel de registro del PIB alcanzado en el año 2015, en un lapso de aproximadamente 16 años, lo que cubre 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 y en las aéreas de 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 crédito bancario por los bancos nacionales y del exterior, hacia los promotores en la etapa de construcción y a las hipotecas individuales, con su efecto directo principalmente en una de las actividades económicas, que marcaron el paso en la época reciente, la construcción, y de los proveedores de insumos para su actividad, uno de los principales motores del alto crecimiento en el periodo de crecimiento anterior, 2004 - 2008.

Aunque, en el quinquenio 2009-2013, primo la cautela total del sector financiero nacional, hacia todas la actividades, como resabio de la crisis mundial del 2008-2009, esta cautela ha estado declinando hasta su casi mitigación total. Aunque, el efecto negativo de la cautela financiera hacia sectores de alta inversión se mantiene, como el sector construcción, ya que el impulso agresivo que tenía esta actividad antes de la crisis, se perdió, ya que la promoción e inversión de residencias de lujo, la más dinámica en el reciente periodo de auge, se ha mantenido de manera conservadora.

El total de la actividad construcción no fue mayormente 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 y social. Por lo cual se espera, que durante el 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 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 aun continuar en “sala de recobro la economía mundial, habrá que determinar con mayor precisión en qué grado incidirá la crisis en la actividad de transporte, almacenamiento y comunicaciones (Canal de Panamá), la cual ha correspondido a más de un quinto del PIB, en los últimos tres años. Si la recuperación económica mundial no se realiza, los ingresos esperados por el canal ampliado disminuirían afectando el repago de las obras en construcción y sus costos financieros, lo cual derivaría en mayores restricciones

financieras del Estado, para continuar proyectos de modernización que el país requiere, que de no realizarse resultarían en situaciones difíciles para el país.

El pronóstico de energía esperado para el año 2015, se basó en la probabilidad de ocurrencia de un crecimiento de la economía entre 6 y 7%. Aunque los resultados de las actividades económicas, con el paso de los trimestres del año 2015, resultó en una tasa menor al 6%. Con respecto a los pronósticos de energía, para el periodo de corto plazo, años 2016 - 2019, se fundamentan en una tasa de crecimiento anual promedio de 6.3%, 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 4.8 a 8.2%, correspondientes a los escenarios Pesimista y Optimista.

Para el largo plazo (2020-2030), los cálculos presentan un rango de crecimiento anual de la economía entre 3.5 a 6.4%, según la ocurrencia de los escenarios analizados. Los escenarios se califican de conservadores, debido a las restricciones que le impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos, similares a los rangos alcanzados en los años recientes, una tasa anual sostenido de 7.5% en el periodo 2009-2013.

Con respecto a los indicadores eléctricos del modelo se concluye, que de acuerdo a los registros 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 u. en los años 2008 y 2009. Comportamiento, asociado principalmente a un paulatino retroceso en la demanda de tipo industrial, mientras se incrementa el consumo comercial y gubernamental, en las horas de punta y se mantiene un uso no eficiente de la energía eléctrica en el sector residencial.

En los años 2011 -2013 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 la actividad manufacturera, gracias a una mayor utilización del consumo del sector comercial con base en un equipamiento moderno, a una mejor gestión de la distribución eléctrica y a aun posible efecto tarifario del servicio eléctrico, específicamente en el sector 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 de los combustibles para generación eléctrica, se enfrentaba en los años anteriores a precios reales crecientes de los combustibles, consecuente con el mayor costo del componente térmico. Ya que se había reconocido, el estancamiento de la oferta de los crudos convencionales con costos incrementales en la extracción ante una

demanda mundial creciente con 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, de los nuevos crudos de esquito y de aquellos de “extrema profundidad”, de bio-combustibles y de nuevas alternativas de combustibles. 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 esquitos, 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 gas natural y por otro lado de la fuerte inserción a nivel mundial de fuentes

alternativas de generación eléctrica, con base en las tecnologías eólica, fotovoltaica y termo solar.

Todas estas variables que ha incidido en el último año en el sector de hidrocarburos, empujaron 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, en el último año. Con lo cual se puede esperar incremento del consumo de energía eléctrica. Pero es necesario mencionar que el bajo precio del crudo, desalienta la exploración y por ende la oferta futura de crudos tradicionales y no; 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 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 esta economía, actividades de sector terciario, como son las actividades de reexportación de la Zona Libre de Colon (ZLC), los servicios jurídicos y banca de la intermediación financiera internacional y las obras de Ampliación del Canal.

El sector de la reexportación, ZLC, debido soportar en los últimos dos años, la restricción de divisas por parte de Venezuela y en menor medida por otros países de la región con respecto a las compras en la zona franca, aunado al establecimiento de medidas de protección arancelaria por Colombia. Al provocar un desbalance en un gran sector de empresas de este enclave económico, con lo cual se crea un fantasma de quiebra de grandes empresas del sector, que se materializó al inicio del año 2014 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 provisión específica con los préstamos que se otorgan en la zona franca, ya que las decisiones del gobierno venezolano, hacen casi imposible que se paguen las mercancías recibidas a crédito, por empresarios venezolanos.

Con respecto a las medidas proteccionistas de Colombia, por el establecimiento de exagerados aranceles, a productos no provenientes de países con lo que el Estado Colombiano tuviera tratados comerciales. 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 esta actividad 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 demandó 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 incrementa la crisis de la Zona Libre, uno de los pilares del crecimiento económico de los últimos 20 años.

Por otro lado, el retraso en las obras principales de la ampliación del Canal, tercer juego de esclusas. Obras, originalmente programadas a entrar en operación en el mes de octubre del 2014, las cuales se ha reprogramado su entrada en operaciones hasta mediados del año 2016. Este retraso es consecuente con la paralización de las obras y otras acciones por parte del consorcio GUPC, contratista principal de las obras, en razón a desavenencias técnico- financieras con la ACP.

Dada la importancia de la actividad canalera y sus actividades conexas sobre el Producto Interno Bruto, ya no solo es el retraso en la entrega de obras, sino los reclamos de parte de la GUPC, de más de 3, 000 millones de dólares por sobre costos de obras. Que de fallarse en contra de ACP, por parte

de las instancias de arbitraje, someterán a la institución canalera a recargos financieros, no previstos, que impedirían en el futuro inmediato el planificado aporte al desarrollo del país.

Estas previsiones negativas, de la Zona Libre de Colon, de la operación ampliada del Canal de Panamá, y últimamente de la exposición mediática de los servicios jurídicos e Intermediación financiera, tienen implicaciones significativas en el Modelo de proyección de la energía eléctrica, PREEICA. En total estas actividades por si solas corresponden a casi un quinto del PIB nacional.

El efecto final en los pronósticos del Modelo, por parte de estas suposiciones, en el periodo crítico de 2016 -2019 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 situaciones 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

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 forma especial el escenario optimista. 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 dependen 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, podemos mencionar: una magna refinería de petróleo en el aérea de Chiriquí; otros nuevos proyectos mineros de magnitud, nuevos puertos originados en la propia expansión portuaria; una profundización de actividades correspondientes al Centro Multimodal, Industrial y de Servicios; Centro Energético de las Américas. Todos estos proyectos tienen grados diversos de incertidumbre, algunos de estos proyectos se encuentran en niveles incipientes de ejecución y/o dependen del estado saludable de la economía mundial.



**ETECSA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

*Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco*

## REFERENCIAS

- Centro Nacional de Despacho (CND) de Panamá; Gerencia de Operaciones; Informe indicativo de demandas; 2009-2018.
- Comisión de Política Energética (COPE) de Panamá; Compendio estadístico energético; [www.mef.gob.pa/politica\\_energetica/documentos.asp](http://www.mef.gob.pa/politica_energetica/documentos.asp); 1970-2008 y cuadros preliminares 2009.
- 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](http://www.eclac.cl/redatam/g4help/panama/censos); Mayo 2000.
- 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.
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de Panamá, información preliminar 2009.
- Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá; Historial eléctrico nacional; Ingresos nominales facturados por ventas de energía eléctrica; 1970-1997.
- 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.
- 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.



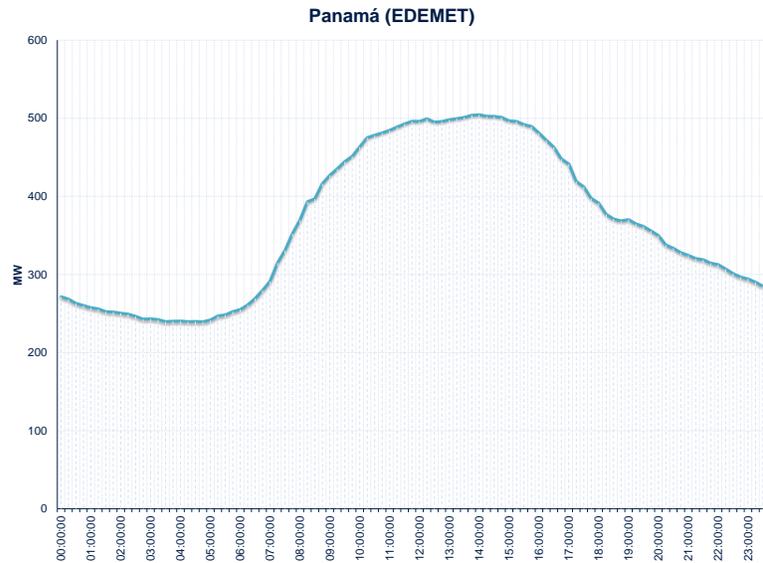
**ETECSA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

*Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco*

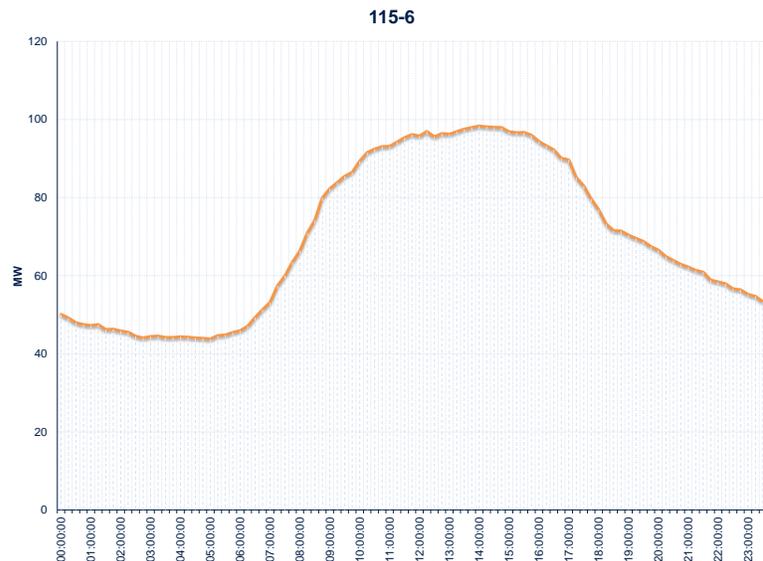
## CURVAS TÍPICAS.

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 para el día 2 de julio de 2015.

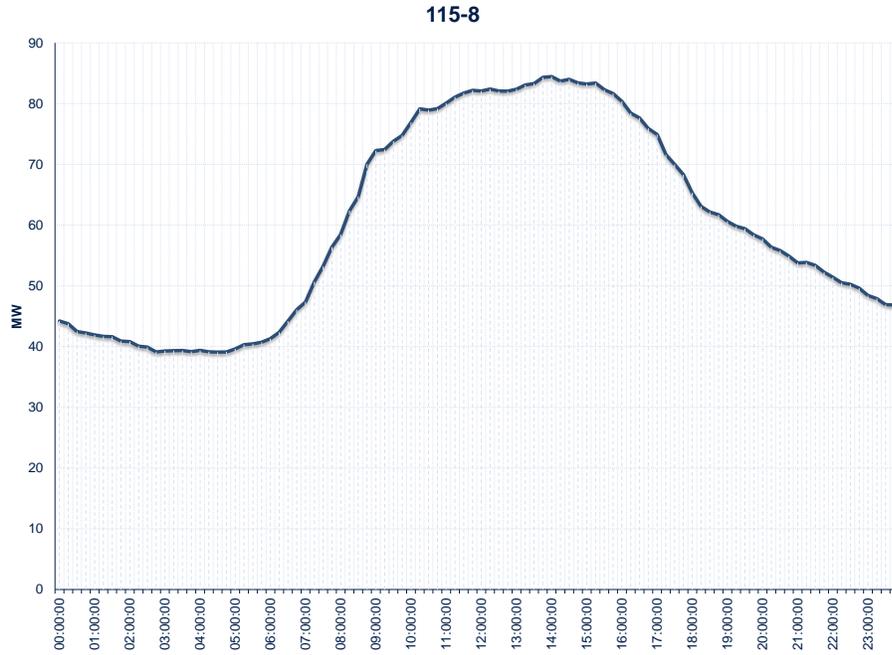
### EDEMET



**Gráfico 32:** Curva Típica de Carga EDEMET – Panamá



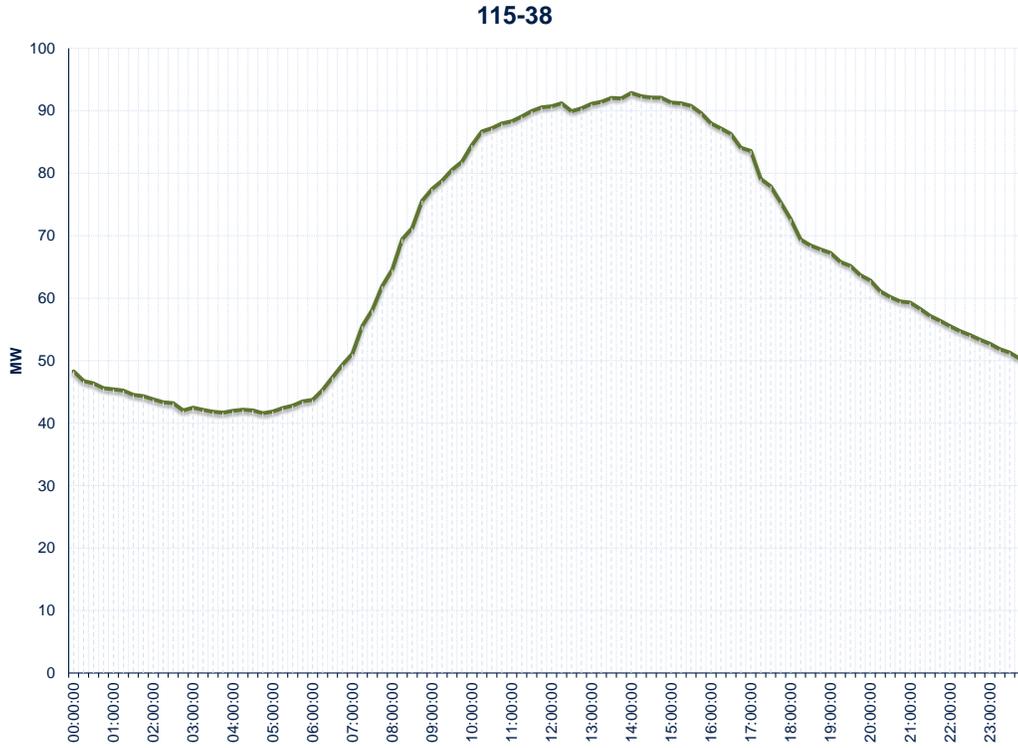
**Gráfico 33:** Curva Típica de Carga Línea 115-6



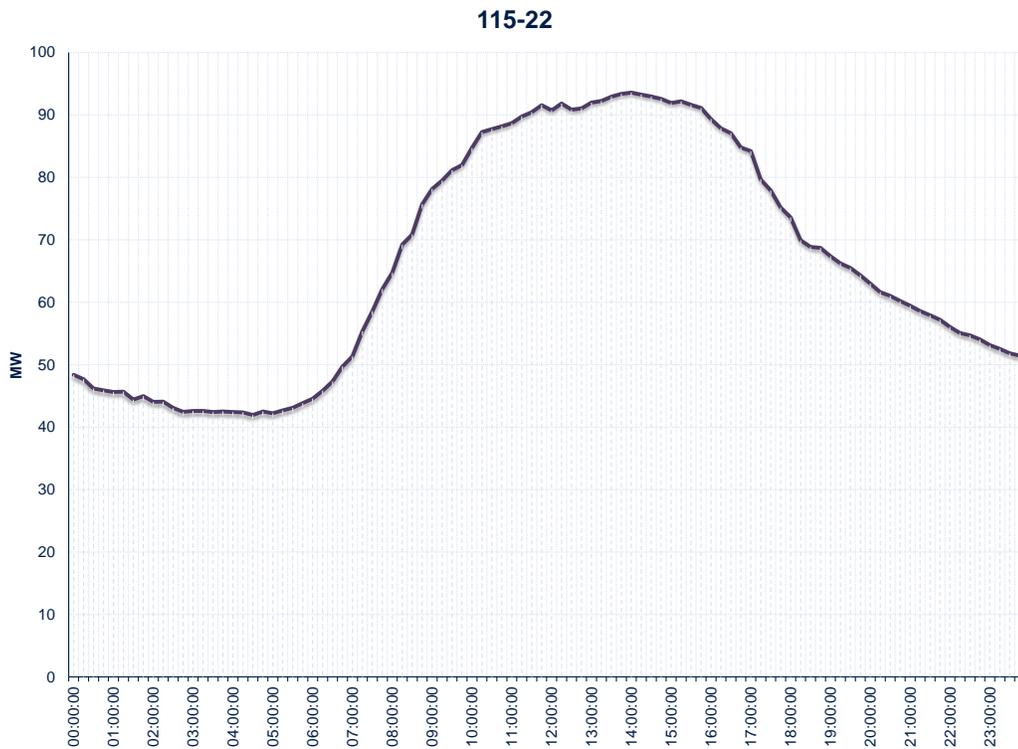
**Gráfico 34:** Curva Típica de Carga Línea 115-8



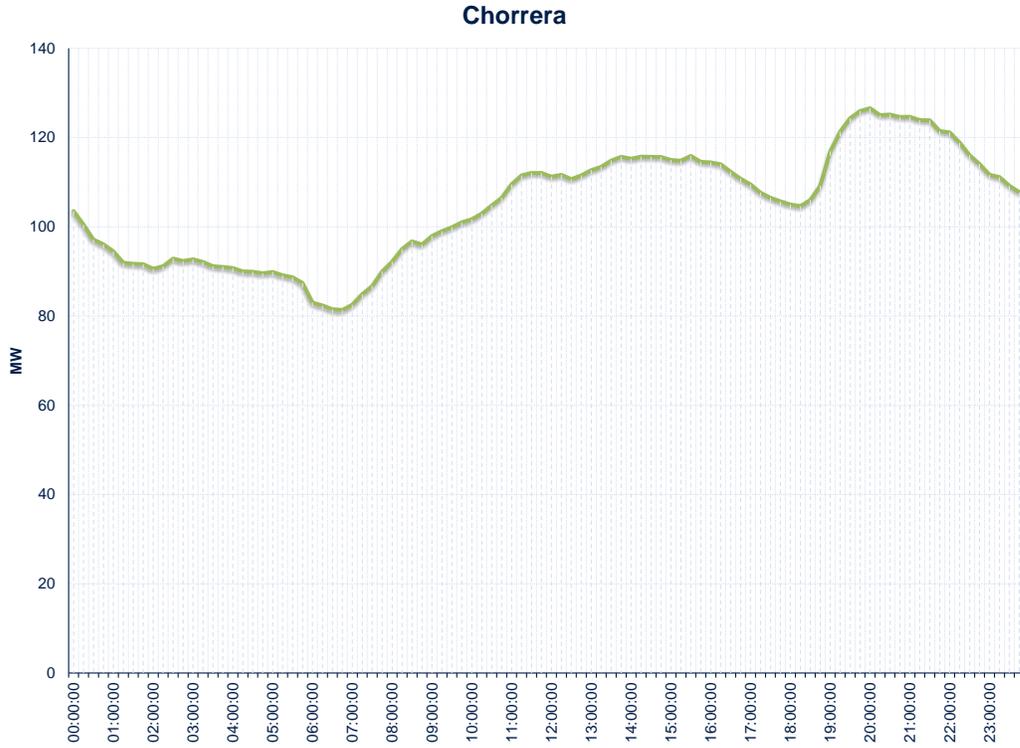
**Gráfico 35:** Curva Típica de Carga Línea 115-11



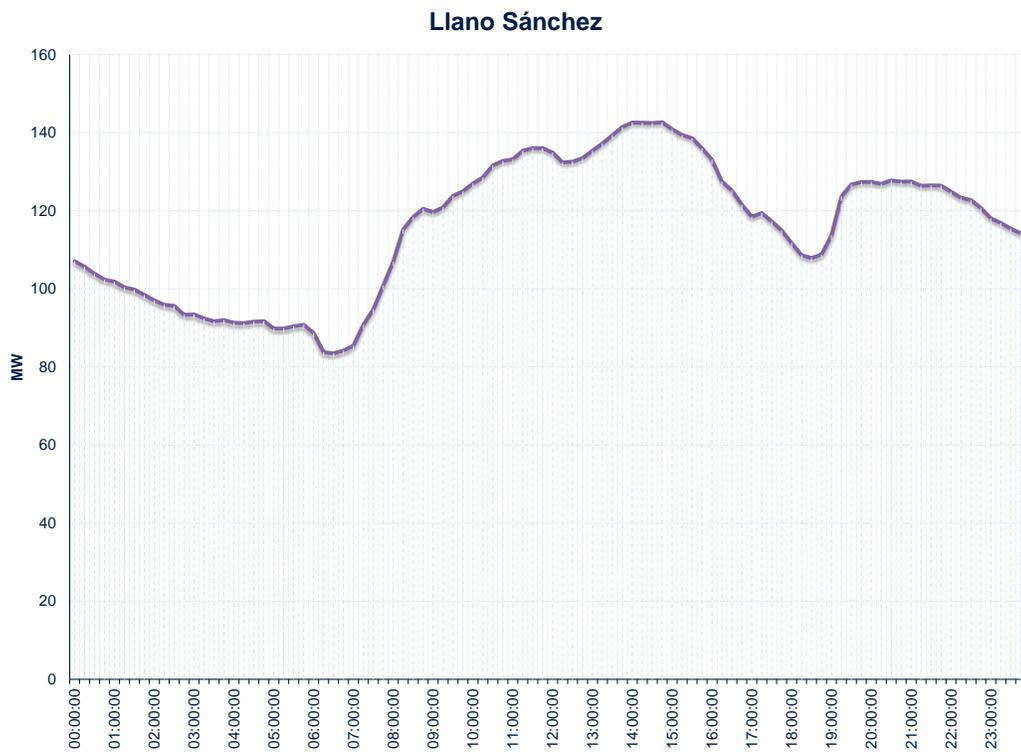
**Gráfico 36:** Curva Típica de Carga Línea 115-38



**Gráfico 37:** Curva Típica de Carga Línea 115-22



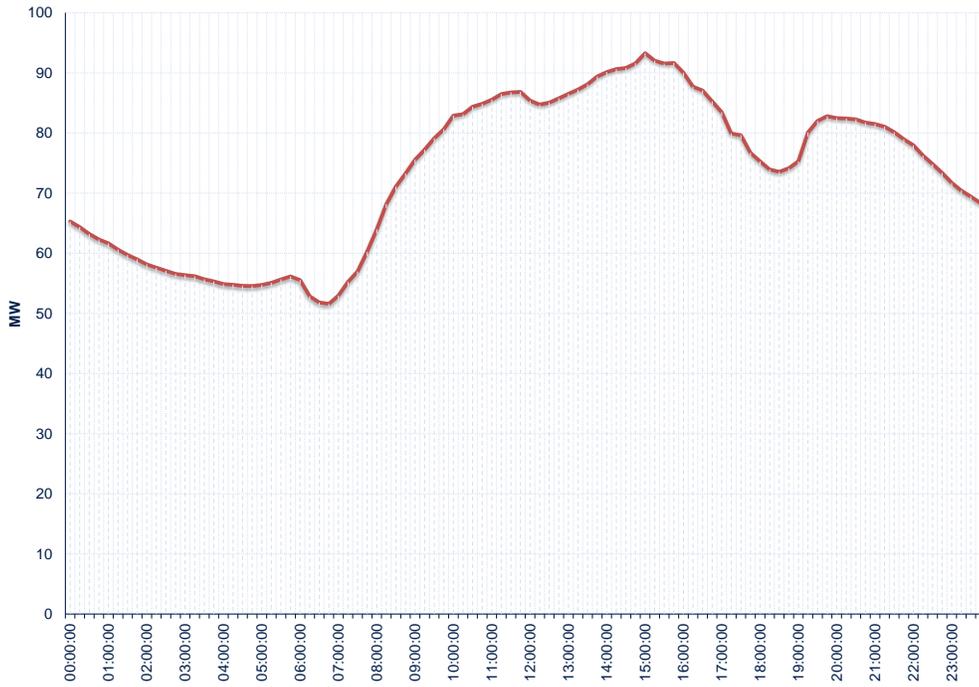
**Gráfico 38:** Curva Típica De Carga Chorrera



**Gráfico 39:** Curva Típica de Carga Llano Sánchez

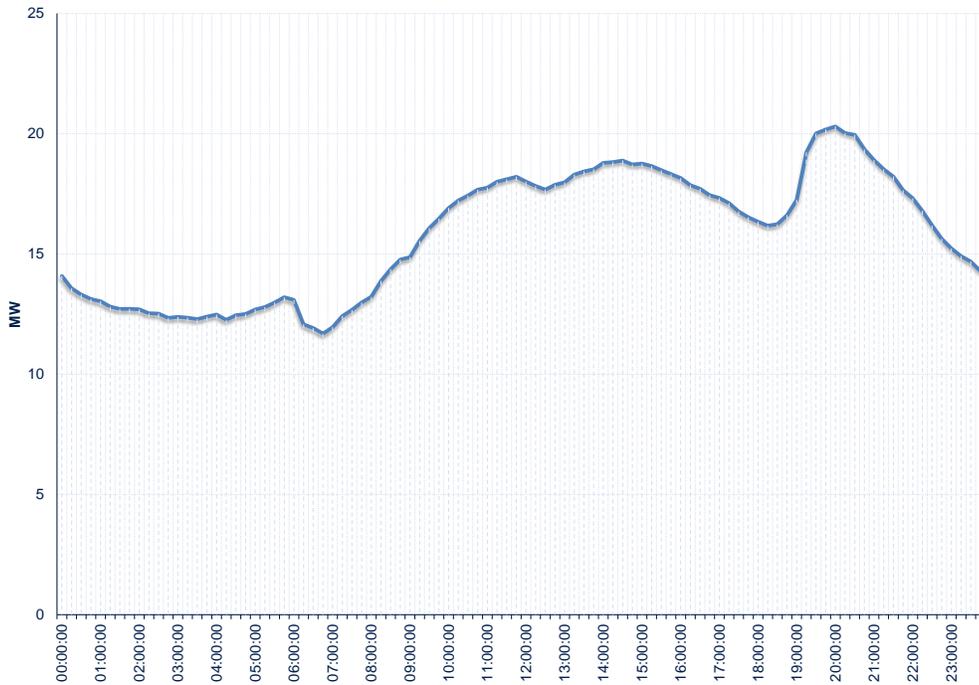
# EDECHI

**Mata de Nance**



**Gráfico 40: Curva Típica De Carga Mata de Nance**

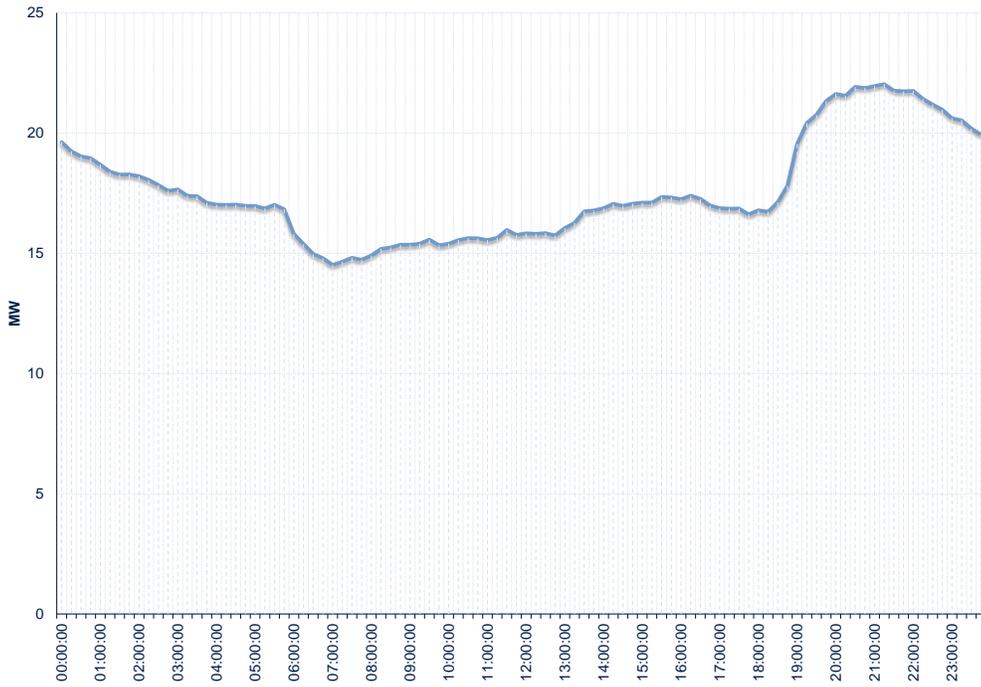
**Progreso**



**Gráfico 41: Curva Típica De Carga Progreso**

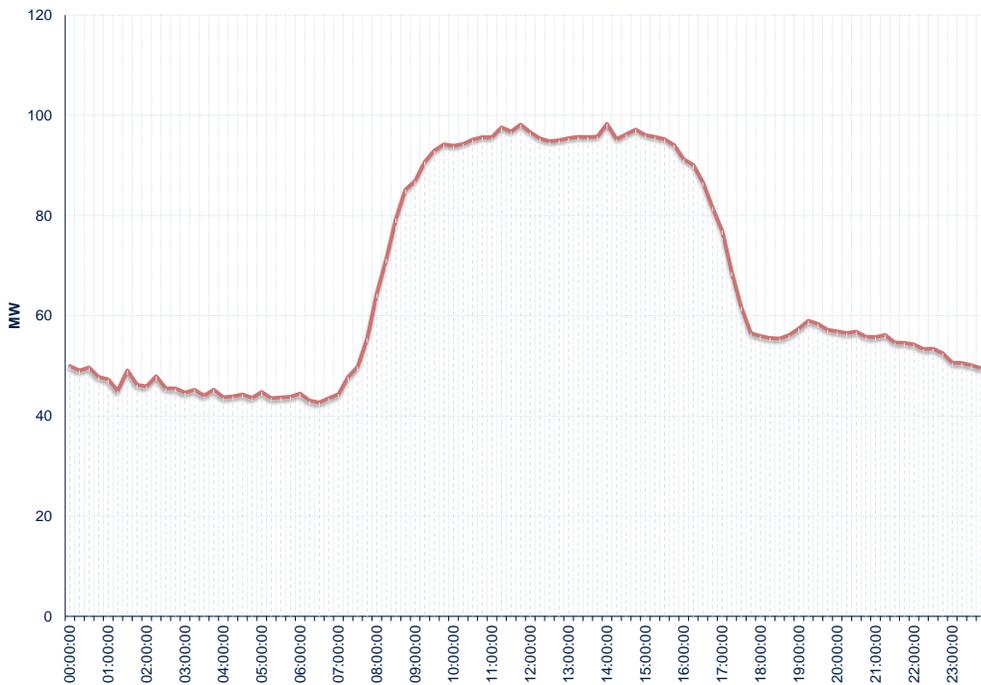
# ENSA

**Las Minas 44**

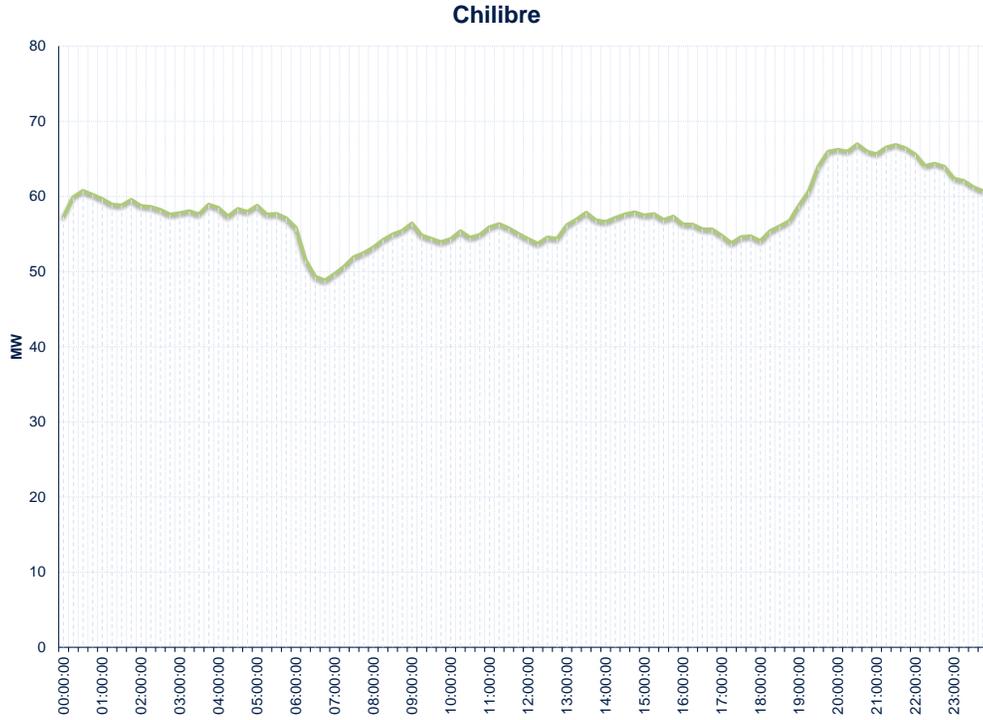


**Gráfico 42: Curva Típica De Carga Las Minas 44**

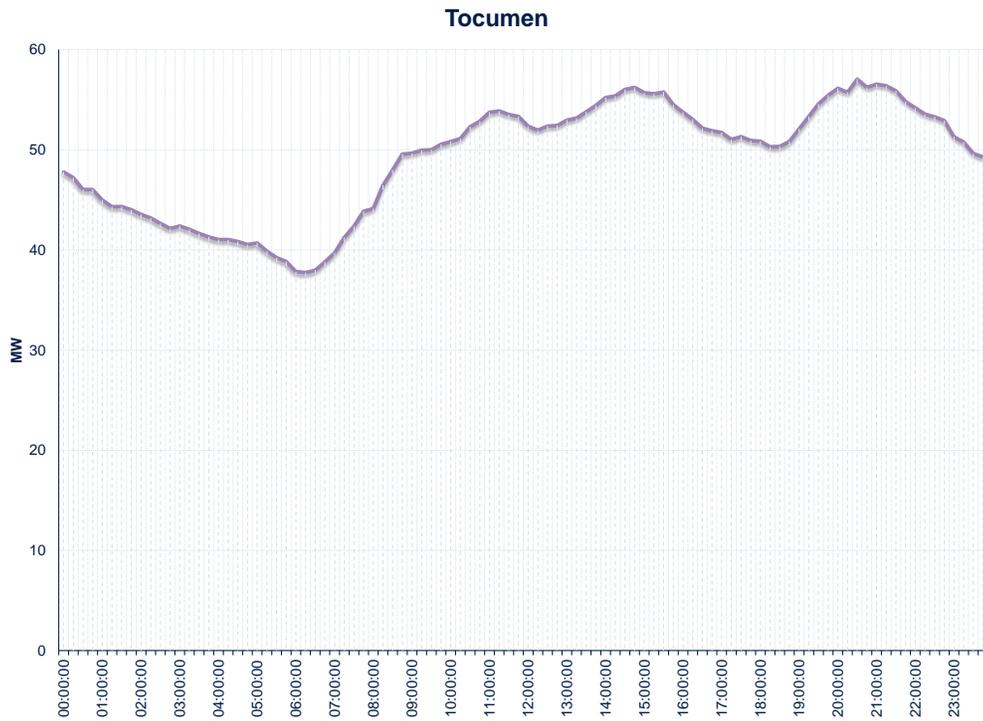
**France Field 115**



**Gráfico 43: Curva Típica De Carga France Field 115**

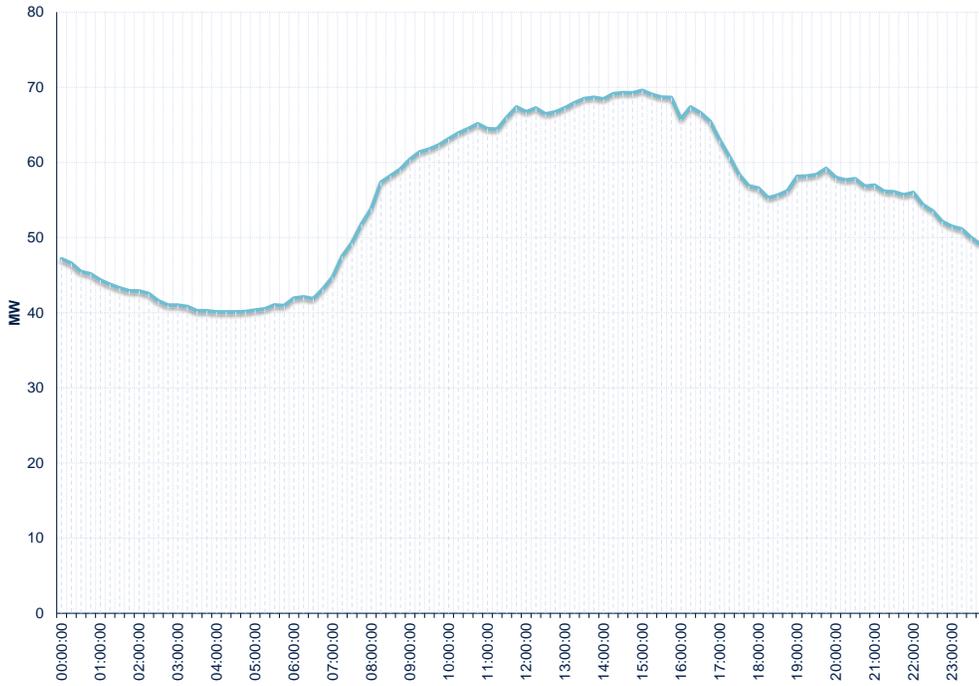


**Gráfico 44: Curva Típica De Carga Chilibre**



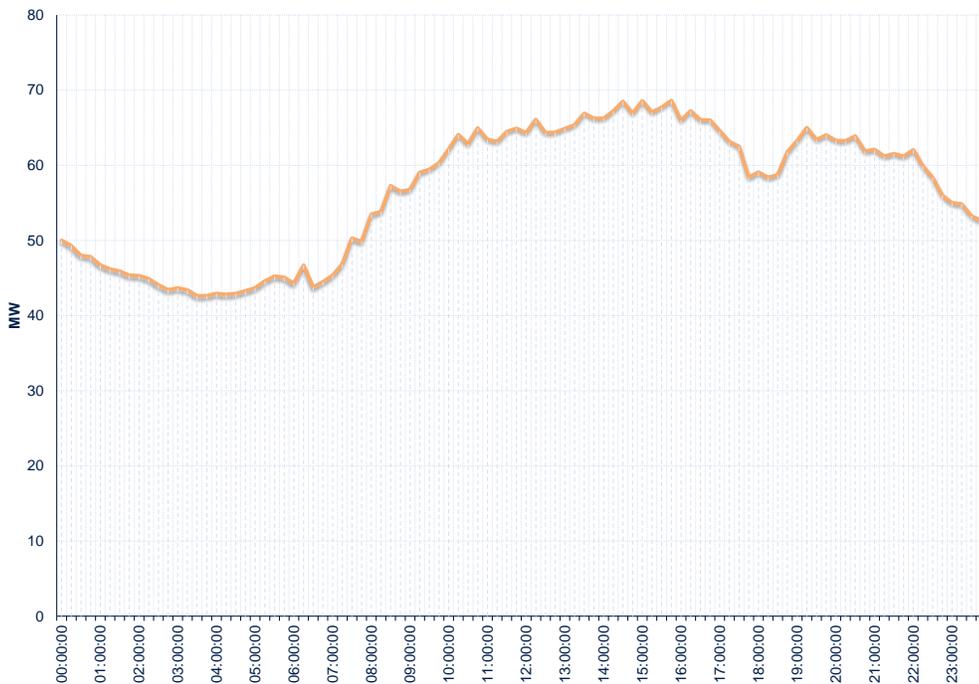
**Gráfico 45: Curva Típica De Carga Tocumen**

**115-10**



**Gráfico 46: Curva Típica De Carga Línea 115-10**

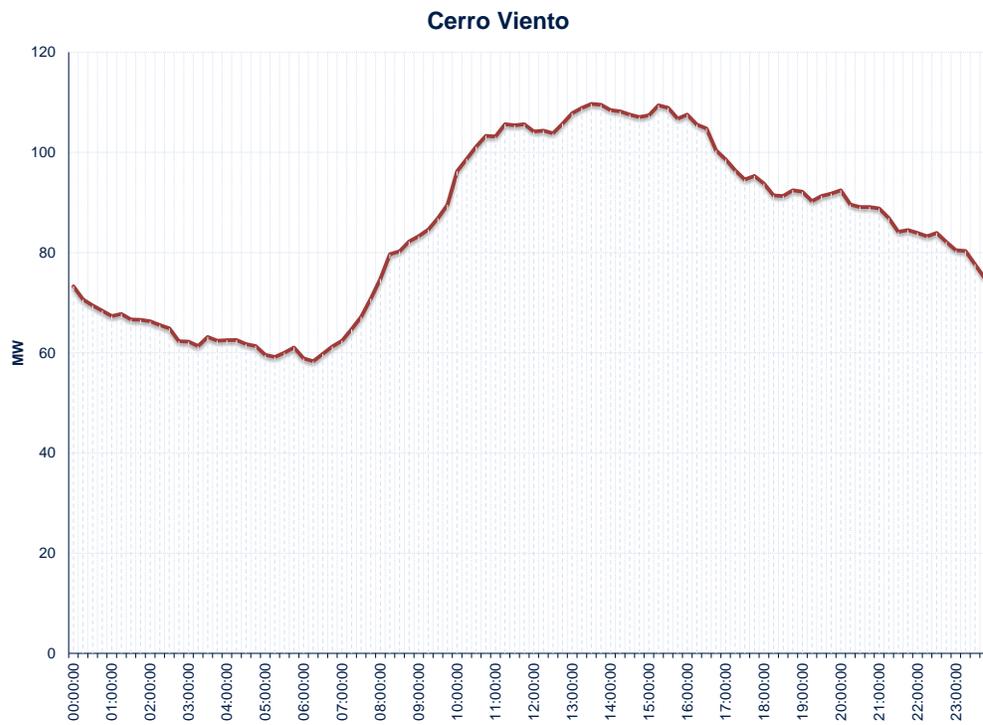
**115-9**



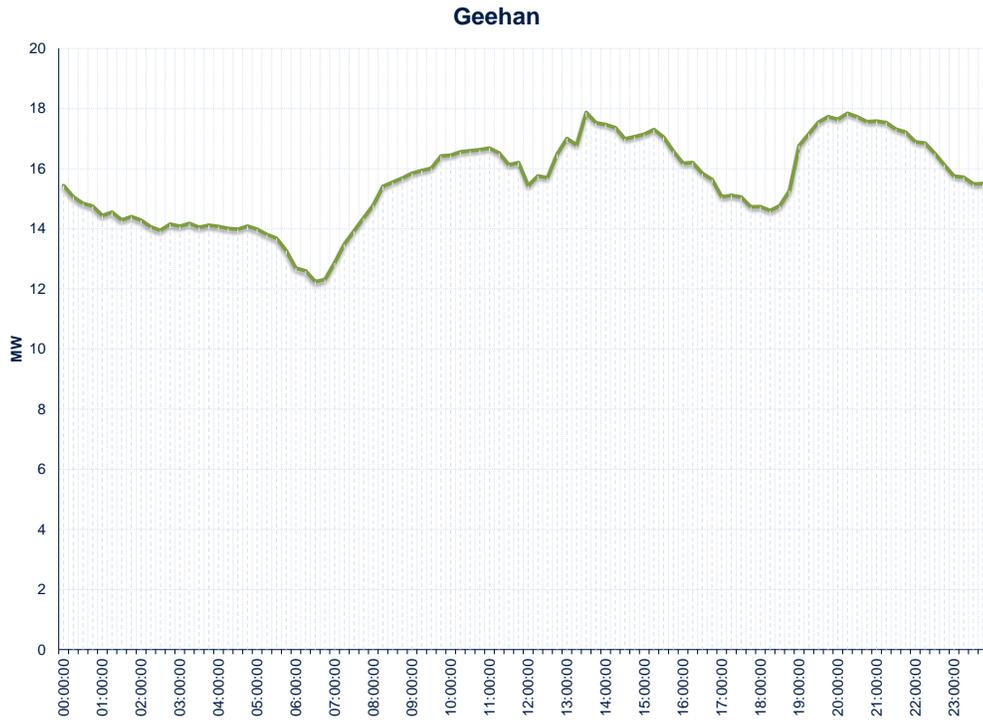
**Gráfico 47: Curva Típica De Carga Línea 115-9**



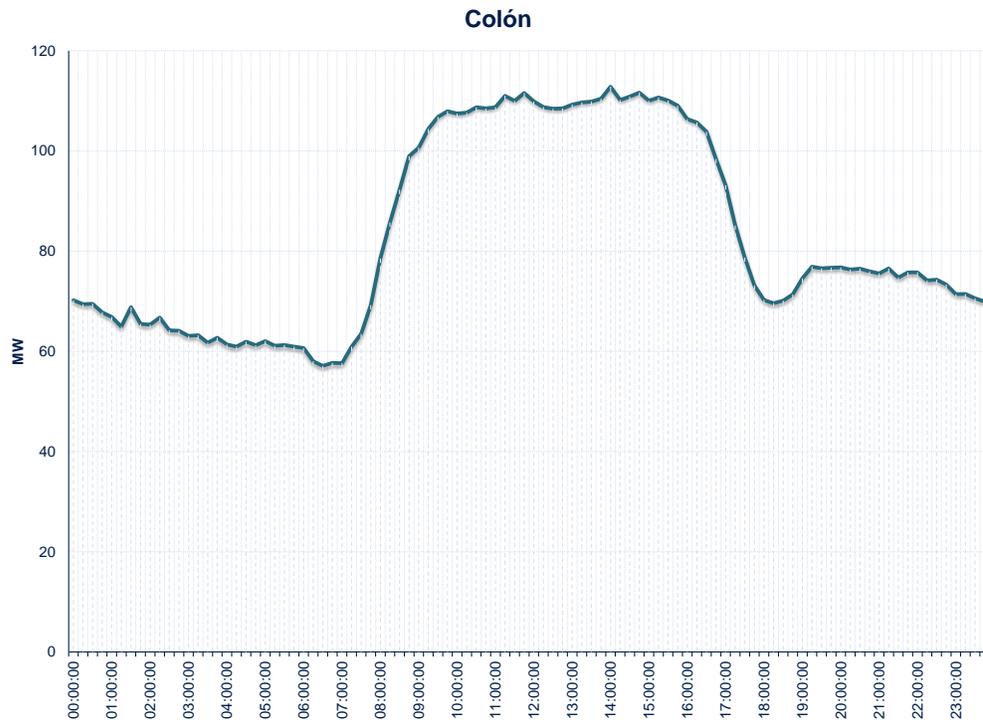
**Gráfico 48:** Curva Típica De Carga Santa María



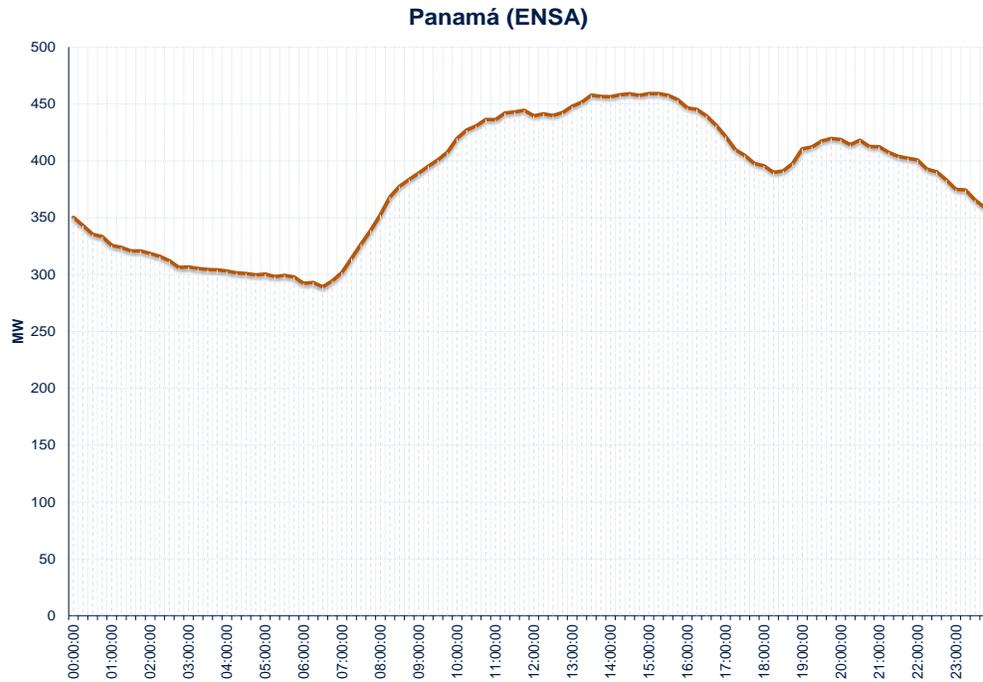
**Gráfico 49:** Curva Típica de Carga Cerro Viento



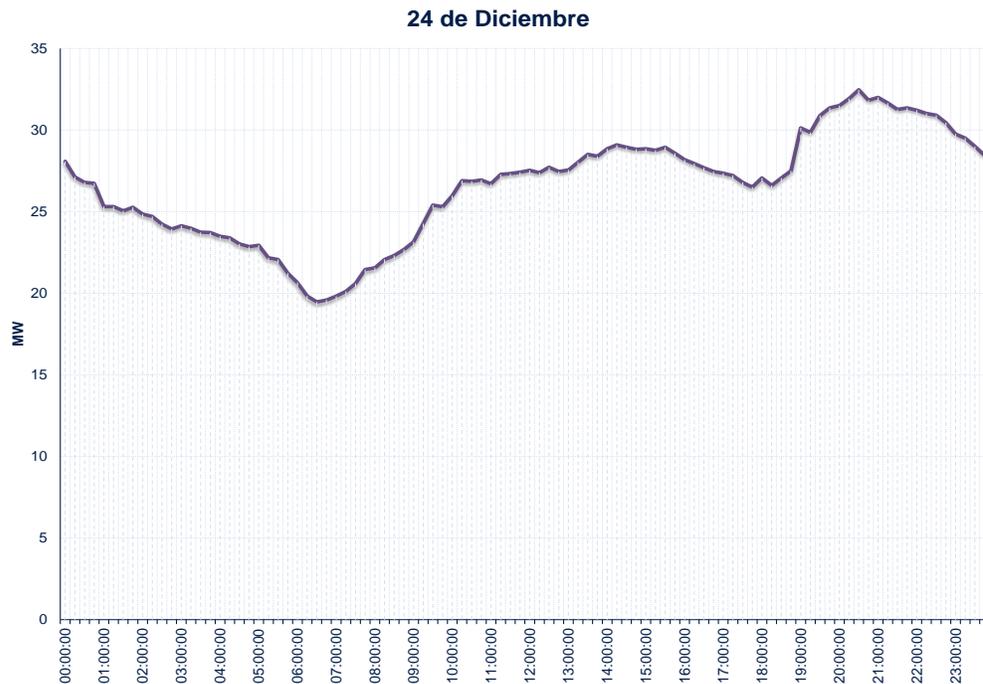
**Gráfico 50:** Curva Típica de Carga Geehan



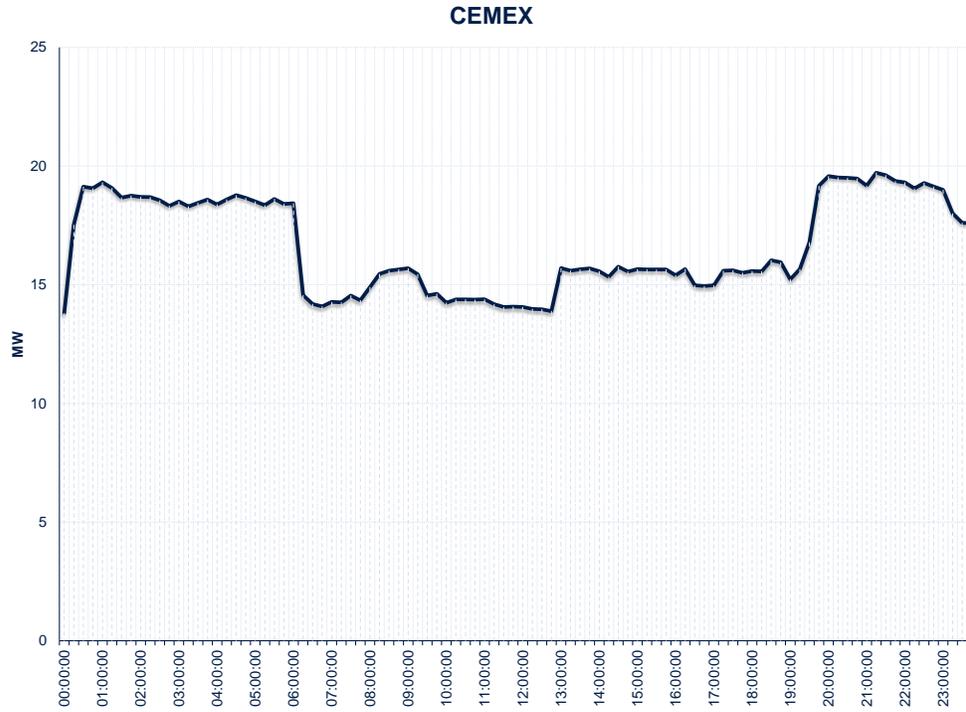
**Gráfico 51:** Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza)



**Gráfico 52:** 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)

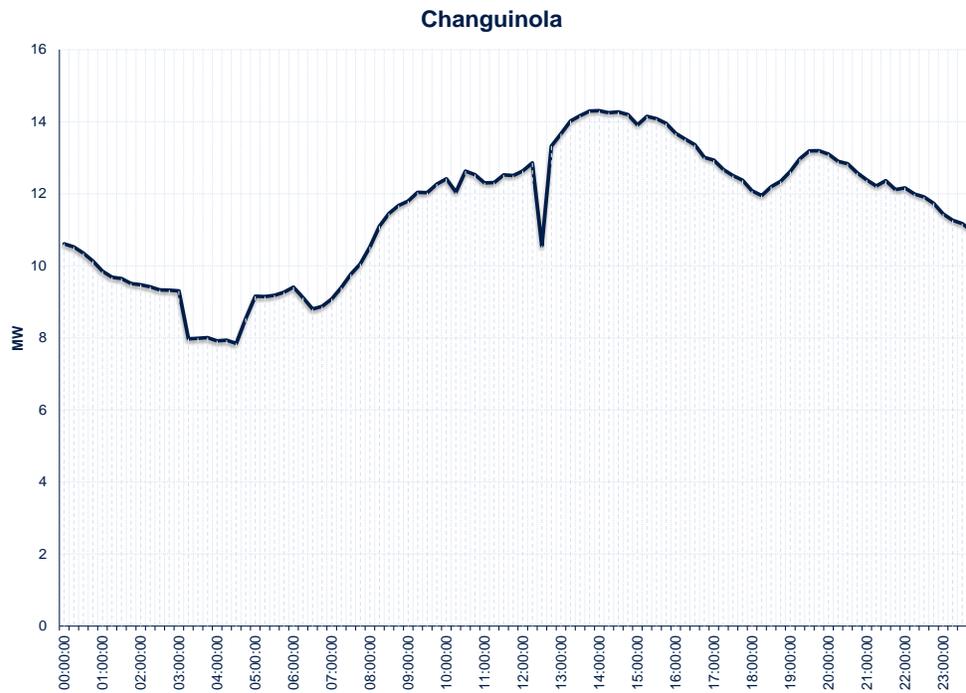


**Gráfico 53:** Curva Típica de Carga 24 de Diciembre



**Gráfico 54:** Curva Típica de Carga CEMEX

## CHANGUINOLA



**Gráfico 55:** Curva Típica De Carga Changuinola

## 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 2016. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores<sup>144</sup>, con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

---

<sup>144</sup> Notas: ENSA: nota DI-ADM-018-2016 del 15 de enero de 2016; Gas Natural Fenosa: nota CM-053-16 (EDEMET y EDECHI) del 22 de enero de 2016.

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2016-2026 (MW)												
<b>PRONÓSTICO MODERADO</b>		<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>
<b>TOTAL GENERACIÓN</b>		<b>1,705.58</b>	<b>1,803.60</b>	<b>2,137.88</b>	<b>2,267.09</b>	<b>2,391.96</b>	<b>2,507.43</b>	<b>2,643.86</b>	<b>2,778.50</b>	<b>2,926.97</b>	<b>3,084.79</b>	<b>3,242.92</b>
<b>PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN</b>		<b>66.28</b>	<b>111.41</b>	<b>124.05</b>	<b>142.47</b>	<b>65.04</b>	<b>68.43</b>	<b>61.08</b>	<b>62.73</b>	<b>53.79</b>	<b>56.69</b>	<b>59.60</b>
<b>% DE PÉRDIDAS</b>		<b>3.89%</b>	<b>6.18%</b>	<b>5.80%</b>	<b>6.28%</b>	<b>2.72%</b>	<b>2.73%</b>	<b>2.31%</b>	<b>2.26%</b>	<b>1.84%</b>	<b>1.84%</b>	<b>1.84%</b>
<b>CARGA (MW)</b>		<b>1,639.30</b>	<b>1,692.19</b>	<b>2,013.83</b>	<b>2,124.62</b>	<b>2,326.92</b>	<b>2,439.00</b>	<b>2,582.78</b>	<b>2,715.77</b>	<b>2,873.18</b>	<b>3,028.10</b>	<b>3,183.32</b>
<b>ENSA</b>	<b>COD.</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>
Tocumen (Incluye Vipasa)	TOC	64.58	71.27	85.82	90.85	98.75	102.98	106.00	111.59	117.33	123.08	127.89
Cerro Viento	CVI	82.39	75.88	87.92	90.44	96.67	99.17	98.26	100.95	104.28	106.88	109.12
Santa María	SMA	82.07	83.94	99.49	103.63	111.72	116.05	121.37	125.65	130.54	134.70	138.45
Monte Oscuro	MOS	86.20	57.04	66.28	68.36	73.27	75.36	78.04	80.38	83.23	85.73	87.94
Tinajitas	TIN	63.79	66.30	79.68	81.34	91.07	77.83	82.12	84.97	88.38	91.42	94.17
Geehan	PAC	19.74	20.35	24.93	15.98	17.14	17.64	18.28	18.84	19.53	20.13	20.66
Chilibre (Incluye el IDAAN)	CHI115	37.87	37.87	43.72	44.80	47.72	48.78	50.21	51.41	52.92	54.20	55.29
Calzada Larga	CLA13.8	6.69	6.85	8.02	8.40	9.06	5.52	5.74	6.02	6.25	6.55	6.73
France Field	FF13.8	65.67	68.48	81.57	85.79	94.95	99.00	89.03	92.95	100.60	109.88	120.23
Bahía Las Minas	L.M.13B	17.87	18.65	22.71	23.93	26.04	27.11	28.26	29.19	30.30	31.29	32.17
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	34.66	36.17	44.03	46.40	50.51	52.57	54.80	56.61	58.77	60.68	62.39
Nueva S/E Llano Bonito	LBO13	34.26	27.40	33.74	36.54	41.36	44.26	47.57	51.04	54.51	58.01	62.93
Nueva S/E 24 de Diciembre	24DIC13	31.28	31.75	37.05	38.42	41.43	42.94	44.90	46.82	49.26	51.82	54.61
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A		43.63	54.44	58.94	65.75	67.22	69.09	70.63	72.61	74.25	75.62
Nueva S/E Chepo	MET34				9.94	10.67	10.98	11.38	11.73	12.16	12.53	12.86
Nueva S/E Gonzalillo	GON13						20.02	23.04	26.89	29.69	33.80	38.52
Nueva S/E Brisas del Golf	BDG13							11.08	11.92	13.05	14.42	17.32
Nueva S/E Cativá	CAT513							16.37	17.04	17.91	18.73	19.34
<b>TOTAL ENSA</b>		<b>627.05</b>	<b>645.60</b>	<b>769.39</b>	<b>803.76</b>	<b>876.12</b>	<b>907.42</b>	<b>955.53</b>	<b>994.60</b>	<b>1041.31</b>	<b>1088.08</b>	<b>1136.25</b>

Tabla 54: Desagregación por Barra (Parte 1)

EDEMET	COD.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	123.55	127.81	152.49	161.34	177.77	187.59	199.34	210.86	224.67	238.00	251.21
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	10.30	10.66	12.73	13.48	14.83	15.66	16.65	17.63	18.78	19.90	21.01
El Higo	EHIG34	35.78	37.00	44.11	46.62	51.44	54.24	57.61	60.91	64.91	68.74	72.54
Chorrera	CHO34	111.98	115.58	137.61	145.26	159.15	167.48	177.37	187.06	198.59	209.74	220.73
San Francisco	SFR	108.69	105.59	126.04	133.45	146.70	154.87	164.56	174.10	185.38	196.35	207.23
Locería	LOC	121.32	112.06	133.71	141.49	155.46	164.03	174.20	184.20	196.04	207.54	218.94
Marañón	MAR	97.99	88.49	105.57	111.69	122.68	129.41	137.40	145.25	154.55	163.59	172.53
Centro Bancario	CBA	99.59	96.40	115.07	121.83	133.93	141.38	150.22	158.92	169.21	179.22	189.14
El Coco	ECO34	20.29	21.11	25.44	27.24	29.48	31.42	33.56	35.74	37.98	40.39	42.77
Nueva S/E Burunga	BUR34	42.24	44.05	53.03	56.67	62.96	67.12	72.06	76.96	82.65	88.30	93.96
Nueva S/E Bella Vista	BVI13		29.37	35.35	37.78	41.97	44.75	48.04	51.31	55.10	58.87	62.64
Nueva S/E La Floresta	LAF13		10.69	12.82	13.65	15.09	16.05	17.17	18.26	19.51	20.80	22.04
<b>TOTAL EDEMET</b>		<b>771.73</b>	<b>798.81</b>	<b>953.96</b>	<b>1010.51</b>	<b>1111.45</b>	<b>1173.98</b>	<b>1248.19</b>	<b>1321.21</b>	<b>1407.38</b>	<b>1491.43</b>	<b>1574.74</b>

EDEMET (SERVICIO B)	COD.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Miraflores	MIR44	27.16	28.21	33.82	36.01	39.80	42.33	45.28	48.17	51.48	54.86	58.15
Balboa	BAL44	18.42	18.92	22.38	23.41	25.43	26.41	27.63	28.85	30.48	31.81	33.22
Summit	SUM44	1.22	1.26	1.51	1.61	1.78	1.90	2.03	2.16	2.30	2.46	2.60
Gamboá	GAM2	1.12	1.16	1.39	1.48	1.64	1.74	1.86	1.98	2.12	2.26	2.39
Howard	HOW12	14.18	14.72	17.65	18.80	20.77	22.09	23.63	25.14	26.87	28.63	30.35
<b>TOTAL SERVICIO B</b>		<b>62.09</b>	<b>64.27</b>	<b>76.76</b>	<b>81.31</b>	<b>89.43</b>	<b>94.46</b>	<b>100.43</b>	<b>106.31</b>	<b>113.24</b>	<b>120.00</b>	<b>126.71</b>

EDECHI	COD.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Caldera 115 KV	CAL115	0.15	0.16	0.19	0.20	0.23	0.24	0.25	0.27	0.29	0.30	0.32
Progreso 34.5 KV	PRO34	14.24	14.26	17.12	18.37	20.29	21.62	23.16	24.69	26.49	28.25	30.03
Progreso 115 KV	PRO115	1.06	1.09	1.31	1.39	1.53	1.62	1.72	1.83	1.95	2.06	2.18
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	23.51	24.91	21.10	22.84	24.93	26.60	28.42	30.26	32.43	34.50	36.62
Nueva S/E San Cristobal	SAC34	17.50	18.22	21.89	23.37	25.94	27.60	29.59	31.55	33.86	36.13	38.40
Cañazas (PTP)	CAN34	27.62	28.95	34.77	37.29	41.20	43.90	47.03	50.14	53.80	57.37	60.97
Isla Colon - Changuinola	CHA34	21.19	21.66	26.02	27.91	30.86	32.89	35.26	37.60	40.36	43.04	45.77
Boqueron III	BOQ34	22.41	23.35	28.04	30.08	33.23	35.40	37.93	40.44	43.39	46.27	49.17
Veladero	VEL34			4.39	4.71	5.20	5.54	5.93	6.33	6.79	7.24	7.69
<b>TOTAL EDECHI</b>		<b>127.68</b>	<b>132.61</b>	<b>154.84</b>	<b>166.16</b>	<b>183.39</b>	<b>195.42</b>	<b>209.32</b>	<b>223.10</b>	<b>239.34</b>	<b>255.16</b>	<b>271.16</b>

Tabla 55: Desagregación por Barra (PARTE 2)

GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA NO COINCIDENTE EN MW)												
Grandes Clientes	COD.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Cemex	CEMEX	25.67	25.74	29.79	33.33	35.26	35.80	36.61	37.24	38.09	38.75	39.27
Argos	CPA115	8.85	8.82	10.15	10.04	10.64	10.99	11.29	11.53	11.55	12.02	12.25
Super 99 (total)	S99	5.55	5.51	6.32	6.44	6.80	6.91	7.06	7.20	7.35	7.47	7.57
Contraloría	SFR	1.25	1.24	1.43	1.45	1.54	1.56	1.59	1.62	1.66	1.69	1.71
Hotel Bijao	EHIG34	0.84	0.83	0.95	0.97	1.03	1.04	1.07	1.09	1.11	1.13	1.15
Gold Mills	LOC	1.00	1.00	1.14	1.16	1.23	1.25	1.28	1.30	1.33	1.35	1.37
AVIPAC	SMA	0.21	0.21	0.24	0.24	0.26	0.26	0.27	0.27	0.28	0.28	0.29
Cemento Interoceánico	CHO34	1.07	1.06	1.22	1.24	1.31	1.33	1.36	1.38	1.41	1.44	1.46
Embajada USA	CLA13.8	1.22	1.21	1.39	1.41	1.49	1.51	1.55	1.58	1.61	1.64	1.66
CSS	MAR	3.59	3.74	4.50	4.81	5.09	5.16	5.28	5.37	5.49	5.59	5.66
Vareal CIA	CVI	0.29	0.32	0.37	0.37	0.39	0.38	0.41	0.42	0.43	0.43	0.42
Vareal FAB	LSA115	1.22	1.21	1.39	1.41	1.49	1.51	1.55	1.58	1.61	1.64	1.66
Minera Panama - Auto Generador	PET34			202.00	202.00	202.00	202.00	202.00	202.00	202.00	202.00	202.00
<b>TOTAL Grandes Clientes</b>		<b>50.75</b>	<b>50.89</b>	<b>58.88</b>	<b>62.88</b>	<b>66.53</b>	<b>67.72</b>	<b>69.32</b>	<b>70.56</b>	<b>71.91</b>	<b>73.43</b>	<b>74.47</b>

**Tabla 56:** 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 eléctrico de propiedad de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115KV. Actualmente, la longitud total de líneas de 230KV es de 1766 Km. en líneas de doble circuito y 337 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de

115KV la longitud total de líneas de doble circuito es de 155 Km. y para líneas de circuito sencillo de 151 km.

### 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)<sup>145</sup>, el conductor ACAR 750 kcmil (18/19) y el conductor ACSR/AW - Conductor de Aluminio Reforzado con Acero Revestido de Aluminio - 636 kcmil (26/7), GROSBEAK/AW, respectivamente.

## 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

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.

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

<sup>145</sup> Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado "Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de

transmisión 230KV", en Octubre de 1997.

paralelismo.

d.4. Las características de aplicación geométrica de las estructuras, tales como ángulo en la línea, vanos adyacentes, alturas.

d.5. Las distancias eléctricas en la estructura: ángulos de balance de la cadena, ángulo de salida de la grapa del cable conductor.

d.6. Los límites de ángulo

de inclinación del conductor e hilos de guarda en la salida de la grapa.

d.7. Las condiciones de mejor ubicación de cada estructura con confirmación a través de inspección de campo.

d.8. Las cargas mecánicas de las cadenas de aisladores.

## Aislamientos de las Líneas

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

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

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

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

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

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

c. Descargas atmosféricas (rayos):

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

## Herrajes y Accesorios

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

- a. Tipo de aislador seleccionado
- b. Calibre del conductor
- c. Calibre del hilo de guarda
- d. Resistencia Mecánica deseada
- e. Los mantenimientos deseados

f. La experiencia obtenida en proyectos de características similares.

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

## Hilo de Guarda

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

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

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

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

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

## Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire

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

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

## SUBESTACIONES

### Generalidades

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

El diseño de las subestaciones tiene como objetivo brindar confiabilidad,

seguridad, flexibilidad al sistema y continuidad en el servicio con el menor costo de inversión satisfaciendo los requerimientos del sistema.

El sistema de transmisión de ETESA consta de catorce (14) subestaciones, diez (10) de ellas transformadoras y cuatro (4) seccionadoras puras:

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	Guasquitas
Llano Sánchez	Charco Azul **	Panamá II	Santa Rita	Veladero
Mata de Nance				
Progreso				
Changuinola				
Boquerón 3 *				
San Bartolo				

**Tabla 57:** Subestaciones de ETESA

Nota:

\* Boquerón 3: 230/34.5 KV

\*\* Charco Azul: 115/4.16 KV

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

## Ubicación

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

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

## Configuración del Sistema

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

### Configuración Barra Sencilla:

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

### 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 puede 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 aún 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 lo 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.

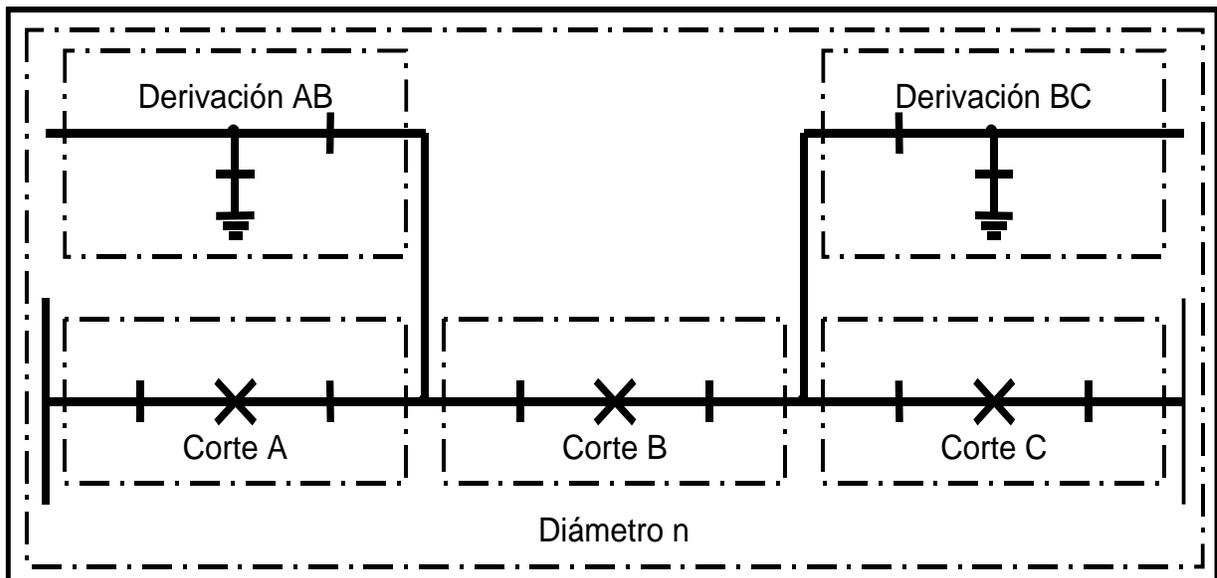


Gráfico 56: Configuración Interruptor y Medio

## 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.

Ésta 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) <sup>146</sup>, se utilizan protecciones diferenciales de línea; para las líneas medianas y largas (SIR < 0.5) se utilizan las protecciones de distancia. Como respaldo de las protecciones de distancia y diferencial

se utiliza la protección direccional de sobrecorriente de tierra que también sirve de respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

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

fueron fuente detrás del relé a la impedancia de la línea

<sup>146</sup> SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este término indica la tasa de la

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

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

Para asegurar que las fallas a lo largo de la línea sean despejadas 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. LICITACIÓN N°2013-2-78-0-99-LV-003105, Tercera Línea de Transmisión Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá (230kV)
- b. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000739 Línea Chagres - Panamá II (230 KV) y Chagres – Santa Rita (115 KV)
- c. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-003075 Adición segundo circuito línea Guasquitas – Changuinola 230 KV
- d. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000047 Repotenciación línea Panamá – Panamá II 230 KV
- e. Ofertas para la licitación para las líneas Santa Rita – Panamá 2 (Chagres – Panamá 2) y Cáceres – Santa Rita (Chagres – Santa Rita)

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

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

- a. Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico  
Mediante "Benchmarking" se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla N° 1).
- 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 N° 2 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 involucran 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 N° 3).

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 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 a London Metal Exchange y también al Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO (Miles de B./)
1	<b>Costo de Torres de Acero</b>	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	42.32
	Línea 750 ACAR 230 KV	39.86
	Línea 1200 ACAR 230 KV	53.14
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	56.43
	Línea 636 ACSR 230 KV	67.32
	Línea 750 ACAR 230 KV	53.14
	Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	88.57
2	<b>Costo de Aisladores y HERRAJES</b>	
	115 KV	4.04
	230 KV	7.69
	230 KV 2 cond. por fase	14.12
3	<b>Costo de Conductores</b>	
	Conductor 636 ACSR	21.97
	Conductor 750 ACAR	22.92
	Conductor 1200 ACAR	27.79
	230 KV 2 cond. por fase	45.84
4	<b>Costo de Hilo de Guarda y Accesorios</b>	
	OPGW	7.02
	7No.8	2.03
5	<b>Costo de Sistema de Puesta a Tierra</b>	
	115 KV	3.82
	230.00	4.87
	230 KV 2 cond. por fase	5.84

Tabla 58: 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	26%	26%	32%	26%

**Tabla 59:** Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	5%
Inspección	3%
Interes Durante Construcción	6%

**Tabla 60:** Detalle Porcentual de Otros Costos

Costos Unitarios de Líneas B/./km (Miles)	
Líneas	Plan 2016
<b>115 KV</b>	
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	176.60
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	219.66
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	250.90
<b>230 KV</b>	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	280.27
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	185.88
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	279.78
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	222.07
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	333.36
Doble Circuito 2 cond. por fase 750 ACAR	474.25
Circuito Sencillo 2 cond. por fase 750 ACAR en torres para doble cto.	351.73
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	217.20
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	288.00
Repotenciación 230 KV Circ. Sencillo	
Repotenciación 230 KV Doble Circuito	

**Tabla 61:** Costo Unitario de las líneas de transmisión



**ETECSA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

*Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco*

## SUBESTACIONES

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

Se establecieron cuatro categorías para los equipos y actividades:

a. Equipos de Costos Unitarios: aquellos equipos que se pueden

manejar con cantidades definidas.

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

## Cálculo de Costos de Equipos Unitarios

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

- CONTRATO GG-045-2013: Subestación San Bartolo 230/34.5 KV

- CONTRATO GG-020-2013: Bancos de Capacitores S/E Panamá II y S/E Panamá
- CONTRATO GG-018-2012: Ampliación de Subestaciones Santa Rita y Panamá II 115 KV
- CONTRATO GG-079-2012: Subestación El Higo 230 KV
- CONTRATO GG-017-2012: Equipos para la Conexión del Transformador T5 S/E Panamá
- CONTRATO GG-082-2011: Equipos para la Conexión de los Transformadores T3 de S/E Chorrera y S/E Llano Sánchez
- CONTRATO GG-065-2010: Reemplazo de Interruptores de 115 KV en Subestación Panamá

- LICITACION N°. 2010-2-78-0-08-LP-003075: Ampliación Subestación Changuinola 230 KV y Ampliación Subestación Guasqitas 230 KV
- LICITACION N°. 2010-2-78-0-08-LP-000066: Banco de Capacitores en Subestación Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y en Subestación Panamá 115 KV (120 MVAR)

S/E			
ITEM N°	DESCRIPCION	Costo Unitario Suministro	B/.
1	Interruptores 115 KV		65,250
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		11,733
6	Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA		2,000,000
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA		3,200,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores		218,000
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV		1,400,000
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor		50,000
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar		162,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar		164,000
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV		24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV		20,760
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV		14,000
16	Pararrayos 192 KV		6,500
17	Pararrayos 96 KV		4,400
18	CT 230 KV		19,000
19	CT 115 KV		11,000
20	PT 230 KV		14,000
21	PT 115 KV		11,600
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV		35,870
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA		3,500,000
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA		2,700,000
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA		2,150,000
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA		810,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV		160,000
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		300,000
29	Banco de Capacitores 115 kV 20 MVAR		200,000
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorpora		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 62: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones

## Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote

Dado que las Subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras<sup>147</sup>. Y que éstas últimas contienen equipos de significativo costo en comparación a las primeras. Es importante evidenciar que la relación de los 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<sup>148</sup> mostrados en la Tabla 63 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 II, Veladero y la ampliación de Llano Sánchez II, 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 y Santa Rita obteniendo como resultado las siguientes relaciones:

Detalle	%
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

Nota: sobre total de los costos unitarios.

**Tabla 63:** Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote

<sup>3</sup> Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

<sup>148</sup> Costos referentes a Sistemas de puesta a

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

## Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítem 0003<sup>149</sup> se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre licitaciones bajo el mismo criterio utilizado durante la sección anterior,

obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

Detalle	%
Montaje	15.00
Obras Civiles Generales	25.00

Nota: sobre el total del suministro.

**Tabla 64:** Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles

## Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004<sup>150</sup> se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

Detalle	%
Contingencias	5.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	5.00
IDC	6.00
EIA	0.19

Nota: sobre total del costo base.

**Tabla 65:** Relación Porcentual de Otros Costos

<sup>149</sup> Costos referentes a montajes y obras civiles

ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción

<sup>150</sup> Costos referentes a contingencias, diseño,

## 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 sección 3.2.2. al Subtotal obtenido en el paso 2, de esta forma estaremos 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 estaremos determinando el valor de los montajes y obras civiles. Y 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 estaremos determinando el valor de los otros costos (contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección, intereses durante construcción). Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los otros costos y el Subtotal obtenido en el paso 4.

<b>Costos Unitarios de Subestaciones B/.</b>	
	<b>Plan 2016</b>
Adición 1 int. 115 KV	1,137,006
Adición 2 int. 115 KV	1,944,507
Adición 3 int. 115 KV	3,081,513
Adición 1 int. 230 KV	1,956,609
Adición 2 int. 230 KV	3,498,127
Adición 3 int. 230 KV	5,454,736

**Tabla 66:** 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.