



# GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CXVII

Panamá, R. de Panamá lunes 05 de marzo de 2018

N° 28477-A

---

## CONTENIDO

---

### AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 11907-Elec  
(De miércoles 13 de diciembre de 2017)

POR LA CUAL SE APRUEBA EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, CORRESPONDIENTE AL AÑO 2017, PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

---

*República de Panamá*  
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 11907 -Elec

Panamá, 13 de diciembre de 2017

“Por la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2017, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.”

**EL ADMINISTRADOR GENERAL**  
en uso de sus facultades legales,

**CONSIDERANDO:**

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen jurídico al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante la ASEP) la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que el numeral 4 del artículo 68 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, otorga a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (en adelante ETESA), la responsabilidad de preparar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, que en adelante se llamará Plan de Expansión;
5. Que el artículo 4 del Decreto Ejecutivo 22 del 19 de junio de 1998, que reglamenta la Ley 6 de 1997, contempla que a más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la ASEP los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalles de la información base utilizada para su elaboración;
6. Que el Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, establece el procedimiento a seguir para la aprobación del Plan de Expansión;
7. Que el artículo 78, literal h, del Reglamento de Transmisión establece que la ASEP realizará, después del 30 de junio y antes del 30 de octubre de cada año, una Consulta Pública para evaluar el Plan de Expansión en general y las modificaciones tarifarias previstas resultantes de las ampliaciones de transmisión a ejecutar, incorporadas en el Plan de Expansión de corto plazo, el Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes y del Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones;
8. Que mediante nota No. ETE-DTR-GPL-313-2017 de 30 de junio de 2017, ETESA remitió a la ASEP el Plan de Expansión correspondiente al año 2017;
9. Que en virtud de lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, la ASEP mediante la Resolución AN No. 11419-Elec de 18 de julio de 2017, sometió dicho Plan de Expansión a Consulta Pública con la finalidad de recibir opiniones, propuestas o sugerencias de los ciudadanos de las organizaciones sociales o de las empresas privadas;

Resolución AN No. 11907 -Elec  
de 3 de diciembre de 2017  
Página 2 de 6



10. Que en la Consulta Pública No.009-17, contentiva del Plan de Expansión, se recibieron en tiempo oportuno los siguientes comentarios: Hidroburica, Enel Fortuna, S.A., Elektra Foreste, S.A. (ENSA), Panamá NG Power, S.A., Asociación de Grandes Clientes Eléctricos de Panamá (AGRANDEL) y AES Panamá, S.R.L., tal como consta en el Acta de Cierre del día 1 de septiembre de 2017;
11. Que mediante nota DSAN No.2858-2017 de 14 de septiembre de 2017, la ASEP remitió a ETESA las observaciones y/o comentarios que surgieron luego del proceso de consulta realizado, que debían ser considerados por dicha empresa para la elaboración de la versión final del Plan de Expansión;
12. Que mediante nota ETE-DTR-GPL-416-2017 de 27 de septiembre de 2017, ETESA solicitó a la ASEP una prórroga para la entrega de la versión final del Plan de Expansión, hasta el 2 de noviembre de 2017;
13. Que el día 1 de noviembre de 2017, en tiempo oportuno, a través de la nota ETE-DTR-GPL-427-2017 de 1 de noviembre de 2017, la ASEP recibió la versión definitiva del Plan de Expansión del año 2017, tanto de manera impresa como electrónica, la cual incluye como Anexo al Documento presentado, los comentarios recibidos de los participantes a la Consulta Pública y de esta Autoridad Reguladora;
14. Que esta Autoridad revisó el documento entregado el pasado 1 de noviembre de 2017 y corroboró que la mayoría de las solicitudes presentadas por ella, así como los comentarios de los Agentes fueron atendidos por ETESA;
15. Que de la citada revisión también se observaron algunos puntos que no fueron atendidos por ETESA en los comentarios remitidos, así como otros que requieren un pronunciamiento particular de esta Autoridad, por lo que pasamos a detallarlos a continuación, agrupados de la siguiente manera;
  - 15.1. De la Adquisición de instalaciones de conexión.
    - 15.1.1. Con respecto a ciertos proyectos señalados dentro del Plan de Expansión del Sistema tanto en el de Corto Plazo, como en el de Largo Plazo, se observan algunas obras que ETESA plantea adquirir y más aún lo justifica señalando que “El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del Sistema Principal de Transmisión (SPT), por lo que será necesaria la adquisición de...” (Subrayado nuestro).

Planteado lo anterior, debemos indicar que la interpretación de ETESA sobre lo contenido en el Reglamento de Transmisión excede el alcance del mismo, según lo indicado en el citado Reglamento, específicamente en el artículo 188, literal d) cuando menciona:

“Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA a un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso. El financiamiento de la adquisición se realizará a un costo de capital igual a la tasa de rentabilidad regulatoria reconocida a ETESA. La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes. Los equipamientos de conexión que son aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión permanecerán como parte del sistema conexión.” (Subrayado nuestro)



Resolución AN No. 11907 -Elec  
de 13 de diciembre de 2017  
Página 3 de 6

Visto lo anterior, y considerando que la clasificación de activos es parte del proceso de revisión tarifaria y corresponde a esta Autoridad Reguladora, no es procedente incorporar tales activos automáticamente en una de estas clasificaciones, sin que el caso haya sido evaluado por el regulador.

- 15.1.2. Sobre los mencionados proyectos, se observa que de la totalidad de los mismos, la gran mayoría corresponden a obras cuya única finalidad es la de conectar a un determinado usuario al Sistema Principal de Transmisión y de no existir tal necesidad, no hubiera sido necesario seccionar líneas de transmisión, por lo tanto dichas obras deben ser incluidas como parte del Plan de ampliaciones de Conexión, el cual conforme establece el Artículo 75, literal m) del Reglamento de Transmisión, sólo tiene carácter informativo.
- 15.1.3. En el caso específico de la línea de transmisión que ETESA propone adquirir para formar un anillo entre las subestaciones Progreso y Dominical, queda evidenciado del propio planteamiento de ETESA que dicha línea obedece a la necesidad de conexión de un Usuario y posteriormente el beneficio de tal conexión se extiende a un número todavía reducido de Usuarios, por lo que no procede su socialización.
- 15.1.4. Adicionalmente, visto que la adquisición de obras por parte de ETESA involucra destinar fondos que provienen de tarifas reguladas y considerando la situación financieramente ajustada en que se encuentra ETESA, la adquisición de alguna obra o ampliación de conexión no debe conllevar erogaciones por parte de ETESA antes de la entrada en vigencia del próximo Régimen Tarifario, es decir no antes del 1 de julio de 2021 y las mismas deben contar con la aprobación de la ASEP. Cabe indicar, que dicha adquisición no significa que la misma sea clasificada como un activo del sistema principal de transmisión.
- 15.1.4.1. Sin perjuicio de lo indicado en líneas superiores, esta Autoridad ha recibido por parte de ETESA y AES Panamá, una solicitud conjunta para considerar la aprobación de un esquema de pagos por los siguientes activos: a) Repotenciación de las líneas Bahía Las Minas 1 – Santa Rita (115-1B, 115-1C y 115-2B) y Bahía Las Minas 2 – Panamá 115 kV (115-3A, 115-3B, 115-4A y 115-4B), y b) Nave de 3 interruptores en 230 kV de la Subestación La Esperanza.
- 15.1.4.2. Que en el primero de los casos, las obras de repotenciación se realizaron sobre activos del Sistema Principal de Transmisión y provocaron un aumento de capacidad del mismo.
- 15.1.4.3. Que en el segundo caso sí se trata de un equipamiento evidentemente de conexión, no obstante con respecto a este acuerdo ya se han efectuado pagos parciales en los periodos 2015 y 2016, quedando pendientes tres pagos adicionales.
- 15.1.4.4. Que en los acuerdos propuestos se otorga un periodo de gracia de dos (2) años para que ETESA inicie los pagos y los mismos se difieren en un plazo de cinco (5) años.
- 15.1.4.5. Que habiendo analizado lo antes indicado y por las particularidades del caso se permite que estos dos acuerdos, por las razones ya señaladas, comprometan erogaciones anteriores al 2021.
- 15.1.5. Las obras a las que hacemos referencia, que deben incluirse en el Plan de Ampliaciones de Conexión y no en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión son las siguientes:
- Nueva Subestación Burunga 230 kV (2019)
  - S/E El Coco 230 kV, 3 naves y transformadores (2019-2025)



Resolución ANSA N.º 11907 -Elec  
de 13 de noviembre de 2017  
Página 4 de 6

- S/E La Esperanza 230 kV, 1 nave (2015-2024)
- S/E 24 de Diciembre 230 kV, 1 nave (2026)
- S/E Cañazas 230 kV, 1 nave (2015-2025)
- S/E Bella Vista (Barro Blanco) 230 kV, 1 nave (2019-2025)
- L/T Progreso – Burica – Portón – Dominical 230 kV y subestaciones (2019-2025)

15.1.6. ETESA podrá firmar los acuerdos que considere conveniente, conforme la decisión de adquirir o no dichos activos, siempre y cuando no se contradiga lo antes señalado. Los mismos criterios deben aplicar para aquellas adquisiciones que ya hoy en día se encuentran en el Plan de Ampliaciones del Sistema de Conexión.

#### 15.2. De la Expansión a la provincia del Darién

15.2.1. Se observa en el presente Plan de Expansión que se incluyen fundamentalmente dos proyectos que tienen incidencia en esta futura conexión, la Línea a Chepo (2020) y la Línea a Metetí (2023), ambas en 230 kV.

15.2.2. A pesar que el primero de los proyectos se justifica como un aumento de capacidad en la línea Panamá II – Bayano, es evidente del sustento presentado, que el objetivo buscado se orienta en la mencionada integración y no a la ampliación de capacidad del corredor de energía hasta la Subestación Bayano, toda vez que entre las subestaciones Chepo y Bayano no se hará cambio de conductor, ni adecuación alguna lo que no es consistente con la justificación de la antigüedad de la línea, expresado al principio de la sustentación del proyecto.

15.2.3. Con respecto al otro tramo, el mismo pierde parte de su sustento si no se realizan oportunamente las inversiones antes mencionadas, por lo que el proyecto debe ser abordado en su conjunto.

15.2.4. En virtud de lo anterior, el proyecto propuesto deberá ser revisado y sometido nuevamente en el próximo Plan de Expansión para su consideración.

#### 15.3. Del Plan de Reposición de Corto Plazo.

15.3.1. Se observa en el listado diversos tipos de equipos a reponer, desde transformadores, pasando por interruptores y cuchillas hasta algunos equipos muy pequeños cuyo costo no es tan significativo, guardadas proporciones.

15.3.2. De acuerdo al artículo 75, literales k y j, el Plan de Reposición debe incluir únicamente aquellos equipos cuya inversión signifique un aumento de capacidad instalada o alargue la vida útil de los activos y cuente con la justificación requerida en el reglamento. Equipos de menor cuantía o relevancia deberán ser considerados por ETESA como gastos a incurrir con fondos provenientes del porcentaje de Operación y Mantenimiento considerado en el Régimen Tarifario de Transmisión.

#### 15.4. Del Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones

15.4.1. De forma similar a lo planteado en el Plan de Reposición de Corto Plazo, debe incluir únicamente aquellos equipos cuya inversión signifique un aumento de capacidad instalada o alargue la vida útil de los activos y cuente con la justificación requerida en el reglamento. Equipos de menor cuantía o relevancia deberán ser considerados por ETESA como gastos a incurrir con fondos provenientes del porcentaje de Operación y Mantenimiento considerado en el Régimen Tarifario de Transmisión.

Resolución AN No. 11907 -Elec  
de 13 de diciembre de 2017  
Página 5 de 6

15.5 De la Planta General

15.5.1. Se observa la inclusión en este rubro, del edificio de ETESA bajo la modalidad de alquiler con opción de compra de una inversión que realizaría en su momento la ASEP y que albergaría las oficinas de esta última, de ETESA y la Secretaría de Energía.

15.5.2. En virtud que a la fecha no hay actos en firme que determinen que esto efectivamente se cumpla dentro de los plazos incluidos en el Plan de Expansión, dicho proyecto debe ser retirado e incorporado nuevamente cuando se tenga certeza de la ejecución del mismo.

15.5.3. Por último, si bien reiteramos que el Plan de Planta General es sólo informativo, consideramos que se debe mejorar la sustentación de los proyectos de Equipo de Informática y Reemplazo de Flota Vehicular.

15.6. Del Plan Estratégico.

15.6.1. Aunque es un tema ya superado, debe reiterarse que las inversiones estratégicas que determine realizar ETESA tienen su propia forma de financiamiento y no están sujetos a la aprobación de esta Autoridad, por lo que son temas informativos dentro del Plan de Expansión y en función de ello no deberán afectar la tarifa de los Usuarios, más allá de lo que señale la reglamentación vigente.

16. Que en vista que en la red de transmisión aún se mantienen algunos retrasos en la ejecución de las obras de refuerzo y compensación reactiva, lo cual ha provocado limitaciones en la misma, se le advirtió a ETESA que deberá afrontar los sobrecostos asociados, tal como lo establece el Reglamento de Transmisión, las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad y demás reglamentaciones vigentes;

17. Que estos retrasos han obedecido en ocasiones pasadas a una deficitaria gestión administrativa, por ejemplo, separando rubros tales como suministro e instalación, así como el seguimiento a las obras, es imperativo evitar estas situaciones en el futuro;

18. En virtud de que se ha cumplido con las etapas procedimentales de presentación y revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) 2017, así como con los criterios, procedimientos y metodologías que deben considerarse en la elaboración del mismo, conforme lo establece el Reglamento de Transmisión, pero que lo anteriormente señalado, a su vez modifica estructuralmente el Plan de Expansión sometido a consideración de esta Autoridad, el Administrador General;

**RESUELVE:**

**PRIMERO: APROBAR** únicamente los proyectos presentados por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), dentro del documento titulado Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2017, que se incluyen en el **ANEXO A** de la presente Resolución, de la cual forma parte integral.

**SEGUNDO: ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que dentro del término de diez (10) días hábiles contados a partir de la notificación de la presente Resolución, deberá presentar a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos el documento completo contentivo del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional considerando únicamente los proyectos aprobados en el **ANEXO A** así como lo planteado en el Considerando número 15, de la presente Resolución.

**TERCERO: COMUNICAR** que el documento al que se refiere el Resuelto SEGUNDO de esta Resolución, formará parte integral de la misma como el **ANEXO B** y se denominará Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017.

**CUARTO: ADVERTIR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que se mantiene la obligación de presentar para la consideración de la Autoridad Nacional de los

Resolución AN No. 11907 -Elec  
de 13 de diciembre de 2017  
Página 6 de 6

Servicios Públicos, de manera trimestral, un informe de avance de las obras de expansión descritas en el ANEXO A de la presente Resolución, específicamente lo correspondiente al Plan de Expansión de Corto Plazo, sobre todo lo referente a las obras de compensación reactiva.

**QUINTO: ADVERTIR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que debido a que en la actualidad existe una restricción en la capacidad de transmisión, la cual se ha originado debido a los retrasos en la ejecución de obras comprometidas en Planes de Expansión anteriores, deberá adoptar las medidas de mitigación necesarias para que el Sistema Interconectado Nacional (SIN) opere dentro de los rangos de calidad y seguridad indicados en la normativa vigente.

**SEXTO: ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que aquellos proyectos que han sido desestimados, en caso de que sean considerados necesarios para garantizar la calidad y continuidad del servicio, deberán ser incluidos en la próxima revisión anual del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

**SÉPTIMO: ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que para los futuros Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, se mantiene el requerimiento de que toda variación de los proyectos aprobados con respecto a sus características técnicas básicas, fecha de entrada en operación y/o costo, tendrá que ser debida y explícitamente informada y justificada a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos; para ser incluida en el próximo Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional que presente, para su aprobación.

**OCTAVO: COMUNICAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que la presente Resolución regirá a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración, que deberá interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de su notificación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Texto único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005; y Resolución AN No. 11419-Elec de 18 de julio de 2017.

**NOTIFÍQUESE, CÚMPLASE Y PUBLÍQUESE,**

  
**ROBERTO MEANA MÉLENDEZ**  
Administrador General

En Panamá a los catorce días  
del mes de diciembre de  
2017 a las 11:23 de la mañana  
Notifico al Sr. Hilberto Jimenez de la  
Resolución que antecede.



El presente Documento es fiel copia de su Original Según  
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad  
Nacional de los Servicios Públicos.  
Dado a los 20 días del mes de 12 de 2017

  
FIRMA AUTORIZADA





**ANEXO A**  
**PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2017-2031**  
**PROYECTOS APROBADOS**

**I. Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo (Obligatorio Cumplimiento)**

**1. Proyecto Adición Transformador T4 S/E Panamá 230/115/ KV**

- a) Estado: en construcción
- b) Costo Total: B/. 10,432,000.00
- c) Inicio de Operación: diciembre de 2017
- a) Descripción del proyecto:
  - i. Con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá es necesaria la adición de un cuarto transformador de iguales características al T3 existente, 230/115 KV, 210/280/350 MVA en esta subestación.
  - ii. ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores para la conexión del transformador, además de todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

**2. Proyecto Tercera Línea de Transmisión Veladero–Llano Sánchez–Chorrera–Panamá 230 KV**

- a) Estado: en operación
- b) Costo Total: B/. 378,057,000.00
- c) Inicio de Operación: octubre de 2017
- a) Descripción del Proyecto:
  - i. Construcción de una tercera línea de doble circuito en 230 kV, de 292 km de conductor 1200 ACAR y la ampliación de las subestaciones asociadas.

**3. Proyecto Línea Santa Rita – Panamá II 230 KV**

- a) Estado: Tramo Santa Rita – Panamá en construcción
- b) Costo Total: B/. 20,301,000.00
- c) Inicio de Operación: noviembre de 2017
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. Este proyecto formaba parte de la conexión de las líneas de la Subestación Santa Rita a Cáceres y Panamá II. El tramo desde Santa Rita – Cáceres está en operación y falta por terminar la construcción de la línea Santa Rita – Panamá II, la cual está construida para operar en





230 KV. Debido a la próxima entrada en operación del proyecto termoelectrico Costa Norte y los aplazamientos presentados en la construcción de la S/E Sabanitas, S/E Panamá III y la línea que conecta ambas subestaciones, se utilizara esta línea operando en 230 KV, para su conexión hacia la Subestación Panamá II.

**4. Proyecto Adición del Autotransformador T3 S/E Panamá II**

- a) Estado: en construcción
- b) Costo Total: B/. 9,797,000.00
- c) Inicio de Operación: junio de 2018
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. Debido al incremento de carga de las empresas distribuidoras ENSA y Gas Natural Fenosa (S/E San Francisco), que se alimentan desde esta subestación es necesaria la adición de un tercer autotransformador, con iguales características a los existentes, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad N-1 que debe cumplir ETESA.

**5. Proyecto Adición de Bancos de Capacitores de 90 MVAR en Subestación Chorrera 230 KV**

- a) Estado: en construcción
- b) Costo Total: B/. 11,932,000.00
- c) Inicio de Operación: septiembre de 2018
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. S/E Chorrera 230 kV: 90 MVAR (3x30 MVAR)

**6. Proyecto Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAR en Subestación Panamá II 230 KV**

- a) Estado: en construcción
- b) Costo Total: B/. 6,848,000.00
- c) Inicio de Operación: septiembre de 2018
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. S/E Chorrera 230 kV: 60 MVAR (2x30 MVAR)

**7. Proyecto Adición de Bancos de Capacitores en Subestaciones Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez 230 KV**

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 15,229,000.00
- c) Inicio de Operación: marzo de 2020
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. S/E Chorrera 230 kV: 60 MVAR (2x30 MVAR) S/E Veladero 230 KV: 90 MVAR (3 x 30 MVAR)
  - ii. S/E San Bartolo 230 KV: 60 MVAR (2 x 30 MVAR)
  - iii. S/E Llano Sánchez 230 KV: 30 MVAR

**8. Proyecto Aumento de Capacidad de la LT2 Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero**

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 810,000.00
- c) Inicio de Operación: mayo de 2019
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Para esto solo es necesario hacer trabajos de retensado, o cambios en los aisladores y herrajes de la línea o movimientos de tierra (de ser necesario), para aumentar su altura para ganar más capacidad de transmisión en la misma, ya que su conductor (1200 ACAR) tiene la capacidad para llegar hasta 500 MVA.

**9. Proyecto Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV Doble Circuito.**

- a) Estado: en ejecución
- b) Costo Total: B/. 32,276,000.00
- c) Inicio de Operación: julio de 2019
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. Este proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de 230 KV, doble circuito, de 54 km. de longitud de la subestación Mata de Nance a Progreso, con uno de los circuitos seccionado en la Subestación Boquerón III.
  - ii. Esta nueva línea reemplazará la línea existente entre estas subestaciones, la cual es de circuito sencillo, por lo que utilizará la misma servidumbre. Esta línea será con conductor 1200 ACAR, con una capacidad de transmisión de 500 MVA.
  - iii. También será necesario construir una línea de circuito sencillo desde la Subestación Progreso hacia la frontera con Costa Rica, con longitud de 9.7 km., para reemplazar la existente, con la misma capacidad antes indicada.
  - iv. Para la conexión de esta nueva línea de doble circuito será necesaria la ampliación de las subestaciones Mata de Nance, con la adición de una nave de dos interruptores y Progreso, con la adición de un interruptor en una de las naves existentes.

**10. Proyecto SVC Panamá II y Llano Sánchez**

- a) Estado: en ejecución
- b) Costo Total: B/. 44,354,000.00
- c) Inicio de Operación: agosto de 2019
- d) Descripción del Proyecto:

Este proyecto consta de la instalación de dos Static Var Compensators (SVC) con capacidad de +120/-30 MVAR en las subestaciones Llano Sánchez 230 kV



y Panamá II 230 kV. Se incluye los equipos necesarios para la adecuada conexión del mismo, tales como transformadores, interruptores, cuchillas, etc.

**11. Proyecto Adición de Banco de Reactores de 40 MVAR en Subestación Changuinola y 20 MVAR en Subestación Guasquitas 230 KV**

- a) Estado: por refrendar
- b) Costo Total: B/. 28,254,000.00
- c) Inicio de Operación: octubre de 2019
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. Adición de banco de reactores en las subestaciones Changuinola (40 MVAR) y Guasquitas (20 MVAR), para que en condiciones de demanda mínima el nivel de tensión del sistema de transmisión se mantenga dentro de los rangos establecidos.

**12. Proyecto Nueva Subestación Panamá III 230 KV GIS**

- a) Estado: proyectos para eliminar restricción (PRIORITARIO)
- b) Costo Total: B/. 35,267,000.00
- c) Inicio de Operación: octubre de 2019
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. Adición de tres (3) transformadores de 500/230 KV y patio de 500 KV con por lo menos 5 naves de interruptor y medio, para la conexión de la futura línea de transmisión de 500 KV proveniente desde Chiriquí Grande (operada inicialmente en 230 KV). Los transformadores y de los reactores necesarios.
  - ii. Espacio para expansión en el patio de 230 KV por lo menos para 5 naves de interruptor y medio.
  - iii. Espacio para expansión en el patio de 115 KV por lo menos de 4 naves y para dos transformadores 230/115 KV.
  - iv. Espacio para futura instalación de SVC y/o bancos de capacitores.

**13. Proyecto Aumento de Capacidad de la LT1 Línea de 230 KV Mata de Nance – Veladero**

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 33,776,000.00
- c) Inicio de Operación: noviembre de 2019
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal, será necesario cambiar el conductor de la misma a uno de alta temperatura de operación y características similares (peso, tensión, etc.) similares al existentes 750 ACAR, de forma de no afectar las torres. Para esto se ha considerado el 914 Dove ACCC.

**14. Proyecto Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV**

- a) Estado: por licitarse



- b) Costo Total: B/. 4,963,000.00
- c) Inicio de Operación: noviembre de 2019
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal, será necesario cambiar el conductor de la misma a uno de alta temperatura de operación y características similares (peso, tensión, etc.) similares al existes 750 ACAR, de forma de no afectar las torres. Para esto se ha considerado el 914 Dove ACCC.
  - ii. Adquisición de la vigaducto de ENSA, desde la S/E Panamá hasta la S/E Cáceres. Habrá que hacer las adecuaciones para la entrada de la misma en ambas subestaciones. Esta línea será de aproximadamente 0.8 km de longitud, con cable 750 XLPE, capacidad de transmisión de aproximadamente 150 MVA en condiciones normales de operación y de 180 MVA para contingencias.
  - iii. Ampliación en la S/E Cáceres: será necesario la ampliación de la S/E Cáceres 115 KV, que cuenta con esquema de barra principal y transferencia, mediante la adición de un interruptor de 115 KV, incluyendo los demás equipos asociados (cuchillas, CTs, etc.)
  - iv. Ampliación de la S/E Panamá, será necesario la ampliación de la S/E Panamá 115 KV, que cuenta con un esquema de interruptor y medio, mediante la adición de un interruptor de 115 KV en la nave 7 (el interruptor 11M72, incluyendo los demás equipos asociados, cuchillas, CTs, etc.)

#### **15. Proyecto Nueva Subestación Sabanitas 230 kV.**

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 20,094,000.00
- c) Inicio de Operación: noviembre de 2019
- d) Descripción del Proyecto:

Esta subestación contará con cuatro (4) naves de tres (3) interruptores cada una, para un total de ocho (8) salidas de línea. Dos de estas salidas serán para la conexión de la LT de doble circuito proveniente desde la Central Termoeléctrica Costa Norte, dos para la LT de doble circuito proveniente de la Central Termoeléctrica Martano, dos para la LT de doble circuito hacia la Subestación Panamá II y dos para la LT de doble circuito hacia la nueva Subestación Panamá III.

#### **16. Proyecto Línea de Transmisión Sabanitas – Panamá III 230 KV**

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 54,115,000.00
- c) Inicio de Operación: noviembre de 2019
- d) Descripción del Proyecto:

La línea será de 230 KV, doble circuito, con dos (2) conductores por fase, 1200 ACAR a temperatura de diseño de 90 °C, con lo que tendrá una capacidad



aproximada de 1000 MVA por circuito tanto para operación normal como en contingencia. La misma tendrá una longitud aproximada de 50 km, dependiendo de la ubicación final de las subestaciones Sabanitas y Panamá III. Se ha considerado que la misma, dependiendo de la ruta, contará tanto con torres como poste. Preliminarmente se ha considerado una relación de 50% en torres y 50% en postes.

**17. Proyecto Aumento de Capacidad de la LT2 Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV**

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 3,000,000.00
- c) Inicio de Operación: mayo de 2020
- d) Descripción del Proyecto:

Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal, solo será necesario realizar movimientos de tierra en sitios puntuales, cambio de herrajes o aisladores y de ser necesario, algunas torres adicionales, para lograr aumentar la altura de los conductores a tierra, logrando así el aumento de capacidad deseado.

**18. Proyecto Adición de Bancos de Capacitores de 40 MVAR en Subestación Santa Rita 115 KV**

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 6,302,000.00
- c) Inicio de Operación: julio de 2020
- d) Descripción del Proyecto:

Con la instalación de estos nuevos bancos de capacitores se incluyen todos los equipos necesarios para la adecuada conexión de los mismos, tales como interruptores, cuchillas, PTs CTs, etc.

**19. Proyecto Adición Transformador T2 S/E Changuinola 230/115/34.5 KV**

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 7,640,000.00
- c) Inicio de Operación: agosto de 2020
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. Adquisición por ETESA de la nave 230 kV y todos los equipos asociados que seccionan el circuito 230-2A de ETESA, de Ampliación del patio de 230 KV de la S/E Changuinola mediante la adición de una nave de interruptor y medio, con dos (2) interruptores y demás equipos asociados, cuchillas, CTs, Pts, etc. para la conexión del transformador T2.
  - ii. Adquisición de un transformador T2, 230/115/34.5 KV, con capacidad de 50 MVA en sus tres devanados.
  - iii. Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de dos (2) interruptores, uno para la conexión del T2 y uno para conectar e IT1, que actualmente entra directo a la barra. Además, los equipos asociados



(cuchillas, PTs, CTs, etc.), para la conexión del transformador a la barra sencilla de 34.5 KV.

## **20. Proyecto Repotenciación de las líneas 115-1, 2, 3 y 4**

Estado: N/A

Costo Total: B/. 13,094,000.00

Descripción del Proyecto:

La empresa AES repotenció las líneas 115-1B, 115-1C, 115-2B, 115-3A, 115-3B, 115-4A y 115-4B mediante el cambio de conductor a un 605 ACSS de alta temperatura de operación. En vista de que estas líneas son propiedad de ETESA y forman parte del Sistema Principal de Transmisión, es necesario reembolsar estos costos a AES.

## **II. Plan de Expansión de Transmisión de Largo Plazo (aprobación sujeta a revisión en futuros PESIN)**

### **1. Proyecto Adición de Banco de Capacitores de 20 MVAR en Subestación Santa Rita 115 KV (Segunda Etapa)**

a) Estado: por licitarse

b) Costo Total: B/. 6,302,000.00

c) Inicio de Operación: julio de 2021

d) Descripción del Proyecto:

Para el soporte de potencia reactiva en el área de Colón, es necesario la instalación de un banco de capacitores de 20 MVAR en la S/E Santa Rita para complementar con los 20 MVAR previamente instalados en el año 2020.

### **2. Proyecto Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Veladero – Llano Sánchez – El Higo - Chorrera - Panamá 230 KV**


a) Estado: en diseño

b) Costo Total: B/. 116,061,000.00

c) Inicio de Operación: julio de 2022

d) Descripción del Proyecto:

- i. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal, será necesario cambiar el conductor de la misma a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC, cambiar los herrajes, reparación de elementos de las torres y, de ser necesario, instalación de torres nuevas para adecuarse a los requisitos del nuevo conductor.
- ii. Con el aumento de la capacidad de esta nueva línea de doble circuito Veladero – Llano Sánchez – El Higo - Chorrera - Panamá 230 KV se incrementará la capacidad de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) proveniente del occidente del país, donde se encuentra el



potencial hidroeléctrico, lo que permitirá el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas.

**3. Proyecto Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAR en Subestación Llano Sánchez**

- a) Estado: en diseño
- b) Costo Total: B/. 11,324,000.00
- c) Inicio de Operación: julio de 2022
- d) Descripción del Proyecto:

Con el objetivo de mantener el SVC en la subestación Llano Sánchez al mínimo durante la operación en estado estable del sistema eléctrico, es requerida la adición de 60 MVAR en bancos de capacitores.

**4. Proyecto Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV (operada inicialmente a 230 KV)**

Etapa I: operación en 230 KV

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 309,398,000.00
- c) Inicio de Operación: julio de 2023

Etapa II: operación en 500 KV

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 301,932,000.00
- c) Inicio de Operación: julio de 2023

**5. Proyecto Línea Subterránea Panamá – Panamá II, 230 KV.**

- a) Estado: N/A
- b) Costo Total: B/. 13,019,000.00
- c) Descripción del Proyecto:

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Panamá III de 230 KV ya que para el año 2026 se presentan sobrecargas en las líneas de doble circuito de 230 KV entre Panamá – Panamá III. Para esto, debido a los problemas de servidumbre en esta área, se ha pensado en que el refuerzo sea a través de una línea subterránea de aproximadamente 3 km de longitud. Adicionalmente se deberán hacer las ampliaciones en ambas subestaciones con la adición de una nave de dos interruptores de 230 KV.

**III. Plan de Expansión de Sistema de Comunicaciones (Debe ser revisado conforme lo indicado en la resolución)**

**1. Proyecto Interconexión por Fibra Óptica de Valbuena, Chimenea y Taboga**

- a) Estado: N/A
- b) Costo Total: B/. 481,000.00





c) Inicio de Operación: 2017

**2. Proyecto Equipos y Dispositivos de Comunicación para la Integración de Nuevos Agentes**

- a) Estado: N/A
- b) Costo Total: B/. 748,000.00
- c) Inicio de Operación: 2020

**3. Proyecto Ampliación de Cobertura de Radio Troncales LT 230-20 y 30**

- a) Estado: N/A
- b) Costo Total: B/. 500,000.00
- c) Inicio de Operación: 2019

**4. Proyecto Reposición de Rectificadores**

- a) Estado: N/A
- b) Costo Total: B/. 277,000.00
- c) Inicio de Operación: 2018

**5. Proyecto Reposición de Torres**

- a) Estado: N/A
- b) Costo Total: B/. 262,000.00
- c) Inicio de Operación: 2018

**6. Proyecto Reposición de OPGW LT Guasquitas – Panamá II**

- a) Estado: N/A
- b) Costo Total: B/. 6,109,000.00
- c) Inicio de Operación: 2020

**7. Proyecto de Hilo de Guarda Convencional por OPGW MDN – VEL**

- d) Estado: N/A
- e) Costo Total: B/. 1,260,000.00
- f) Inicio de Operación: 2019

**IV. Plan de Reposición de Corto Plazo(Debe ser revisado conforme lo indicado en la resolución)**

**1. Proyecto Sistema de Adquisición de Datos por Relés**

- a) Costo Total: B/. 163,000.00
- b) Inicio de Operación: 2017

**2. Proyecto Reemplazo del Autotransformador T1 de la S/E Llano Sánchez, T2 y TT2 de S/E Chorrera**

- b) Estado: en ejecución
- c) Costo Total:





T2 Chorrera: B/. 4,069,000.00  
T1 Llano Sánchez: B/. 4,069,000.00

- d) Inicio de Operación:  
T2 Chorrera: julio de 2018  
T1 Llano Sánchez: julio de 2018

**Observaciones ASEP:** Este proyecto aparece también en la sección del Plan de de Corto Plazo. Debido a la naturaleza del mismo, debe ser retirado de la sección del Plan de Corto Plazo.

**3. Proyecto Reemplazo del Transformador T1 de la S/E Mata de Nance**

- a) Estado: inicio de proyecto  
b) Costo Total: B/. 3,863,000.00  
c) Inicio de Operación: febrero de 2019

**Observaciones ASEP:** Este proyecto aparece también en la sección del Plan de de Corto Plazo. Debido a la naturaleza del mismo, debe ser retirado de la sección del Plan de Corto Plazo.

**4. Proyecto Reemplazo del Transformador T2 de la S/E Panamá**

- a) Estado: inicio de proyecto  
b) Costo Total: B/. 4,074,000.00  
c) Inicio de Operación: febrero de 2019

**Observaciones ASEP:** Este proyecto aparece también en la sección del Plan de de Corto Plazo. Debido a la naturaleza del mismo, debe ser retirado de la sección del Plan de Corto Plazo.

**5. Proyecto Reemplazo del Transformador T1 de la S/E Progreso**

- a) Estado: inicio de proyecto  
b) Costo Total: B/. 3,756,000.00  
c) Inicio de Operación: febrero de 2019

**Observaciones ASEP:** Este proyecto aparece también en la sección del Plan de de Corto Plazo. Debido a la naturaleza del mismo, debe ser retirado de la sección del Plan de Corto Plazo.

**6. Proyecto Reemplazo del Transformador T2 de la S/E Llano Sánchez**

- a) Estado: inicio de proyecto  
b) Costo Total: B/. 4,069,000.00  
c) Inicio de Operación: febrero de 2019

**Observaciones ASEP:** Este proyecto aparece también en la sección del Plan de de Corto Plazo. Debido a la naturaleza del mismo, debe ser retirado de la sección del Plan de Corto Plazo.

**7. Proyecto Reemplazo del Transformador T1 de la S/E Chorrera**

- a) Estado: por licitarse
- b) Costo Total: B/. 4,069,000.00
- c) Inicio de Operación: febrero de 2020

**Observaciones ASEP:** Este proyecto aparece también en la sección del Plan de de Corto Plazo. Debido a la naturaleza del mismo, debe ser retirado de la sección del Plan de Corto Plazo.

**8. Proyecto Reemplazo de Reactores R1 y R2 de la S/E Mate de Nance 20 MVAR**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 1,029,000.00
- c) Inicio de Operación: 31 de enero de 2017
- d) Descripción del Proyecto:
  - i. Reemplazo de los reactores de 20 MVAR, 34.5 kV de la S/E Mata de Nance, por deterioro debido a los más de 35 años de operación.

**9. Proyecto Reemplazo de Interruptores de la S/E Mata de Nance 115 kV**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 1,506,000.00
- c) Inicio de Operación: 2018

**10. Proyecto Reemplazo de Interruptores de la S/E Panamá 230 kV**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 1,854,000.00
- c) Inicio de Operación: 2017

**11. Proyecto Reemplazo de Interruptores de la S/E Progreso 230 kV**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 1,053,000.00
- c) Inicio de Operación: 2016

**12. Proyecto Reemplazo de Interruptores S/E Caldera 115 kV**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 890,000.00
- c) Inicio de Operación: 2019

**13. Proyecto Reemplazo de Interruptores Bancos de Capacitores 230 kV LLS y PAN II**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 1,500,000.00
- c) Inicio de Operación: 2019



**14. Proyecto Reemplazo de Cuchillas Motorizadas de la S/E Panamá y Llano Sánchez 230 kV**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 321,000.00
- c) Inicio de Operación: 2018

**15. Proyecto Reemplazo de Cuchillas Motorizadas de la S/E Panamá 115 kV**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 309,000.00
- c) Inicio de Operación: 2019

**16. Proyecto Reemplazo de Cuchillas Motorizadas de la S/E Cáceres 115 kV**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 370,000.00
- c) Inicio de Operación: 2018

**17. Proyecto Reemplazo de Cuchillas Motorizadas de la S/E Llano Sánchez 230 kV**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 236,000.00
- c) Inicio de Operación: 2018

**18. Proyecto Reemplazo de Cuchillas Manuales de la S/E Panamá y Llano Sánchez 230 kV**

- d) Estado: existente
- e) Costo Total: B/. 303,000.00
- f) Inicio de Operación: 2018

**19. Proyecto Reemplazo de PT's de la S/E Panamá, S/E Cáceres y S/E Caldera 115 kV**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 150,000.00
- c) Inicio de Operación: 2018

**20. Proyecto Reemplazo de PT's de la S/E Panamá y Mata de Nance 115 kV**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 160,000.00
- c) Inicio de Operación: 2018

**21. Proyecto Reemplazo de CT's a Nivel Nacional y Panamá 230 kV y 115 kV**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 2,250,000.00
- c) Inicio de Operación: 2020

**22. Proyecto Reemplazo de CT's de la S/E Mata de Nance 115 kV**

- a) Estado: existente



- b) Costo Total: B/. 210,000.00
- c) Inicio de Operación: 2018

**23. Proyecto Reemplazo de CT's de la S/E Caldera y Llano Sánchez 115 kV**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 90,000.00
- c) Inicio de Operación: 2017

**24. Proyecto Reemplazo y de Protecciones S/E Chorrera**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 176,000.00
- c) Inicio de Operación: 2018

**25. Proyecto Reemplazo de Torres Corroídas en Panamá y Colón**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 1,200,000.00
- c) Inicio de Operación: 2019

**26. Proyecto Reemplazo y Adquisición de Protecciones Diferenciales Etapa II**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 921,000.00
- c) Inicio de Operación: 2016

**27. Proyecto Reemplazo de Registradores de Oscilografías**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 286,000.00
- c) Inicio de Operación: 2019

**28. Proyecto Equipamiento para Monitoreo en Línea de Transformadores**

- a) Estado: N/A
- b) Costo Total: B/. 700,000.00
- c) Inicio de Operación: 2019

**29. Proyecto Automatización de S/E Cáceres**

- a) Estado: existente
- b) Costo Total: B/. 346,000.00
- c) Inicio de Operación: 2017

**V. Plan de Reposición de Largo Plazo (aprobación sujeta a revisión en futuros PESIN)**



- 1. Proyecto Centro de Monitoreo y Control**
  - a) Estado: nuevo
  - b) Costo Total: B/. 4,500,000.00
  - c) Inicio de Operación: 2020
  
- 2. Proyecto reemplazo de hilo de guarda en las Zonas 1 y 3 de las líneas 230 kV y 115 kV.**
  - a) Estado: existente
  - b) Costo Total: B/. 5,844,000.00
  - c) Inicio de Operación: 2021
  
- 3. Proyecto Reemplazo de Protecciones de 230 y 115 kV de S/E Panamá 2.**
  - a) Estado: existente
  - b) Costo Total: B/. 595,000.00
  - c) Inicio de Operación: 2021
  
- 4. Proyecto Reemplazo y Adquisición de Protecciones Diferenciales para Líneas de 230 y 115 kV**
  - a) Estado: existente
  - b) Costo Total: B/. 3,157,000.00
  - c) Inicio de Operación: 2021

El presente Documento es fiel copia de su Original Según  
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad  
Nacional de los Servicios Públicos.  
Dado a los 16 días del mes de Febrero de 20 18

  
FIRMA AUTORIZADA

*República de Panamá*  
**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

**Resolución AN No.11907 -Elec**

**Panamá, 13 de diciembre de 2017**

“Por la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2017, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.”

**ANEXO 1**

**(de la foja 1 a la foja 100)**



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



# Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031

Tomo I  
Estudios Básicos

Gerencia de Planificación

ETE-DTR-GPL-147-2018

30 de enero de 2018

PANAMÁ

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



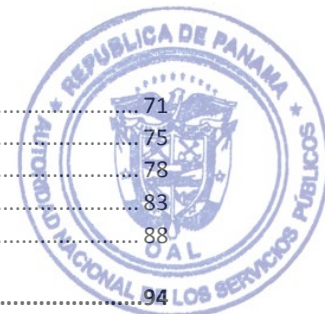
Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



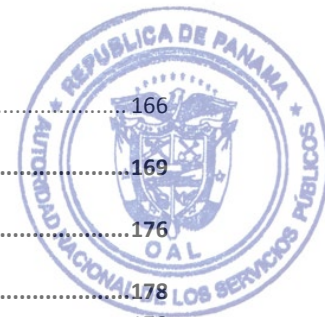


# CONTENIDO

PROYECCIÓN DE DEMANDA.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
SUMARIO .....	3
METODOLOGÍA Y ALCANCE.....	9
EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2016) .....	9
EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2016 -2030 .....	17
ALCANCE DE LAS PROYECCIONES .....	20
Escenario Medio o Moderado:.....	21
Escenario Alto u Optimista: .....	21
Escenario Bajo o Pesimista: .....	21
EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO .....	25
INDICADORES SOCIOECONÓMICOS .....	27
Datos Demográficos.....	27
La Ampliación del Canal:.....	31
Las actividades económicas y comerciales no tradicionales .....	31
El “Turismo Residencial” .....	32
Inflación.....	34
Poder Adquisitivo .....	37
Actividad Económica .....	38
Antecedentes.....	38
Evolución Reciente de la Economía Nacional .....	40
Producto Interno Bruto con Base Año 2007.....	41
MANUFACTURA.....	43
Perspectivas Económicas en el Corto Plazo 2017- 2018 .....	44
Perspectivas de la Economía en el Mediano y Largo Plazo.....	46
Premisas y Conceptos a Considerar en los Pronósticos del PIB en el Mediano y Largo Plazo .....	48
Perspectivas del Sector Manufacturero .....	52
INDICADORES ELÉCTRICOS .....	55
Consumo de Energía Eléctrica Total GWH .....	55
Consumo Industrial de Energía Eléctrica GWHIND .....	58
Sistema Eléctrico Nacional .....	61
Balance Eléctrico.....	61
Oferta.....	61
Demanda .....	61
Balance .....	61
Potencia Eléctrica del Sistema .....	62
Demanda Máxima .....	62
Factor de Carga (FC) .....	64
Pérdidas de Energía.....	70



Análisis Histórico .....	71
Proyecciones .....	75
Precios de la Energía Eléctrica .....	78
Precios de los Combustibles .....	83
Precios de los Combustibles para Generación Eléctrica .....	88
<b>INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO .....</b>	<b>94</b>
<b>INTEGRACION SISTEMAS AISLADOS de DARIEN .....</b>	<b>95</b>
<b>AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA (ACP) .....</b>	<b>98</b>
<b>MEGA PROYECTOS .....</b>	<b>99</b>
<b>MEGA Proyectos Estatales .....</b>	<b>100</b>
Saneamiento de la Bahía .....	104
Saneamiento de Provincia de Panama Oeste (La Chorrera) .....	112
MEGAOBRAS del IDDAN de Alto Consumo Eléctrico .....	114
Transporte Masivo de la Ciudad De Panamá .....	115
Escenario Moderado .....	120
Escenario Demanda Alta .....	123
Escenario Demanda Baja .....	125
Consumo Energético del Sistema Masivo de Transporte Metro .....	126
Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen .....	128
Demanda Adicional No Estructurada .....	133
Inversión Privada .....	135
MEGA Proyectos Estatales .....	136
<b>MEGA Proyectos Privados .....</b>	<b>138</b>
Desarrollo Portuario .....	138
Desarrollo Minero .....	140
Proyecto Minero Petaquilla .....	140
Proyecto Minero Cobre Panama .....	142
Demanda Eléctrica .....	143
Retiro e Inyección .....	143
Actualización del Proyecto .....	146
Autogeneración Minera Panama y Energía Intercambiada con el Sistema Interconectado .....	147
Pronósticos Ajustados del Segmento de Consumo Bloque .....	147
MEGA Proyectos Privados .....	149
<b>CONSOLIDADO DEL CONSUMO BLOQUE .....</b>	<b>150</b>
<b>PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS .....</b>	<b>152</b>
Escenario Medio o Moderado .....	156
Escenario Alto u Optimista .....	157
Escenario Bajo o Pesimista .....	158
<b>ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS .....</b>	<b>159</b>
Pronósticos .....	159
Estructura del Consumo Eléctrico .....	163



Confiabilidad de los Pronósticos ..... 166

**CONCLUSIONES** ..... 169

**REFERENCIAS** ..... 176

**CURVAS TÍPICAS** ..... 178

**EDEMET** ..... 178

**EDECHI** ..... 182

**ENSA** ..... 183

**CHANGUINOLA** ..... 189

**DESAGREGACIÓN POR BARRA** ..... 190

**ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS & COSTOS DE TRANSMISIÓN** ..... 194

**INTRODUCCIÓN** ..... 194

**CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES** ..... 195

**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN** ..... 195

        Generalidades ..... 195

        Tipos de Conductores ..... 195

        Estructuras ..... 196

        Aislamientos de las Líneas ..... 197

        Herrajes y Accesorios ..... 198

        Hilo de Guarda ..... 198

        Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire ..... 199

**SUBESTACIONES** ..... 200

        Generalidades ..... 200

        Ubicación ..... 201

        Configuración del Sistema ..... 201

            Configuración Barra Sencilla: ..... 201

            Configuración Barra Principal y de Transferencia: ..... 201

            Configuración Interruptor y Medio: ..... 202

        Tipos de Interruptores ..... 203

        Protecciones ..... 203

        Compensaciones ..... 204

**COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN** ..... 206

**LÍNEAS** ..... 206

**SUBESTACIONES** ..... 211

        Cálculo de Costos de Equipos Unitarios ..... 211

        Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote ..... 213

            Cálculo de Montaje y Obras Civiles ..... 214

            Cálculo de Otros Costos ..... 214

            Cálculo de Costos de Terreno ..... 215

            Cálculo del VNR para las Subestaciones ..... 215



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## ÍNDICE DE GRÁFICOS



7

Gráfico 1: Pronósticos de la Demanda.....	3
Gráfico 2: Desviaciones del Modelo.....	17
Gráfico 3: Tasas de Crecimiento Poblacional .....	30
Gráfico 4: Población (Millones de Habitantes).....	31
Gráfico 5: Crecimiento del IPC .....	34
Gráfico 6: IPC Total vs IPC Alimentos y Bebidas .....	37
Gráfico 7: Poder Adquisitivo .....	37
Gráfico 8: Evolución del Producto Interno Bruto - Años 1970-2016 .....	41
Gráfico 9: Evolución del Producto Manufacturero - Años 1970-2016 .....	43
Gráfico 10: Tasas Reales vs Pronósticos de INTRACORP .....	49
Gráfico 11: PIBMAN y Participación en el PIBREA .....	53
Gráfico 12: Consumo IND. vs GWHTOT .....	54
Gráfico 13: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica .....	56
Gráfico 14: Relación PIB / EE.....	58
Gráfico 15: PIB Industrial / Electricidad .....	59
Gráfico 16: Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2015.....	61
Gráfico 17: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG .....	63
Gráfico 18: Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible .....	65
Gráfico 19: Factor de Carga 2011-2013 .....	67
Gráfico 20: Factor de Carga Promedio Mensual – Años 2011 - 2015 .....	69
Gráfico 21: Pérdidas Totales de Energía Eléctrica.....	71
Gráfico 22: Perdidas de Transmisión EE .....	73
Gráfico 23: Perdidas de Distribución EE .....	74
Gráfico 24: Evolución de Precios Corrientes de La Electricidad .....	80
Gráfico 25: IPC Total y Servicio de Electricidad Residencial .....	82
Gráfico 26: Evolución Histórica de Precios Reales de la Electricidad .....	83
Gráfico 27: Variación PRETOT vs Electricity Price y Petróleo Crudo 1987-2013.....	85
Gráfico 28: Variación Anual Histórica de Precio Total de la Energía Eléctrica .....	86
Gráfico 29: Perspectivas Futuras del Crudo, Brent del Mar del Norte – EIA-AEO2015..	90
Gráfico 30: Pronóstico de Energía .....	159
Gráfico 31: Pronósticos de Demanda .....	161
Gráfico 32: Escenario Moderado de ETESA vs DMG Coincidentes IID CND .....	167
Gráfico 33: Comparación de Proyecciones de DMG .....	168
Gráfico 34: Curva Típica de Carga EDEMET – Panamá .....	178
Gráfico 35: Curva Típica de Carga Línea 115-6.....	178
Gráfico 36: Curva Típica de Carga Línea 115-8.....	179
Gráfico 37: Curva Típica de Carga Línea 115-11.....	179
Gráfico 38: Curva Típica de Carga Línea 115-38.....	180
Gráfico 39: Curva Típica de Carga Línea 115-22.....	180
Gráfico 40: Curva Típica De Carga Chorrera .....	181
Gráfico 41: Curva Típica de Carga Llano Sánchez.....	181
Gráfico 42: Curva Típica De Carga Mata de Nance .....	182



**Gráfico 43: Curva Típica De Carga Progreso** ..... 182

**Gráfico 44: Curva Típica De Carga 44 kV (S/E Colón + S/E M.Hope)** ..... 183

**Gráfico 45: Curva Típica De Carga France Field 115** ..... 183

**Gráfico 46: Curva Típica De Carga Chilibre** ..... 184

**Gráfico 47: Curva Típica De Carga Tocumen** ..... 184

**Gráfico 48: Curva Típica De Carga Línea 115-10** ..... 185

**Gráfico 49: Curva Típica De Carga Línea 115-9** ..... 185

**Gráfico 50: Curva Típica De Carga Santa María** ..... 186

**Gráfico 51: Curva Típica de Carga Cerro Viento** ..... 186

**Gráfico 52: Curva Típica de Carga Geehan** ..... 187

**Gráfico 53: Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza)** ..... 187

**Gráfico 54: 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)** ..... 188

**Gráfico 55: Curva Típica de Carga 24 de Diciembre** ..... 188

**Gráfico 56: Curva Típica de Carga Cemento Panamá** ..... 189

**Gráfico 57: Curva Típica De Carga Changuinola** ..... 189

**Gráfico 58: Configuración Interruptor y Medio** ..... 202



## ÍNDICE DE TABLAS



Tabla 1: Cambios Porcentuales en Energía y Demanda por Periodo .....	5
Tabla 2: Pronósticos de Demanda por Escenarios .....	7
Tabla 3: Consumo Gran Cliente .....	11
Tabla 4: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 - 2016 .....	14
Tabla 5: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 – 2016 (Porcentual) .....	14
Tabla 6: Validación del Pronostico PESISN 2016- 2030, Primer Año .....	18
Tabla 7: Variables de Los Pronósticos .....	20
Tabla 8: Insumos del Modelo .....	26
Tabla 9: Tasas Anuales Acumulativas, Según Escenarios .....	33
Tabla 10: Comparación de Tasa de Crecimiento del PIB .....	49
Tabla 11: Producto Interno Bruto y Ventas Totales de Energía .....	57
Tabla 12: Producto Interno Bruto y Energía Eléctrica Disponible .....	57
Tabla 13: Producto Interno Bruto y Consumo Eléctrico Industrial .....	57
Tabla 14: Tasas Anuales Acumulativas por Periodo .....	60
Tabla 15: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG .....	62
Tabla 16: Energía Disponible, Ventas y Pérdidas en GWh .....	72
Tabla 17: Perdidas en Transmisión en GWh .....	72
Tabla 18: Perdidas en Distribución en GWh .....	72
Tabla 19: Precios Corrientes de la Electricidad - Años 2003-2016 .....	80
Tabla 20: Variación de Precios Reales de la Electricidad (IPC) - Años 2003-2014 .....	80
Tabla 21: Pronósticos de Precios de la Electricidad en Panamá, PRETOT .....	87
Tabla 22: Variación del Precio Internacional del Crudo Brent .....	92
Tabla 23: Proyección de Demanda Sistema Santa Fé – Yaviza – La Palma .....	97
Tabla 24: Consumo Histórico de ACP 2000-2016 .....	99
Tabla 25: Caudales de Aguas Servidas para Tratamiento del Saneamiento de la Bahía .....	106
Tabla 26: Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo del Sistema de Saneamiento de la Bahía .....	108
Tabla 27: Consumo de Energía en las Estaciones de Bombeo de las Aguas Residuales .....	109
Tabla 28: Consumo Eléctrico de Planta de Tratamiento de Aguas Residuales .....	109
Tabla 29: Consumo de Energía en el Proyecto Saneamiento de La Bahía .....	111
Tabla 30: Consumo Eléctrico Estimado de PTAR de Burunga (GWh) .....	113
Tabla 31: Consumo de Energía en el Proyecto Ampliado del Saneamiento de La Bahía .....	113
Tabla 32: MEGAOPRAS del IDAAN de Alto Consumo Eléctrico .....	114
Tabla 33: Nuevo Plan Maestro de Transporte Masivo – Ciudad de Panamá – Años 2015 - 2040 .....	117
Tabla 34: Requerimientos en Potencia del Escenario Moderado o Conservador .....	122
Tabla 35: Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Alta .....	124
Tabla 36: : Requerimientos en Potencia del Escenario de Demanda Baja .....	126



**Tabla 37: Consumo Estimado del SMP – Según Escenario de Demanda**..... 127

**Tabla 38: Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen - Demanda MW**..... 132

**Tabla 39: Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen – Consumo MWh**..... 132

**Tabla 40: Demanda y Consumo de Energía Eléctrica – Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen** ..... 133

**Tabla 41: Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Estatales** ..... 137

**Tabla 42: Consumo Eléctrico del Puerto de Panamá Colón CONTAINER** ..... 139

**Tabla 43: Demanda Máxima de Minera Panamá vs SIN** ..... 144

**Tabla 44: Autogeneración Minera Panamá & Energía Intercambiada con el SIN** ..... 145

**Tabla 45: Incremento Total de la Demanda en Energía de Minera Panamá** ..... 149

**Tabla 46: Consumo Consolidado de los Mega Proyectos Privados** ..... 149

**Tabla 47: : Demanda Consolidada Darién - Megaproyectos Estatales & Minera Panamá** ..... 150

**Tabla 48: Demanda Consolidada del Segmento Bloque con ACP ( Carga Integrada del SIN)**..... 151

**Tabla 49: Resumen de Premisas Escenario Moderado**..... 152

**Tabla 50: Resumen de Premisas Escenario Optimista** ..... 153

**Tabla 51: Resumen de Premisas Escenario Pesimista** ..... 154

**Tabla 52: Descripción de las siglas del Modelo de Demanda** ..... 155

**Tabla 53: Escenario Medio o Moderado** ..... 156

**Tabla 54: Escenario Alto u Optimista** ..... 157

**Tabla 55: Escenario Bajo o Pesimista** ..... 158

**Tabla 56: Incremento Promedio Anual de Energía & Demanda por Periodo** ..... 162

**Tabla 57: Desagregación por Barra (Parte 1)**..... 191

**Tabla 58: Desagregación por Barra (PARTE 2)** ..... 192

**Tabla 59: Desagregación por Barra (Parte 3)**..... 193

**Tabla 60: Subestaciones de ETESA** ..... 200

**Tabla 61: Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.)**..... 208

**Tabla 62: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles** ..... 209

**Tabla 63: Detalle Porcentual de Otros Costos** ..... 209

**Tabla 64: Costo Unitario de las líneas de transmisión** ..... 209

**Tabla 65: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones**..... 212

**Tabla 66: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote** ..... 213

**Tabla 67: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles** ..... 214

**Tabla 68: Relación Porcentual de Otros Costos** ..... 214

**Tabla 69: Costo Unitario de Subestaciones**..... 216





## 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 2017



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS

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

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



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



# PROYECCIÓN DE DEMANDA

## INTRODUCCIÓN

Este informe contiene los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los Planes de Expansión <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 2017-2031. 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 desarrolla la serie de consumo de energía eléctrica, por sectores de consumo, derivando la correspondiente serie de demanda máxima total asociada a dicha energía, para el periodo de estudio

estipulado, quince años de proyección.

De acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de Transmisión, se desagrega la demanda máxima y mínima y el factor de potencia, por barra del Sistema Principal de Transmisión, con base en las curvas típicas y simultaneidad de la demanda, provenientes de la base de datos estadísticos históricos del Centro Nacional de Despacho (CND) y de las Empresas Distribuidoras. En los casos que no se cuenta con información estadística histórica, se asumen comportamientos de áreas similares atendidas. Adicionalmente, de acuerdo a solicitud de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se incluye una desagregación del estimado de demanda, por distribuidora.

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

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

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





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## SUMARIO

Las proyecciones de demanda, indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar tasas de crecimiento, por el orden de 5.5 a 6.1% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.2 a 5.5%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

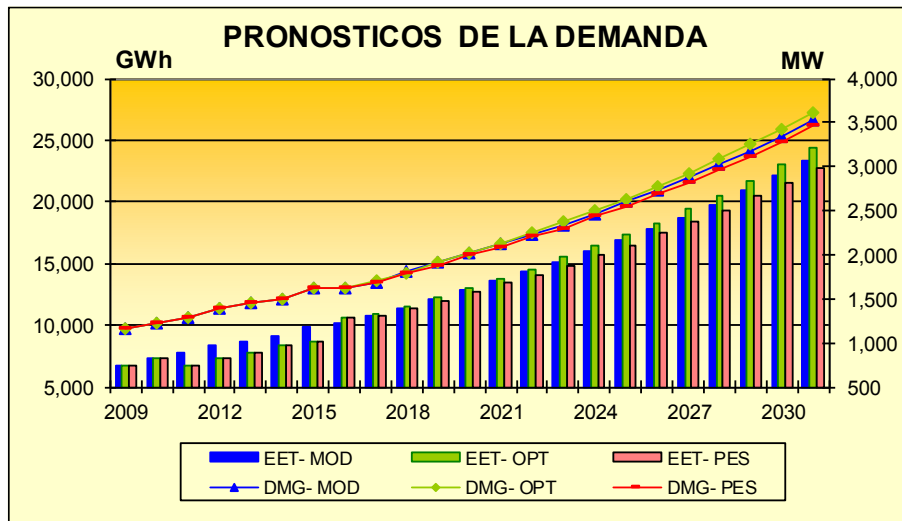


Gráfico 1: Pronósticos de la Demanda

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

Luego de un periodo de crecimiento, de seis años 2009 – 2015, con una tasa de crecimiento promedio anual de 7.5%, tasa superior a los mejores promedios históricos que tuvo la

economía nacional, de acuerdo a los registros estadísticos de los últimos sesenta años<sup>2</sup>.

Las entidades nacionales y multinacionales pertinentes, han ajustados anteriores perspectivas de la economía panameña a valores más conservadores, un rango de crecimiento no mayor de 6 %, en razón a los recientes vientos de aislacionismo a nivel mundial, a la ralentización de la producción y del intercambio mundial.

Perspectivas anteriores se basaron en factores dinámicos externos, como es

<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%.



el desarrollo perpetuo 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 decidieran asentarse temporal y/o definitivamente en nuestro país.

A la fecha no se consolida la recuperación de la Zona Libre y sus actividades conexas, si no existe una ralentización del intercambio mundial, así como la manifestación de recientes debilidades estructurales en el turismo internacional<sup>3</sup>. Actividades necesarias y fundamentales como motores principales del nuevo impulso económico. Con lo que es de esperar, que luego del año 2017 y año 2018, la economía se estabilice y mantenga parámetros de crecimiento 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 (2017-2020), reflejan incrementos porcentuales, levemente más altos, 6.0, 6.1. y 5.5 %, según la ocurrencia de escenarios moderado,

<sup>3</sup> La construcción de nuevos y grandes facilidades hoteleras, en años recientes gracias a los incentivos estatales, sin coordinación con los flujos reales de turistas, en un mundo en retroceso.

<sup>4</sup> Actividad que depende directamente de un fuerte movimiento comercial, especialmente

optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2021-2031), las tasas de crecimiento decrecen ligeramente, entre 5.5 y 5.9%, respondiendo a escenarios levemente más conservadores con respecto a los parámetros económicos.

Por consiguiente, los pronósticos para los años 2017 - 2020 de la demanda eléctrica en el país, se califican de conservadores y se fundamentan principalmente en factores a lo interno de la economía nacional, liderizados por el uso más óptimo de las obras de la ampliación del Canal<sup>4</sup>. Del inicio de operaciones de la nueva terminal del Aeropuerto de Tocumen a fines del año 2018, así como de las actividades complementarias, planteadas a esta infraestructura de movimiento internacional .

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

de las áreas de producción (China y países del Extremo Oriente) hacia el mercado el tradicional (EEUU y Europa), así como el flujo inverso de insumos de esta parte del mundo hacia el Lejano Oriente.







internacional de Convenciones en Amador y facilidades pertinentes.

Además, se espera en el mediano plazo un incremento progresivo y planificado en el uso de la energía eléctrica, gracias, a las nuevas inversiones de las Líneas 2 y 3 y de las adiciones programadas de la línea 1 del Metro de la Ciudad de Panamá (SMP); a la rehabilitación integral de la Ciudad de Colón, de modernos

sistemas de agua potable y de saneamiento ambiental de las zonas urbanas, a lo largo del país. Este esfuerzo estatal, se espera sea acompañado por una inversión privada fuerte, que, en conjunción con otras fuerzas dinámicas al entorno interno, mantenga el impulso sostenido de la economía nacional.



CAMBIOS PORCENTUALES EN ENERGIA Y DEMANDA POR PERIODO							
PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO )		PESIMISTA (BAJO)		
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	
CORTO PLAZO (2017-2020)	5.91%	5.56%	6.09%	5.51%	5.53%	5.20%	
LARGO PLAZO (2021-2031)	5.51%	5.18%	5.66%	5.22%	5.43%	5.13%	
ANALISIS (2017-2031)	5.64%	5.30%	5.81%	5.33%	5.46%	5.16%	

Tabla 1: Cambios Porcentuales en Energía y Demanda por Periodo

Al igual que en últimos pronósticos anuales editados, se destaca la incorporación de la carga futura de magnos proyectos de infraestructura, programados por el Estado. Continuación, a proyectos que culminaron a fines del año 2013 y principios del 2014 en donde sobresalen el 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 de la Ciudad de Panamá y de las nuevas estaciones de bombeo del Saneamiento de la Bahía, de las operaciones de la nueva terminal del Aeropuerto de Tocumen y de sus facilidades anexas, los cuales se encuentran a la fecha en vías de realización, y han de requerir de inyecciones importantes de potencia para desarrollar las funciones para las cuales fueron creadas.

Es necesario destacar que en los tres primeros años del periodo crítico o de corto plazo, años 2017-2020, la potencia y energía crecen a menores tasas a los cuantificadores de ambos



parámetros, planteados en los informes de PESIN de años anteriores, dado las postergaciones, suspensión de obras o al cambio conceptual de algunos proyectos que tenían fechas de conclusión de obras e inicio de operaciones dentro del periodo en análisis, años 2017 al 2020.<sup>5</sup>

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 total del Transporte Masivo de la ciudad de Panamá (2014 - 2040).

A la fecha se espera la conclusión de otros proyectos estatales, no directamente intensivos en consumo eléctrico, pero que han de crear las facilidades viales para el impulso de nuevos desarrollos inmobiliarios, los cuales deberán reflejarse dentro del periodo de análisis.<sup>6</sup>



<sup>5</sup> Minera Petaquilla, Desarrollo Minera Panamá, Ciudad Hospitalaria, Centro de Convenciones de Amador, Ciudad Gubernamental, etc.

<sup>6</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.



A continuación, se presentan los registros anuales de demanda de energía eléctrica, para el periodo histórico 2009-2016 y los pronósticos esperados para el periodo de análisis, 2017-2031.



PRONOSTICOS DE DEMANDA POR ESCENARIOS AÑOS 2009 - 2031						
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	1,154.0	1,154.0	1,154.0
2010	7,290.3	7,290.3	7,290.3	1,222.4	1,222.4	1,222.4
2011	7,722.5	7,722.5	7,722.5	1,286.5	1,286.5	1,286.5
2012	8,359.8	8,359.8	8,359.8	1,386.3	1,386.3	1,386.3
2013	8,722.1	8,722.1	8,722.1	1,443.9	1,443.9	1,443.9
2014	9,150.5	9,150.5	9,150.5	1,503.5	1,503.5	1,503.5
2015	9,939.0	9,939.0	9,939.0	1,612.0	1,612.0	1,612.0
2016	10,205.4	10,205.4	10,205.4	1,618.0	1,618.0	1,618.0
2017	10,759.1	10,892.9	10,744.4	1,694.1	1,715.1	1,691.8
2018	11,410.9	11,530.8	11,377.3	1,796.7	1,815.6	1,791.4
2019	12,090.9	12,225.1	11,885.6	1,897.8	1,918.2	1,866.2
2020	12,840.0	12,928.5	12,657.4	2,009.1	2,021.4	1,981.8
2021	13,587.4	13,724.7	13,352.7	2,119.3	2,138.4	2,084.9
2022	14,301.4	14,498.1	14,117.7	2,223.7	2,251.0	2,198.1
2023	15,104.3	15,294.0	14,789.0	2,341.1	2,366.2	2,296.2
2024	15,956.0	16,166.2	15,683.6	2,465.4	2,492.4	2,428.3
2025	16,830.7	17,063.7	16,497.9	2,592.4	2,621.5	2,547.2
2026	17,736.4	17,994.5	17,400.6	2,723.3	2,754.8	2,679.1
2027	18,694.6	19,106.7	18,331.0	2,861.4	2,914.8	2,814.5
2028	19,706.0	20,183.4	19,291.0	3,006.7	3,068.3	2,953.6
2029	20,816.8	21,322.5	20,351.9	3,166.2	3,230.1	3,107.3
2030	21,988.4	22,525.5	21,470.5	3,333.9	3,400.4	3,268.9
2031	23,225.1	23,798.1	22,651.1	3,510.4	3,579.9	3,439.0

Tabla 2: Pronósticos de Demanda por Escenarios



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## METODOLOGÍA Y ALCANCE

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

En razón, a costos, flexibilidad e integración estadística, PREEICA diseño una hoja electrónica de cálculo de EXCEL, un modelo estadístico, el cual ejecuta el análisis de regresión

múltiple, integrando en un solo archivo, la información histórica, los escenarios de proyección y los pronósticos resultantes.<sup>7</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>8</sup>

## EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2016)

Con el objetivo de validar la capacidad de predicción del modelo de pronóstico de demanda utilizado, e examinaron los resultados de los pronósticos del primer año de los Planes de Expansión (PESIN) editados, versus los registros reales. En principio, se desarrolló se

desarrolló un análisis comparativo de la proyección del consumo del año 2006, del plan de expansión del periodo 2007-2021 frente a los resultados reales preliminares del mismo año. Las conclusiones fueron que el modelo se desvió en -1.5% de las cifras preliminares de consumo

<sup>7</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>8</sup> Para mayor detalle técnico del modelo, refiéranse a Anexo de Metodología del Modelo.





(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>9</sup>

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

En consideración a que el modelo de predicción de PREEICA, es un modelo de regresión lineal, este cambio en el registro de los consumos introducía distorsiones a las proyecciones de los consumos Industrial y Bloque. Por

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

<sup>10</sup> Propuesta de Modificación al Régimen

consiguiente, se procedió a partir de esta fecha, reubicar este incremento del consumo de bloque, en el Plan 2007-2021, como parte del consumo industrial. Este ajuste incrementa la diferencia del modelo con los datos preliminares registrados a la industria, señalando más claramente la tendencia errática de este sector, correspondiente a las propias características de evolución de la industria nacional, ante la competencia internacional.

Un análisis más exhaustivo de los consumos eléctricos industriales, realizado durante la elaboración del Pronóstico de Demanda 2010 – 2024, reflejo que hasta el año 2004, el sector de consumo de los Grandes Clientes correspondió en su totalidad a consumos de tipo industrial, en un 100%. Pero, desde ese año en adelante 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.

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>11</sup> En primera instancia, el registro de los “Grandes Clientes” durante el periodo 2001-2006 correspondían a CEMEX, Cemento Panamá, y empresas agroindustriales del Grupo MELO.





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>12</sup>

Uno de los principales cambios en el último año en el sector de consumo por Bloque, se da a partir del 1 de julio

del 2015, cuando la demanda y consumo de energía eléctrica del área económica de la provincia de Bocas del Toro se incorporó oficialmente a la Zona de Concesión de EDECHI, por lo cual, a partir de ese año, 2016, el consumo futuro de esta región del país será integrado en el MODELO, dentro de los diversos sectores de consumo.

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



CONSUMO GRAN CLIENTE ANUAL 2001 - 2016 EN MWh														
AÑOS	CONSUMO POR TIPO								CONSUMO TOTAL GRAN CLIENTE		PARTICIPACION			
	INDUSTRIAL		COMERCIAL		OFICIAL		BLOQUE		CANTIDAD (MAX Anual)	CONSUMO TOTAL	IND	COMERCIAL	OFICIAL	BLOQUE
	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	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%
2016	7	197,785.5	23	49,282.3	2	23,237.3			32	270,305.1	73.2%	18.2%		8.6%
<b>TOTAL</b>		<b>1,938,889.7</b>		<b>593,384.8</b>		<b>72,617.7</b>		<b>459,964.1</b>		<b>3,064,856.3</b>	63.3%	19.4%	2.4%	15.0%

(\*) 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

Por otro lado, el actual suministro de electricidad a las comunidades de la provincia fronteriza de Darién, al

extremo este de Panamá, proviene de la operación de sub-sistemas aislados, por consiguiente, un servicio

<sup>12</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).



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>13</sup>

En primera instancia ETESA construiría y pondría en operación en el 2019, la nueva Línea de Transmisión 230 kV Panamá II – Chepo – Metetí, la cual se conectará con el principal sistema aislado de la región, Santa Fe – Metetí- Yaviza. La finalización de obra y entrada en operación de esta nueva L/T ha sido re- programada para el año 2020.

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 temporalmente como un sub-sector de demanda adicional dentro del sector

<sup>13</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



de consumo denominado “Bloque”, a partir del año 2020.

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 2016-2030, 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

“Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este





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.

A seguido tenemos otro ciclo con una primera etapa de crecimiento de las desviaciones, hasta alcanzar un 5% en el Pesin 2014-2028, una disminución de desvíos de -1% en el Pesin 2015-2029, para pasar en el periodo de análisis 2016 – 2030 a las mayores desviaciones del modelo, desde su implementación, alcanzando valores de desviación de hasta 7% en la demanda máxima pronosticada.

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 2005-2016, muestran en promedio de desvíos en torno a 1%.





**EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO  
AÑOS 2005 -2016**

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

**Tabla 4: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 - 2016**

**EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO  
AÑOS 2005 -2016**

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

**Tabla 5: Evaluación Predictiva del Modelo Años 2005 – 2016 (Porcentual)**

*Cpe*



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>14</sup>. Con lo cual, en ese año el desvío ajustado en el consumo eléctrico global se modificó a solo 4.8 %. Al igual, las correcciones imputables a este error en el registro del segmento Pérdidas, significo un cambio significativo en la desviación del pronóstico del 2009-2024 de -

<sup>14</sup> El error consistía, en la consideración que se tomó como exportación el saldo del intercambio del sistema (-73.4 GWh), en vez

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 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

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





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 conservador, en consideración a los aleteos retardados de la crisis económica global se presentan desviaciones en sentido contrario, subestimación ante los resultados reales, cerca del -4% en DMG.

En cambio, gracias a los ajustes realizados a las previsiones en el modelo de demanda, los registros 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 al 2016 se presentaron sobrestimaciones producto de la consideración de importantes proyectos inconclusos, programados para entrar en operación en el periodo analizado. Las obras de los proyectos que se postergaron, algunos con suspensión temporal y otros de reanudación incierta. ya sea por atrasos propios en la ejecución de construcción y/o suspensión financiera de los mismos

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



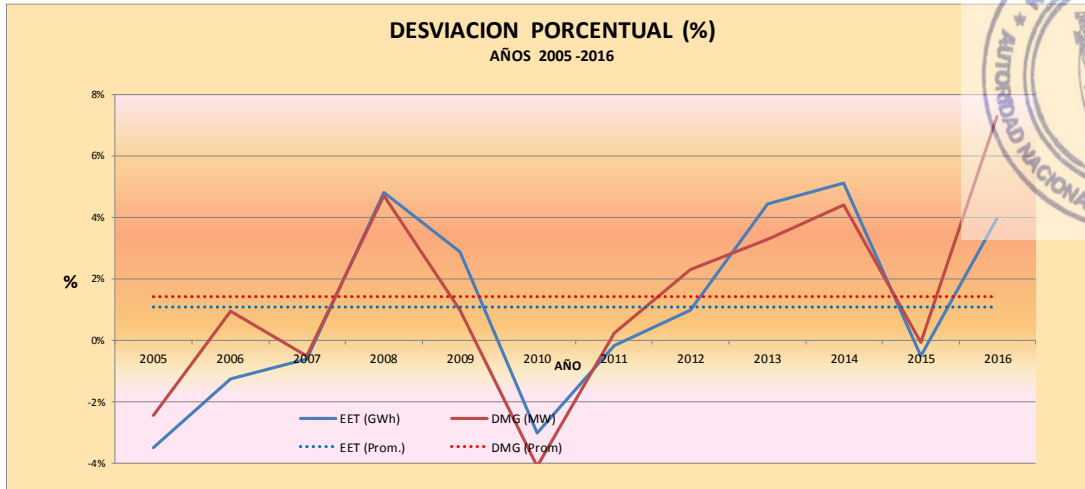


Gráfico 2: Desviaciones del Modelo

El compendio de las desviaciones de las proyecciones ante los registros reales del consumo eléctrico sectorial, durante el periodo de análisis de los años 2005 – 2016, permite afirmar, que aun con las falencias mencionadas, la capacidad de predicción del modelo de regresión múltiple de PREEICA, se mantiene dentro de grados de calificación más que aceptables. El **Gráfico 2** muestra,

que las desviaciones máximas se mantienen dentro de una franja máxima de +5 y - 4%, para ubicarse en los dos últimos años, en una franja promedio dentro de menos 1%. Lo cual permite calificar estas predicciones entre buenas y excelentes.

### EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2016 -2030

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 2016-2030, con los registros preliminares para el año en curso.

Para el primer año de proyección del Plan de Expansión 2016-2030, 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. En el cuadro siguiente, se presenta la validación estimada para

la proyección del primer año del último pronóstico presentado, PESIN 2016-2030.

VARIABLE	CONSUMO 2016 (GWh o MW)		
	PROYECCIÓN <sup>1</sup>		2016 (PRELIMINAR)
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA	
Residencial	2,858.1	2,858.4	2,795.6
Comercial	4,064.0	4,066.9	3,925.5
Industrial	677.5	677.4	707.8
Oficial	1,027.0	1,027.8	980.9
Alumbrado	193.2	193.2	193.9
Autoconsumo	6.3	6.3	5.4
Bloque	9.3	9.3	36.5
Otros	3.2	3.2	2.9
Pérdidas	1,768.0	1,768.7	1,556.8
<b>TOTAL</b>	<b>10,606.4</b>	<b>10,611.1</b>	<b>10,205.4</b>
<b>DMG</b>	<b>1,705.6</b>	<b>1,706.3</b>	<b>1,590.0</b>

**DESVIACION (Proyección menos Real Preliminar)**

VARIABLE	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO ALTO		PROMEDIOS	
	GWh o MW	%	GWh o MW	%	GWh o MW	%
Residencial	62.51	2.2%	62.75	2.2%	62.6	2.2%
Comercial	138.46	3.5%	141.35	3.6%	139.9	3.6%
Industrial	-30.21	-4.3%	-30.40	-4.3%	-30.3	-4.3%
Oficial	46.04	4.7%	46.90	4.8%	46.5	4.7%
Alumbrado	-0.71	-0.4%	-0.62	-0.3%	-0.7	-0.3%
Autoconsumo	0.87	16.1%	0.87	16.1%	0.9	16.1%
Bloque	-27.26	-74.6%	-27.26	-74.6%	-27.3	-74.6%
Otros	0.25	8.7%	0.25	8.8%	0.3	8.8%
Pérdidas	211.13	13.6%	211.91	13.6%	211.5	13.6%
<b>TOTAL</b>	<b>401.08</b>	<b>3.9%</b>	<b>405.75</b>	<b>4.0%</b>	<b>403.4</b>	<b>3.95%</b>
<b>DMG</b>	<b>115.58</b>	<b>7.3%</b>	<b>116.33</b>	<b>7.3%</b>	<b>116.0</b>	<b>7.29%</b>

**Tabla 6: Validación del Pronóstico PESISN 2016- 2030, Primer Año**

El pronóstico del año 2016 con respecto a los registros preliminares del consumo, muestran una desviación global de 403.4 GWh, un 3.95 % de energía eléctrica de los diversos segmentos, mientras la desviación al pronóstico de la DMG fue subestimada en 0.01 %.

Como resultado de este ejercicio se infiere lo siguiente:

- a) La proyección del consumo global de energía, para el año 2016, se sobrestimo en el escenario moderado en 401 GWh, sobrestimadas en 46 GWh en el escenario alto, para



una desviación promedio de 403 GWh, lo cual representa un desvío promedio de 4%. gracias a la compensación entre los sectores de consumo residencial y comercial con el sector de consumo Bloque.

- b) El estimado promedio de la DMG del año de 1,705 MW, proyectado en el Modelo resulto en una significativa desviación, de 116 MW con respecto al escenario moderado alcanzado de solo 1,590 MW. La desviación porcentual promedio de 7.3 %. Demanda sobrestimada gracias al retraso de obras que debían concluir en periodo como la Cadena de frio (refrigeración de abastos), concluida, pero sin inicio de operaciones, al igual que el retraso en la entrega de la Terminal 2 del Aeropuerto de Tocumen. Curiosamente la demanda máxima registrada del sistema, por el CND es de 1,618 MW, derivada del consumo total, el cual no incluye el consumo de ACP, cuya potencia auto consumida promedio, es de 30 MW.<sup>15</sup>
- c) En el periodo, el segmento de las pérdidas totales del sistema

refleja en grado máximo la magnitud alcanzada por las desviaciones totales sobrestimadas en 11% del pronóstico moderado con 211 GWh.

- d) Entre los sectores básicos de consumo correspondientes, destaca la sobreestimación del consumo del sector, comercial con 3.6%, por 140 GWh. Esta sobreestimación del sector comercial con respecto a los registros alcanzados realmente el año anterior. Reflejan en parte a la saturación de actividades. inmobiliarias de comercio y servicios, al contrario de la dinámica de los años anteriores
- e) El segmento de consumo Bloque, la desviación obedece una nueva reasignación de consumo, al agregarles el incipiente consumo del Metro de Panamá, deducido del Sector Básico Oficial y a la inserción a partir de julio del año 2015, el registro del consumo de la región económica de Bocas del Toro es absorbido por los sectores de consumo Básico, por medio de la concesión de EDECHI.

<sup>15</sup> Reporte Diario de Operación del CND, del 22 de abril del 2016, el cual fija la demanda pico del sistema en 1,618 MW, como el

máximo del año. Demanda que incluye la potencia autogenerada de la ACP.





f) El registro del consumo de alumbrado Público se acercó a la estimación, 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 0.6 GWh, porcentualmente de -0.3%.

### ALCANCE DE LAS PROYECCIONES

Las proyecciones de demanda requeridas para el planeamiento del Sistema Integrado Nacional, de acuerdo al Reglamento de Transmisión, se realizan con un horizonte de quince (15) años, correspondiendo, en este ejercicio, al periodo comprendido entre los años: 2017 y 2031.

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 46 años (1970 – 2016), periodo del cual se tabularon en el inicio 80 variables de utilidad directa para los pronósticos, más otras 20 derivadas del primer grupo, para conformar una base de datos de 100 variables.

	VARIABLES	DIRECTAS	INDIRECTAS	TOTAL	ESTRUCTURA
1	POBLACIÓN	4	3	7	7%
2	PRECIOS	1	2	3	3%
3	VALOR AGREGADO	57	12	69	69%
4	ELÉCTRICOS	18	3	21	21%
	<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 evolución reciente y perspectivas.

En el periodo 2005-2008, se consideró teóricamente razonable establecer solo dos contextos de proyección, para establecer una banda, dentro de





la cual, se esperaba, se producirían los niveles de consumo real, un escenario conservador o “moderado” y un escenario de alto crecimiento u “optimista”. En el cambiante contexto de la situación económica global y sus efectos sobre entorno nacional, en el corto y mediano plazo, se decidió ampliar la banda del pronóstico. Por lo cual, desde el pronóstico 2009-2023, se agregó el escenario bajo o pesimista.

Descripción de Escenarios:

### Escenario Medio o Moderado:

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 y/o decrementos 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

<sup>16</sup> Como se ha mencionado anteriormente, la economía nacional se encuentra aún en línea de crecimiento, aun cuando el entorno

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>16</sup> Adicionalmente,

económico-comercial global de estos últimos tres años, muestran que el empuje económico ha desacelerado, con respecto al quinquenio





se prevén en general favorables las condiciones socio políticas y económicas internas, basada principalmente en la ejecución exitosa de la ampliación del Canal de Panamá y de los beneficios futuros de otros mega proyectos de infraestructura en ejecución por el Estado, además de la consideración de proyectos privados y estatales programados o idealizados en el largo plazo con cierto grado de certidumbre.

En el escenario bajo o pesimista se contempla entre otras causas, posibles retrocesos adicionales más allá del periodo de 2008-2009, derivados de una crisis internacional, que no da claras señales de su fin, ya que a la fecha, no son claras aun las dimensiones de los problemas económicos estructurales de Europa y de los propios Estados Unidos, cuya dimensión e impacto sobre la economía mundial en el mediano plazo, aun son inciertos. La misma ha derivado en una des-aceleración paulatina de la economía china y de otros “tigres asiáticos”, lo cual obliga a 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>17</sup>

La profundización de estos males en otros ámbitos de la relación económica mundial, significaría que la actividad nacional más dinámica como

anterior.

<sup>17</sup> Oficialmente La República Popular China



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, debió de ser a fines del año 2014, dos años antes de la verdadera entrada en operaciones de la ampliación, en agosto del 2016.

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

Respecto a la probabilidad de ocurrencia de los escenarios planteados, se podría afirmar que los tres escenarios tienen igual posibilidad, dada la incertidumbre de

estableció su crecimiento económico en 6.9% en el 2015



las variables explicativas del modelo y a la falta conceptos fundamentados para valorar y cuantificar un escenario sobre otro.<sup>18</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>18</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.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



## EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO



39

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.

A la fecha, la base de datos incluye los indicadores estadísticos históricos anuales, correspondientes a los últimos 46 años (1970-2016); sin embargo, la descripción de la evolución, en la mayoría de los casos se circunscribe a los últimos 10 a 15 años, dado que corresponde al periodo de mayor influencia en las variables que definen las perspectivas.

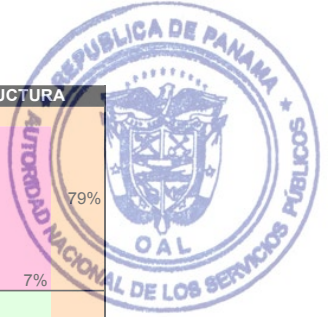
Más adelante se analizarán en detalle las variables macroeconómicas principales que interactúan activamente con los indicadores eléctricos en el desarrollo de las ecuaciones del MODELO. Variables que crean las condiciones hacia el

mayor o menor consumo de electricidad en el sistema interconectado nacional.

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

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

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



CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	FUENTE	ESTRUCTURA		
<b>DATOS SOCIOECONÓMICOS</b>					
<b>POBLACIÓN</b>					
1	1 Población rural	Fórmula			
2	2 Población rural masculina				
3	3 Población rural femenina	CGR			
4	4 Población urbana	Fórmula			
5	5 Población urbana masculina				
6	6 Población urbana femenina	CGR			
7	7 Población total	Fórmula	7	7%	
<b>PRECIOS</b>					
8	1 Inflación de Panamá	COPE			
9	2 IPC anual de Panamá (1987 = 100)	Fórmula			
10	3 Precio ponderado real de energía eléctrica	Fórmula	3	3%	
<b>VALOR AGREGADO (PIB)</b>					
11	1 Agricultura, silvicultura y caza				
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 substitutos		69	69%	
<b>DATOS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD</b>					
34	1 Facturación de energía eléctrica	IRHE 1970-1997 & ASEP 1998-2006			
35	2 Factor de carga eléctrica				
36	3 Ventas de energía en alumbrado público				
37	4 Energía autoconsumida por distribuidoras				
38	5 Ventas de energía bloques independientes				
39	6 Generación bruta de energía eléctrica				
40	7 Ventas de energía en sector comercial	COMISIÓN DE POLÍTICA ECONÓMICA (COPE)			
41	8 Energía eléctrica disponible				
42	9 Ventas de energía en sector industrial				
43	10 Generación neta de energía eléctrica				
44	11 Ventas de energía en sector oficial				
45	12 Ventas de energía en otros sectores				
46	13 Pérdidas de energía eléctrica	Fórmula			
47	14 Pérdidas no técnicas				
48	15 Pérdidas técnicas en distribución	COPE			
49	16 Pérdidas técnicas en generación y transmisión				
50	17 Ventas de energía en sector residencial				
51	18 Ventas de energía en sectores básicos de consumo (residencial, comercial, industrial y oficial)	Fórmula			
52	19 Ventas de energía eléctrica				
53	20 Demanda máxima de potencia eléctrica				
54	21 Potencia eléctrica instalada	COPE	21	21%	21%
<b>TOTAL</b>			<b>100</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

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

### 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 adecuar la proyección de población

<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

para los años 2010-2050. Esta nueva versión de proyección se realizó en base a los nuevos datos censales del 2010 y a los registros de los nacimientos y defunciones anuales que lleva la Sección de Estadísticas Vitales del INEC. Lo que se resumen en el documento, Estimaciones y Proyecciones de la Población total del País, por Sexo y Edad: años 1950-2050.<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 derivada del censo del 2010, entre las cuales podemos mencionar la nueva versión de la proyección de población del país, por

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.





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<sup>21</sup>, 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. 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 en conjunto con un saldo neto migratorio registrado también bajo,

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

<sup>23</sup> Los registros migratorios, están

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. Desde el informe de Estudios Básicos del PESIN 2016 – 2030, se parte de la población pre - estimada para el año 2010, en alrededor de 3.7 millones de personas, se utilizaran con las consideraciones del caso, los TPC anuales derivadas 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 Provincia de Panamá, con más de

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, Comarca Indígena, según Sexo y Grupos de Edad: Años 2000-2010 Boletín N° 11, de marzo del 2007.







51% de la población total, pose 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 el **Gráfico 3**, que la tasa de crecimiento rural se mantiene con crecimientos marginalmente negativos, lo que implica la fuerte migración interna hacia el área urbana, especialmente el área metro. Además, durante este periodo se han ido integrando mayores servicios públicos a más cantidades de pequeños poblados del interior del país, con lo que han adquirido características urbanas, transformando la caracterización de la población de estos asentamientos.

En suma, la población urbana viene creciendo, pero su tasa de crecimiento anual viene cayendo, condicionada por los cambios demográficos de un país urbano, como es la menor cantidad de hijos por familia, con lo cual la población total viene creciendo cada vez más lentamente.



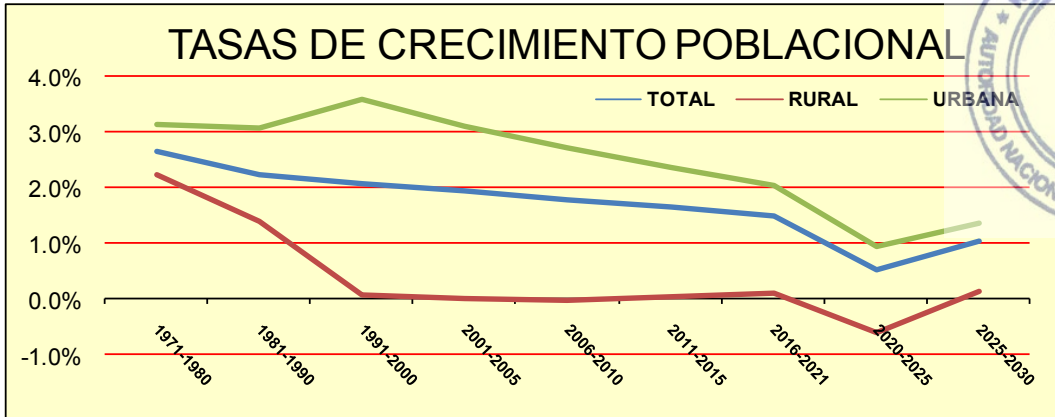


Gráfico 3: Tasas de Crecimiento Poblacional

De acuerdo a la combinación ajustada de dichas proyecciones, durante los 15 años del horizonte de planeamiento, (2017-2031), Panamá contará en los próximos quince años con un adicional de 712 mil habitantes, para alcanzar un estimado de población total en el año 2031, de 4 millones 746 mil habitantes. Pero solo 316 mil habitantes adicionales en edad de trabajar, mayores de 15 años y menores de 64 años, lo que se traduce en una estructura de población productiva que se reduce, de 72% a 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.

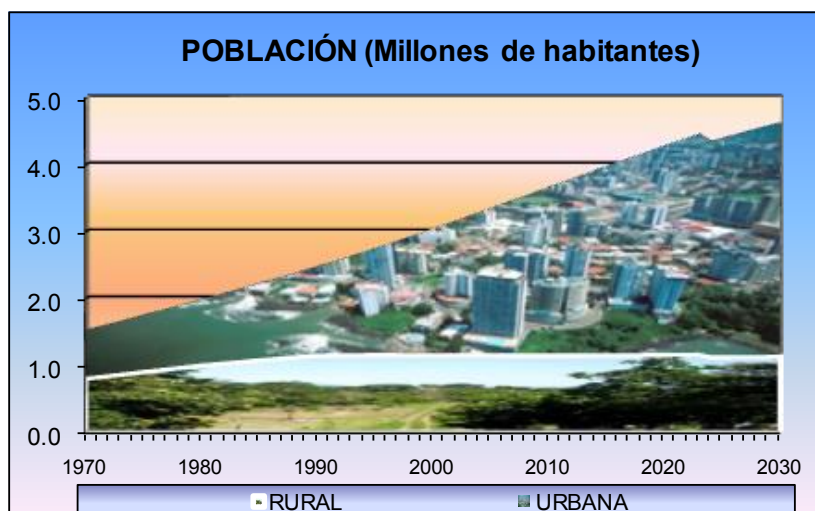


Gráfico 4: Población (Millones de Habitantes)

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 recientes, que podrían propiciar significativos crecimientos de población.

**La Ampliación del Canal:**

El impacto poblacional de esta actividad ha comnzado a fenecer, de acuerdo al propio estudio, de "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**

Las perspectivas de crecimiento poblacional sobre estas actividades han ido decayendo

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

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

<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/>



ofrecen para su establecimiento.<sup>26</sup>

### El “Turismo Residencial”

Al igual que los puntos anteriores, el impacto poblacional, reflejado por la construcción de edificios y conglomerados habitacionales destinados al “turismo residencial” de reciente promoción masiva en el País, también han decaído. Este comportamiento se refleja en la disminución de la actividad de construcción en el PIB, lo cual explica el menor número de permisos de construcción, de proyectos residenciales, principalmente en la ciudad de Panamá<sup>27</sup>, con respecto años anteriores. De igual forma se reduce la promoción de proyectos destinados al turismo residencial, en las aéreas costeras de la provincia de Panamá, Coclé y de las tierras altas de Chiriquí, los cuales estaban destinados, en su mayoría, a la venta en el exterior, especialmente en Norteamérica y Europa (específicamente España.)

Con lo cual se atenuaron temporalmente las anteriores expectativas generadas por el

llamado “turismo residencial”, el cual tuvo un impacto 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 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 supone 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*

<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.



*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.



TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS			
PERIODOS	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
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

<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



### 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.

La inflación promedio anual para el año 2016, solo alcanzó un valor de 0.3 %, menor a los registros alcanzados en los años anteriores. 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.

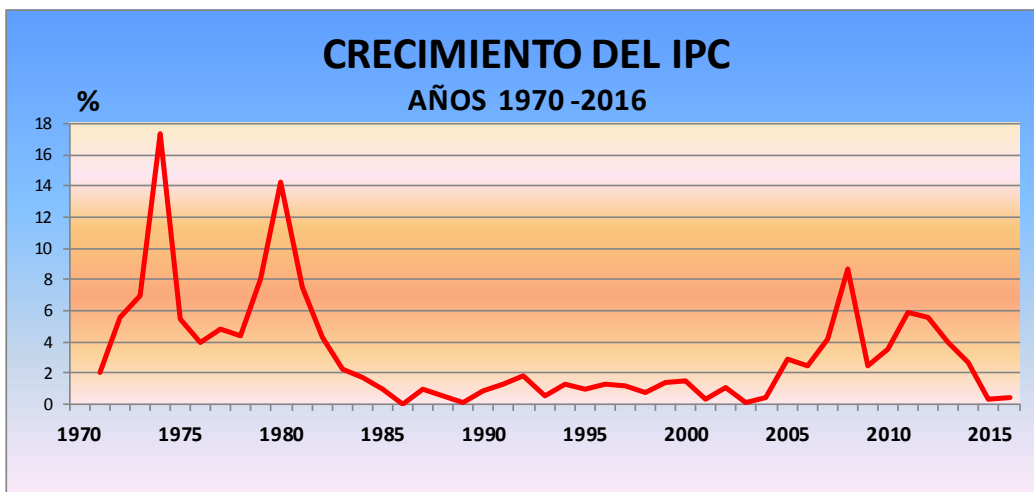


Gráfico 5: Crecimiento del IPC

<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.



El **Gráfico 5** muestra etapas muy definidas del efecto inflacionario en la economía nacional, una primera etapa de alta inflación, años 1970 - 1980. La etapa siguiente, que cubre casi dos décadas, 1985-2004, donde el efecto del incremento del nivel de precios fue casi imperceptible, de 1.1%, durante toda la etapa. Seguida de una etapa, 2005-2013, caracterizada por algunos registros de inflación elevados, para un promedio del periodo de 4.4%. En los últimos tres años, 2014-2016, los índices de precios han regresado a niveles de 1.1%, que esperamos sea el inicio de nueva larga etapa de baja inflación.

Al analizar toda la serie, los máximos registros corresponden a los años 1970 - 1973 y 1979 -1981, entronizados dentro de anteriores periodos de crisis económicas mundiales, provocadas también, por el fuerte incremento de los precios del crudo de petróleo, años 1973-1974 y 1980-1982. Resultado de los cambios geopolíticos 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 último periodo de alta inflación en nuestro país, 2006 -2013, fue impulsado principalmente por variables exógenas al sistema económico nacional, así como del efecto combinado de la presión sobre los recursos financieros y laborales del país durante la ampliación del canal,

en conjunto con la inversión paralela de otras megaobras. La componente externa de la inflación se manifiesta, en los precios de los artículos importados, como se evidencia en el incremento sostenido en estos años de los precios de los combustibles y sus derivados, al igual que el efecto en los alimentos y artículos primordiales de consumo.

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

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

Esta declinación de los indicadores de precios del año 2009 fue consecuente principalmente con la desaceleración económica de ese año dada la





disminución del comercio mundial, lo que disminuye la presión sobre los bienes a lo interno de la economía, en conjunto con la estabilización del precio internacional del crudo de petróleo, principal causa del efecto inflacionario doméstico, en una banda de precios, entre 60 y 70 \$/b.

La inflación total del año 2010 reflejada por el comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC), registró un aumento promedio anual de 3.5 con respecto al año 2009. Los registros mensuales 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

<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%, 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

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 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>

disminuye el ingreso familiar, su efecto proporcionalmente mayor en los estratos bajos.

<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%.





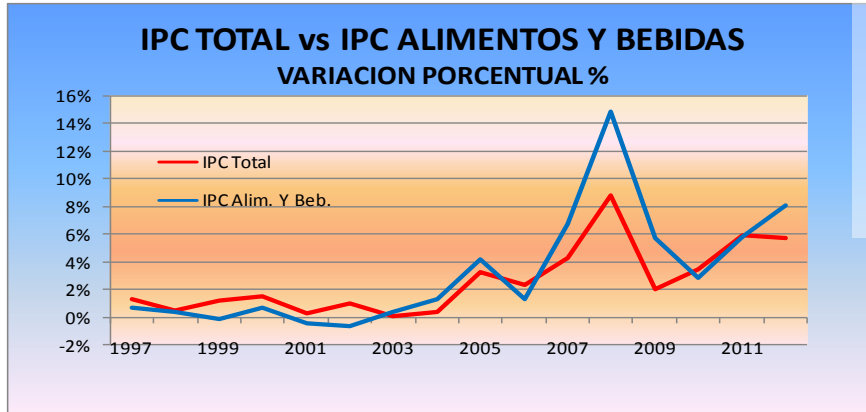


Gráfico 6: IPC Total vs IPC Alimentos y Bebidas

### 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.

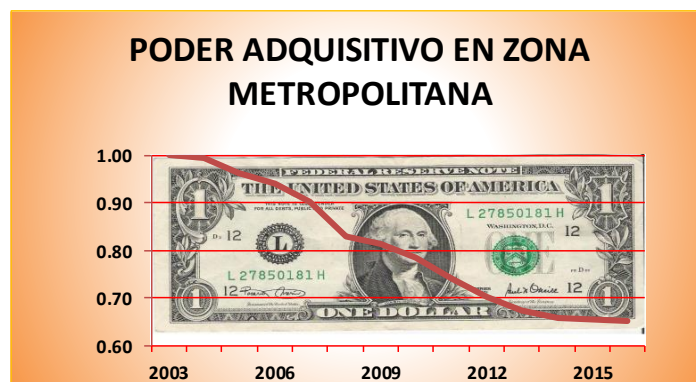


Gráfico 7: Poder Adquisitivo



El país creció una tasa promedio anual de más de 7.6%, en el periodo 2005-2015, durante las obras de construcción del Tercer Juego de Esclusas del Canal de Panamá, impulso sostenido que se espera, debe ir más allá del término de las obras de expansión del canal.

Aunque, el alto valor sostenido del PIB en estos años, ha reducido en estos años el nivel de desempleo, no así un efecto igual sobre la pobreza. El poder adquisitivo del consumidor nacional 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 2016, 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. los últimos seis años a una tasa promedio anual de más de 8%, impulso

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

## Actividad Económica Antecedentes

Panamá tiene en la actualidad, tres formas diferentes de evaluar, el actual desempeño económico de la población que vive en el territorio

<sup>34</sup> Sistemas de Cuentas Nacionales (SNC 1993),

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 es más oneroso de lo que indica únicamente el parámetro del IPC.

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

nacional. En primer lugar, se tiene el Producto Interno Bruto (PIB), estadístico anual segmentado por actividad económica.<sup>34</sup> Es uno de los

Recomendación de FMI, ONU, WB, FMI, EOCB,





estadísticos nacionales 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, justificaron la necesidad de disponer de herramientas adicionales de análisis en períodos menores a un año; que permitieran preparar informes oportunos de la coyuntura económica, a modo de proveer los elementos de juicio apropiados para la toma de decisiones. Por lo cual, el INEC implementó 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 períodos menores de un año.<sup>35</sup>

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

Aunque ambos indicadores de corto plazo están disponibles por el INEC,

Comisión Europea.

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

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

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

Al momento del desarrollo del Modelo PREEICA, año 2003, existían varias series que median las Cuentas Nacionales (PIB), para los años 1946-2002, referidas a los antiguos años base 1950, 1960, 1970 y 1982 y el año base 1996 (vigente al momento). Los consultores de PREEICA tomaron como referencia la Serie Base 1982, para el pronóstico del Modelo de la demanda eléctrica, debido a que al momento cubría un periodo de tiempo más extenso, 21 años (1980-2001). Los datos anteriores al año 1980, años 1970 -1979 se derivaron de la Serie Base 1970, mientras que los datos subsiguientes al periodo de 2002 en adelante que procedían de la nueva Serie con Base en el año 1996, se empalmaban a la base del año 1982.

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





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

## Evolución Reciente de la Economía Nacional

Como se observa en el **Gráfico 8**, luego que el Producto real estuvo creciendo a una 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%. Parámetro, solo superado en la última década, por los países en desarrollo con mayor dinamismo económico, a nivel mundial. Países de Asia, como China e India con tasas de crecimiento anual sostenidas, durante el mismo periodo, de 10.8 y 8.9%, respectivamente, gracias a las excelentes condiciones de mano de obra barata, dentro de un mundo globalizado.

El año 2009, se marca como un año de quiebre, al terminar el año económico con un registro de crecimiento real de solo 1.6%. Con lo cual, Panamá termina uno de sus mejores ciclos de alto crecimiento económico, en toda su historia republicana, 7.7% anual sostenido.

Gracias a factores de impulso extra nacional, como el precio alcanzado por el crudo de petróleo y las repercusiones de la crisis financiera del “Primer Mundo”, en el año 2008.

Las condiciones que se presentaron del 2005 al 2008, no preveían en el futuro inmediato, la alta volatilidad en tan corto tiempo, que se presentó en los precios del petróleo, en el año 2009 y en consecuencia de todas las fuentes de energía, afectando los precios de las principales materias primas, con lo cual se inicia un efecto inflacionario global, con un alto impacto en nuestra 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 las escasas economías en obtener una tasa positiva, de 1.6%. Aunque fue un crecimiento 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.

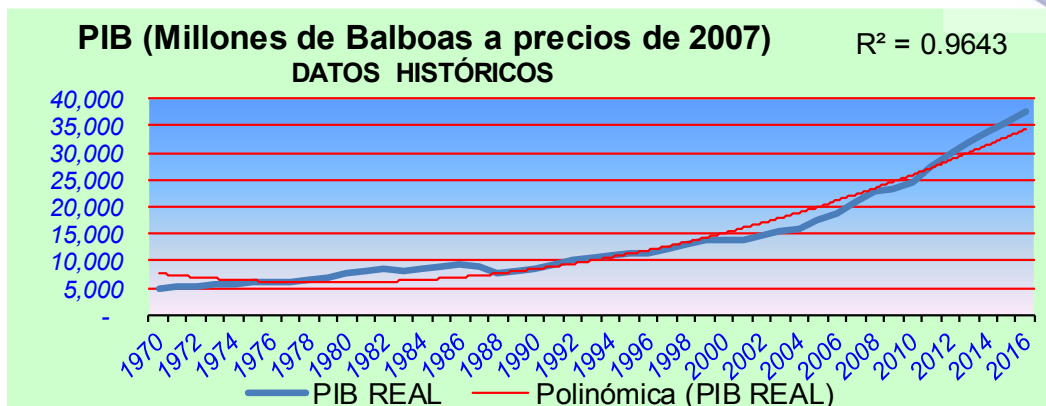


Gráfico 8: Evolución del Producto Interno Bruto - Años 1970-2016

### Producto Interno Bruto con Base Año 2007

Desde el PESIN 2015-2029, ETESA tomó, la decisión de utilizar las actualizaciones de los diversos estadísticos, emitidos por INEC. Fue necesario reactualizar la información estadística con base en el año 1982, como estaba establecida desde el inicio en el modelo PREEICA.<sup>37</sup> El INEC reformuló, implementó nuevas y recientes series del PIB, del IPC y otros estadísticos emitidos y publicados, desde el año 2012.<sup>38</sup>

El INEC, presenta a partir del año 2012, cifras macroeconómicas anuales con una base de referencia

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

Por consiguiente, en este informe se empalmará la serie de registros anuales de datos de la producción nacional 2007-2013, con las series de los años bases 1970, 1982, y 1996, dentro del periodo utilizado en el

<sup>37</sup> Pronóstico de La Demanda Eléctrica de Panamá, Informe Final, septiembre del 2003, Páginas 5-6

<sup>38</sup> La dinámica del proceso económico, requiere de actualizaciones lo más recientes posibles de las estructuras de las cuentas nacionales, con el fin de

que se generen variables siempre representativas de la evolución económica anual y poder comparar su comportamiento en el tiempo.



Modelo de Pronósticos de PREEICA, años 1970 -2015.

La evolución histórica del PIB en los últimos 46 años muestra en general un crecimiento estable, con un parámetro crecimiento anual sostenido en el periodo de 4.62%, en el cual se observan pequeños periodos de contracción. El coeficiente de determinación de 0.9643 de la curva de tendencia polinómica, del PIB, muestra mayor dispersión en los valores de los últimos años con respecto a la media. Es importante señalar que las tasas de crecimiento promedio obtenidas en los últimos años son significativas, por ejemplo, en el periodo 2005 -2013, se sitúan en un 8.0% anual. En la cual, si se exceptúa el cambio anual 2008-2009, se tienen dos periodos de crecimiento, 2003-2008, reflejo una de crecimiento sostenido de 7.7% y el periodo 2010-2013 de 9.2%, con lo cual, la economía nacional retorno a la zona de excelentes perspectivas.

Durante los años 2013 al 2016, el PIB alcanzó registros más bajos, pero todavía dentro los niveles de crecimiento. Para el año 2013 fue de 6.6 %, el año 2014 el PIB cayó a 6.1, el año 2015 el registro alcanzado fue de 5.8% y el año 2016 con un registro 4.9%, para un promedio anual de 5.9%.<sup>39</sup> Que, de mantenerse como un parámetro sostenido, permitiría que se duplique en términos reales el nivel

alcanzado de la economía nacional, en un lapso de 12 años, o sea el 2028.



<sup>39</sup> El registro preliminar de 4.9% para Panamá en el año 2016, casi un punto porcentual por

debajo de los pre – estimados, que se tenían a fines del año 2015.



## MANUFACTURA

El coeficiente de determinación de la serie de valor agregado de la Industria Manufacturera (0.7725), evidencia un comportamiento inestable, con periodos de contracción significativos y repetitivos no relacionados directamente, o derivados de políticas macroeconómicas. En el **Gráfico 9** se observan estos altibajos de esta actividad secundaria. Aunque la

actividad de manufactura ha crecido un 2.6%, anualmente en los últimos 45 años, ha tenido periodos de fuertes contracciones y seguidamente periodos de recuperación, su participación relativa ante el crecimiento global de la economía, ha ido disminuyendo, con el tiempo.

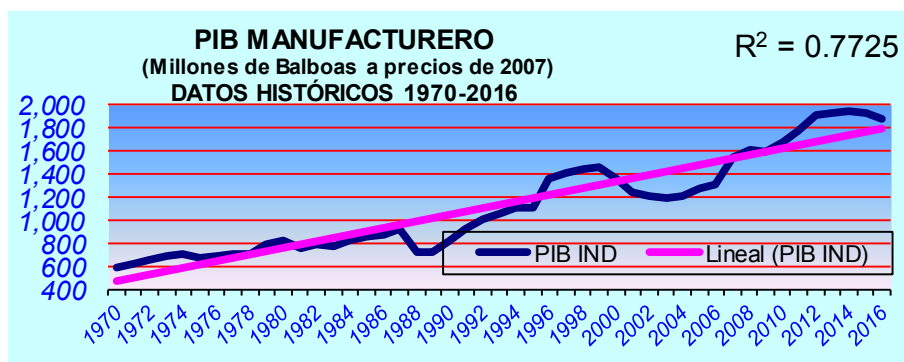


Gráfico 9: Evolución del Producto Manufacturero - Años 1970-2016

El historial de los últimos veinte años, muestra periodos con un fuerte contraste entre sí, un periodo inicial 1995-1999 con un crecimiento promedio anual de 7.3%, para caer en el periodo 2000-2004, en una contracción de -3.7%. Sin embargo, en el periodo subsiguiente que conforman cinco años, 2004-2008, esta tendencia giro en sentido contrario, empujado probablemente por los otros sectores de la economía en crecimiento, como aquellos del sector terciario. Los cuales han tenido efectos de arrastre, especialmente en

la industria ligera de suministros de alimentos procesados y de bebidas, así como otras actividades de la industria ligera y semi- pesada, relacionados especialmente con una actividad líder, como la construcción. El valor generado por esta actividad registró crecimiento de 7.6 %. Ciclo que termina en el año 2009, con el bajo registro de -0.24%, con respecto al 2008, contracción derivada de la crisis económica global.

Los datos preliminares de la actividad económica para el trienio siguiente



2010 - 2012, fueron parcialmente favorables, más bien se estabiliza el proceso productivo, ya que en términos reales se obtiene una leve recuperación del Producto sectorial, de aproximadamente 6%. En los años subsiguientes 2013 -2016, se escenifica una desmejora en el comportamiento de la actividad manufacturera, al registrarse momios de solo 1.3 y 0.9%, en el año 2015 se registra una contracción anual de -1.3%, para llegar en el año 2016 “*al fondo del pozo*” una contracción 2.8 %, con lo cual, se evidencia que la actividad fabril nacional está en retroceso. En la práctica, una preocupante caída del crecimiento fabril, en este último cuatrienio, 2013-2016.

El examen del comportamiento de estos últimos años, de los insumos y cantidades físicas producidas de algunos productos manufacturados

como son la madera aserrada, la fabricación de baldosas de granito, la fabricación de calzado, al igual que actividades de transformación de productos derivados de las actividades agropecuarias como el tabaco y la pesca para la producción de harina y aceite han disminuido significativamente y en algunos casos tienden a desaparecer.

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



## Perspectivas Económicas en el Corto Plazo 2017- 2018

Para la estimación de los pronósticos de corto plazo, periodo 2017-2018, se considera como base el comportamiento de crecimiento promedio de las actividades económicas en la década anterior, años 2001-2015, ajustados por la estructura de participación individual de las actividades y de los agregados sectoriales.

Como es regular, al inicio de elaboración de estas proyecciones, no

se disponía de la información oficial respecto al crecimiento del PIB para el año anterior, motivo por el cual ETESA estima preliminarmente la evolución del PIB, con base en diversas fuentes y apreciaciones, de entidades de prestigio en este campo.

Los pronósticos utilizados para este periodo provienen del Gobierno Nacional - Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). De las Agencias Internacionales: FMI, BANCO





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

Metodológicamente, se estima un promedio simple consensuado con las diferentes fuentes nacionales e internacionales. Por consiguiente, se obtiene el estimado de crecimiento del PIB para el año 2017, 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>40</sup>

Consecuentemente, se puede esperar que el año 2017, registre una tasa de crecimiento del PIB 5.3%. Nivel de crecimiento que organismos internacionales como el FMI, CEPAL marcaban al término del año 2015, como tope en la mejor de las condiciones, hasta un 6.2%.<sup>41</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

<sup>40</sup> La exclusión de los estimados del IMAE se explica en el anexo correspondiente.

<sup>41</sup> Información de la economía nacional, fue divulgada oficialmente por el INEC, el día 28 de marzo del 2017. El registro oficial para el año 2016

adecuado para el comportamiento económico del año en curso, un parámetro de crecimiento conservador de más de 6.5%.

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

Con respecto al futuro inmediato, año 2017. Los últimos pronósticos del PIB de las instituciones multilaterales influenciadas en la mejora de las condiciones a nivel mundial emitieron conceptos, que mantienen perspectivas favorables para el estado de la economía en el próximo año. Estas entidades asignaban en principio a Panamá un crecimiento moderado de la economía, entre 5.0% y 7.0%,<sup>42</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 mega

fue de 4.9 con cifras trimestrales de 5.0, 5.3, 4.7 y 4.5 %, respectivamente del primer al cuarto trimestre.

<sup>42</sup> WB 5.4%, CEPAL 5.9%, FMI 5.8%. Moody's 6.0%, Fitch 5.0%





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

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

correspondientes a los últimos pronósticos de los organismos internacionales de CEPAL y FMI<sup>43</sup>.

Las últimas proyecciones emitidas por el FMI, mantienen una perspectiva favorable para Panamá, de 5.7 % para el año y de 2017 y de 5.5% para un promedio sostenido en el mediano plazo, año 2021.<sup>44</sup> Con un panorama, complementa con una inflación controlada, una deuda pública dentro de los parámetros fiscales y un decreciente déficit fiscal. Por otro lado, el FMI, advierte que Panamá debe preocuparse de un escenario de incertidumbre en el ámbito internacional

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

## Perspectivas de la Economía en el Mediano y Largo Plazo

Como mencionamos anteriormente El indicador macroeconómico del Producto Interno Bruto (PIB), parámetro principal en la correlación con las ventas de energía sectorial y global, se enmarca en el corto plazo en la tendencia histórica de los últimos años. Más, específicamente, aquellos años registrados como la última racha de crecimiento de la economía

nacional. Periodo a partir del año 2001, el cual se puede subdividir en dos sub-periodos, con un punto de inflexión en el periodo 2009-2008, crisis económica mundial.

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

<sup>43</sup> A la fecha los organismos internacionales, se zarandean entre una leve contracción de -0.3% a un bajo crecimiento de menos 1%, para América Latina, pero al mismo tiempo

vaticinan que Panamá, República Dominicana tendrán rendimientos sobre 6 %.

<sup>44</sup> Ultimo Reporte de Misión del FMI, del 17 de marzo del 2017.



efectos derivados en las actividades conexas al Canal y al incremento de las actividades de reexportación de la 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>45</sup>

<sup>45</sup> INEC, Registros revisados del año 2008 y año 2009.

<sup>46</sup> Tasa de crecimiento de PIB, que resulta compatible con la utilización normal o

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 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 cuatrienio siguiente, años 2013-2016 la economía nacional baja en forma paulatina, su ritmo de crecimiento a, 6.6, 6.1, 5.8%, a un 4.9% en el último año, para un promedio anual de 5.9% Lo cual indica una nueva tendencia hacia un crecimiento sostenido más estable, o sea un parámetro aproximado, al llamado “**potencial de crecimiento de la economía nacional**”.<sup>46</sup>

potencial de los factores de Producción (Capital, Mano de obra y tecnología disponible).





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

Con el fin, de precisar con la mayor exactitud posible, el futuro rumbo de la economía nacional, entro de los siguientes quince años de análisis. Se utilizan, a partir del PESIN 2009-2023, los pronósticos del PIB, derivados de la concepción de la evolución económica de Panamá, contenidos en el estudio de la Consultoría Económica INTRACORP, revisado en abril de 2006.<sup>47</sup>

Cuál era en su momento, el estudio vigente, más completo y disponible, dirigido a estimar las relaciones intersectoriales que señalaban el rumbo del crecimiento nacional. Pero el análisis posterior de estos supuestos, no fueron validados en el tiempo. Esta concepción integral del

resultado futuro de la economía nacional, en el transcurso de los años 2006-2011, variaron ostensiblemente con respecto a los registros alcanzados por el PIB, en este periodo. Consecuente con nuevas realidades del ámbito internacional y de la propia dinámica interna de la economía doméstica.

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



<sup>47</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**

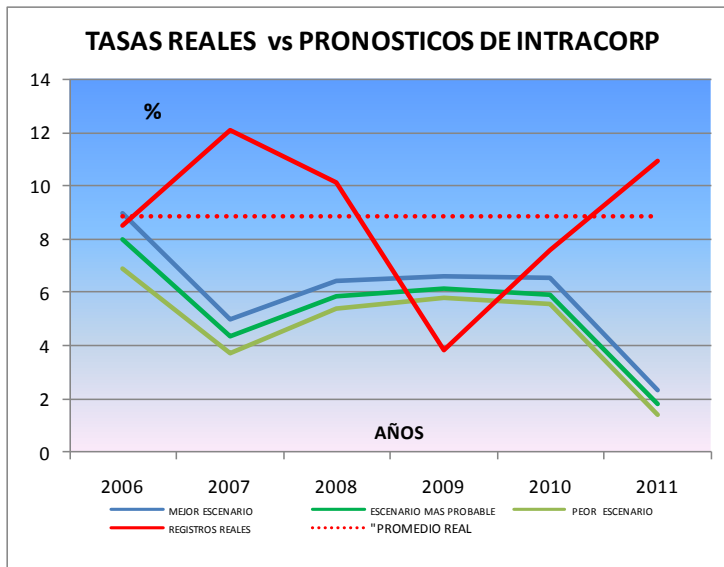
PERIODO	AÑOS	REGISTROS REALES	TIPO	MEJOR ESCENARIO	ESCENARIO MAS PROBABLE	PEOR ESCENARIO
1	2005					
2	2006	8.53	(R)	8.96	8.01	6.87
3	2007	12.11	(R)	5.00	4.35	3.70
4	2008	10.12	(R)	6.41	5.84	5.38
5	2009	3.86	(R)	6.61	6.14	5.77
6	2010	7.45	(P)	6.56	5.88	5.57
7	2011	10.85	(E)	2.34	1.78	1.43
<b>PROMEDIO</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 el **Gráfico 10**. En el año 2011 esta diferencia se acentuó a no menos de 7 unidades porcentuales, de acuerdo a la concepción de crecimiento del informe de INTRACORP.



**Gráfico 10: Tasas Reales vs Pronósticos de INTRACORP**



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

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

Sin embargo, de considerar aquellas situaciones desfavorables que afectan este panorama positivo, estaríamos ante escenarios más conservadores o

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

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

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





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

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

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

<sup>48</sup> A la fecha, La Organización Mundial del Comercio (OMC), ha fallado dos veces a favor de Panamá, en este diferendo comercial, pero

que se otorgan en la zona franca, y a que las últimas decisiones del gobierno venezolano, hacen casi imposible que se salden las mercancía recibidas a crédito.

**Con respecto a las medidas proteccionistas de Colombia, por el establecimiento de exagerados aranceles, a productos re-exportados no provenientes de países que tuvieran tratados comerciales. Haciendo énfasis en las áreas de los textiles, zapatos, artículos de cuero y otros de manufactura colombiana, produjo desde el año 2014, inestabilidad en este pilar de la re-exportación de ZLC hacia la región aledaña.<sup>48</sup>**

La ralentización del intercambio mundial, consecuente con políticas aislacionistas y proteccionistas, disminuirán significativamente el transporte marítimo, con lo cual, han de disminuir y/o se postergaran los ingresos por peaje, con efectos inmediatos y retardados en las perspectivas de 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**

Colombia se niega a cumplir los fallos.





## Perspectivas del Sector Manufacturero

Con respecto, a la Industria Manufacturera, el historial estadístico, no vislumbra en primera instancia, elementos que muestren en los próximos años, fuertes posibilidades de crecimientos importantes, sino al contrario está conformado de periodos de desarrollos erráticos de crecimiento, estancamiento y aun recesivos. Pero en cambio, algunos voceros del sector, miran el futuro inmediato de manera positiva, que se fundamentan, en el desarrollo general y sostenido de los otros sectores de la economía, del 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.<sup>49</sup>

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>50</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>51</sup> No obstante la motivación intrínseca del sector manufacturero, las tasas de crecimiento futuras de la industria, se estiman inferiores a las históricamente reportadas por la economía total.

En los años recientes 2000-2015, la producción industrial ha disminuido, la cual en la práctica se ha estancado completamente, disminuyendo paulatinamente su participación en monto total del PIB (PIBREA), gracias a la dinámica de los otros sectores económicos y al propio agotamiento

<sup>49</sup> Esperanza en la globalización, sin considerar, las voces de aislacionismo y proteccionismo, de parte de la nueva administración norteamericana, de enero del 2017.

<sup>50</sup> Ídem.

<sup>51</sup> El mejor periodo de esta actividad ocurrió entre los años 1993-1990, cuando el promedio anual de participación fue de 10.8%





de viejas políticas en que se sustentaba el sector, llegando en el 2015, hasta una participación de solo 5.3 %, la mitad del parámetro obtenido a inicios del presente siglo, lo que

corresponde a una tasa de declinación de la actividad de aproximadamente 3.8 % anual.<sup>52</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. El **Gráfico 11** evidencia la actual declinación de la actividad netamente industrial, identificando cada vez más nuestra economía nacional como una economía de servicios. Mientras se

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

<sup>52</sup> Sustitución de Importaciones, Aranceles de protección, Certificados de Abono tributario (CAT).

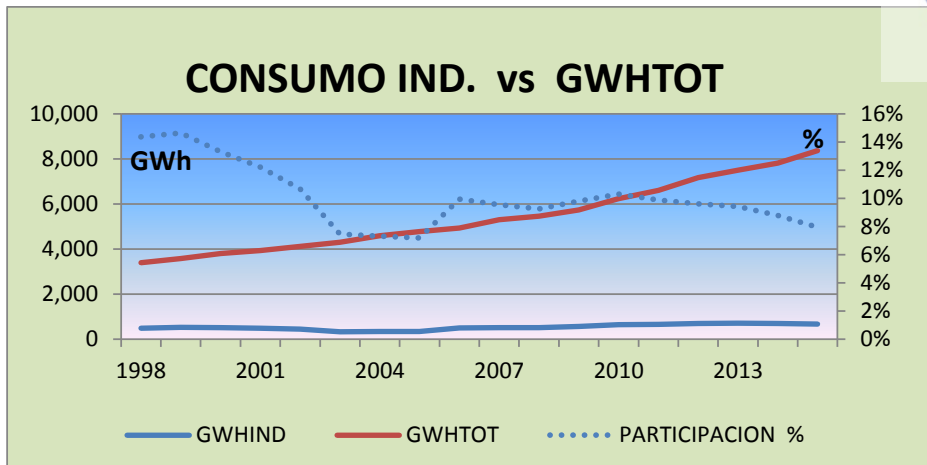


Gráfico 12: Consumo IND. vs GWHTOT

En consideración a estos antecedentes, se infirió el parámetro adecuado para fijar el techo de las proyecciones del sector manufactura. En el caso del Escenario Moderado se plantea mantener una estructura participativa del PIB igual o menor al 4%, con tasas que representen el derrotero “ideal” del sector. Para el Escenario Optimista se consideran tasas de mayor crecimiento que el escenario moderado, pero al tener mayor fuerza los sectores dinámicos, derivara en una participación declinante al total del PIB. Con respecto al escenario pesimista se aplican tasas disminuidas, más acordes 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>53</sup> Es un segmento de consumo, en que los crecientes costos de la energía eléctrica, que el sector ha debido soportar, se convierten en un freno adicional a la dinámica del sector. Efecto oneroso que depende de la estructura participativa de estos costos en los diferentes procesos de transformación. Con lo que se convierte en una condición negativa más, que contribuye a la recesión de este sector de consumo, lo que aceleraría su actual línea declinante.

Por otro lado, existen oportunidades, o sea fuerzas positivas hacia el incremento del consumo eléctrico, por

<sup>53</sup> De acuerdo a la información de los voceros del sector. Asesoría Económica del SIP.



medio del incremento del 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 de pronósticos 2017-2031, de 2.6, 3.0 y 2.1%, en los respectivos escenarios moderado, optimista y pesimista. En el Anexo I- 3, Cuadro No. 9 se presenta el detalle de cálculos de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura).

En el Anexo I-3, Cuadros No. 10, 11 y 12, se presentan los registros históricos pronósticos anuales y gráficas de pronósticos, del PIB total y de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura), según los tres escenarios del Pronostico 2017-2031. En el Cuadro No. 13, se presenta un resumen consolidado de la información de los cuadros anteriores.



## INDICADORES ELÉCTRICOS

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

### Consumo de Energía Eléctrica Total GWH

Históricamente, el consumo eléctrico de Panamá ha estado correlacionado con la economía del país, como se aprecia en la siguiente gráfica.

Pero, como se observa en el grafico a partir del 2006 se tiene un incremento mayor en la tendencia del crecimiento del PIB, mientras la demanda eléctrica es levemente menos espectacular.

Además, se destacan, los últimos seis años, 2010 en adelante, cuando se produce nacionalmente más producto versus unidad de electricidad consumida en el país, o en otras palabras se ha incrementado la productividad del país con respecto al insumo eléctrico.

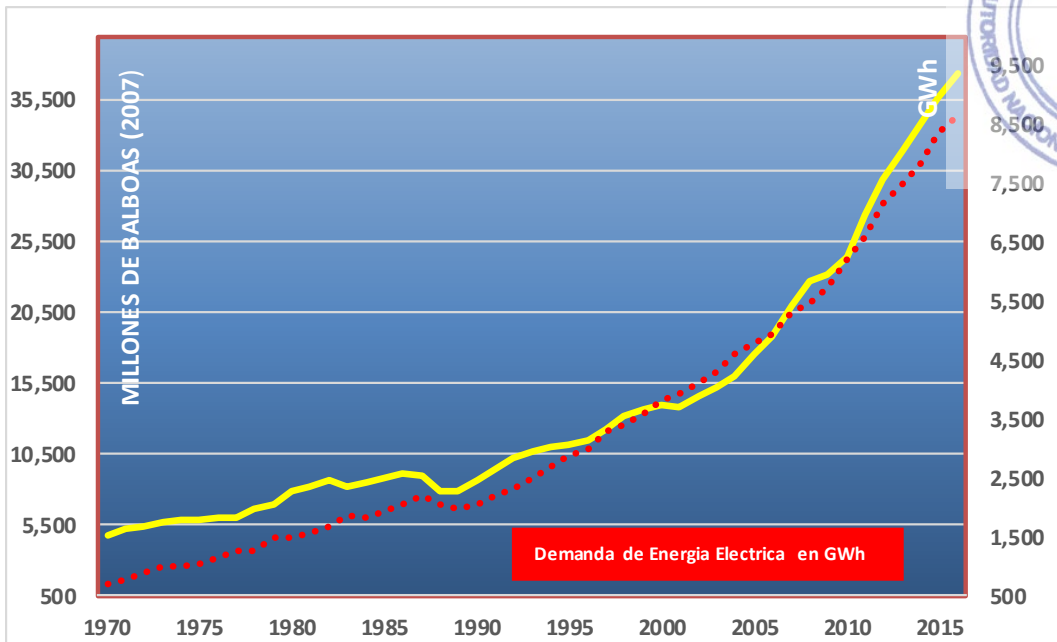
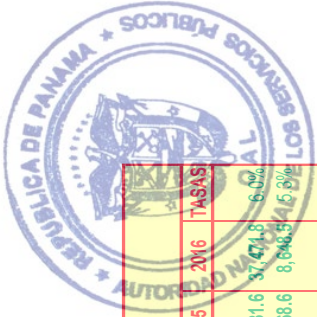


Gráfico 13: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica

En realidad, las curvas, muestran tres etapas bien diferenciadas, la primera años 1970 -1990 en la que el PIB crece a una tasa sostenida de 3% anual. Luego, tenemos una segunda etapa, años 1991 -2005, en que el producto crece a 5% anual. Finalmente, la última etapa 2006-2016, 10 años, en que el producto crece a una mayor tasa anual, 7%., 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	2016	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	37,471.8	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	8,648.5	5.8%
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	4.333	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	2016	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	37,471.8	6.0%
EE DISPONIBLE (GWh)	4,295.8	4,474.5	4,987.5	4,998.9	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	10,205.4	4.9%
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	3.672	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	2016	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	1,876.9	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	655.0	689.1	705.7	688.2	665.6	707.8	2.1%
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	2.652	-0.6%

Tabla 13: Producto Interno Bruto y Consumo Eléctrico Industrial

*que*



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

En el periodo subsiguiente, 2004-2008, el sistema mejoro el uso de la

energía eléctrica, creando más riqueza por kWh consumido. Esto puede llevar a la concepción de una falsedad, al pensar que a partir del 2004 el 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 por las actividades del sector. Esto es así, en razón de las características propias del sector servicios.

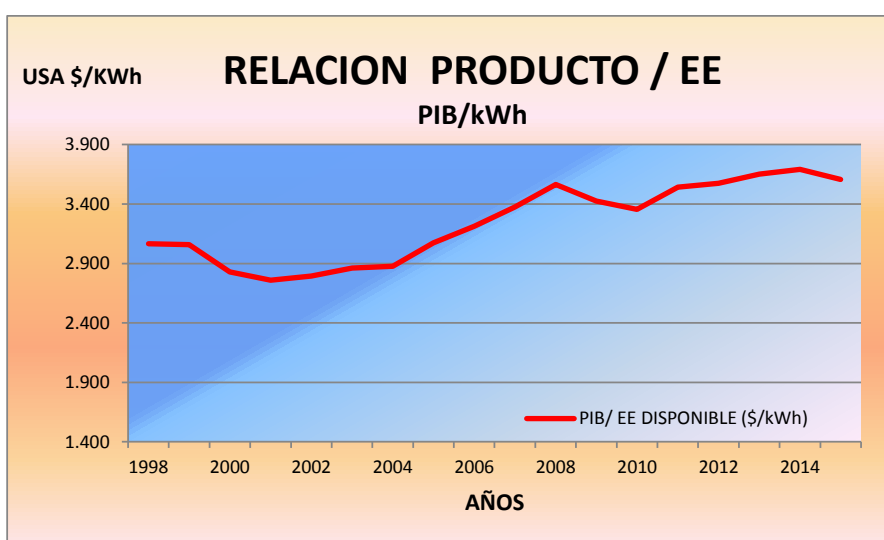


Gráfico 14: Relación PIB / EE

### Consumo Industrial de Energía Eléctrica GWHIND

Por otro lado, el valor agregado del sector industrial, segmento de consumo que es reconocido por la intensidad de consumo energético, que en el caso particular de este informe esta medido por el uso de la energía eléctrica, mantiene un

indicador inestable, pero declinando, con una tasa anual sostenida para el periodo 1998 - 2010 de -2.9%. Este indicador de Producto por kWh insumido, paso de 3 en 1998 a un estimado de 2.65 en el año 2014. Con lo que se infiere que el sector consume



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

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

La interpretación de este fenómeno es difícil, en el periodo analizado se

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

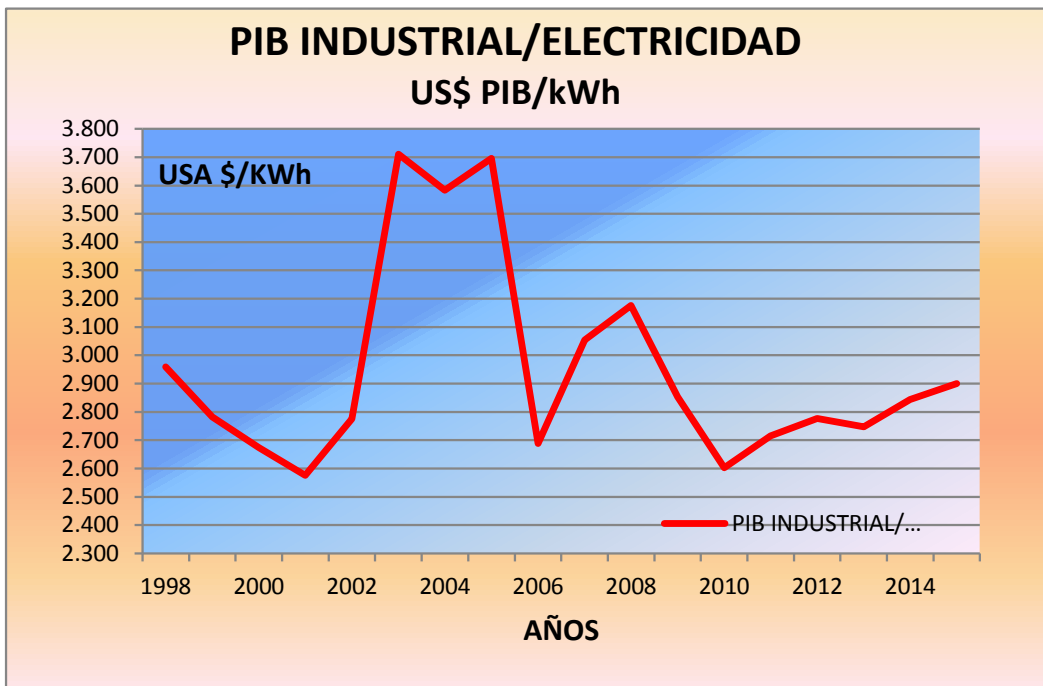
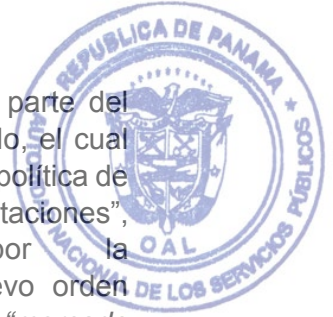


Gráfico 15: PIB Industrial / Electricidad



Como se observa en el **Gráfico 15** y se plasma en la **Tabla 14**, se muestra del año 2005 al año 2008, un nuevo pico de eficiencia en donde crece el valor del producto con respecto a la energía consumida. Del 2008 al 2010 el valor del producto industrial disminuye con respecto a la energía consumida, como efecto colateral de la crisis global del año 2008 y en donde pierde valor el producto. En este corto periodo, el producto crece 2% anual, mientras el consumo eléctrico crece 14%. En lo que infiere, una producción de menor valor agregado, mientras se utiliza en mayor cuantía del recurso eléctrico.

Del año 2010 a la fecha, año 2016, el derrotero de esta actividad es totalmente irregular, el valor agregado crece del 2010 a 2014 en 4% anual, mientras el consumo de electricidad registrado se mueve erráticamente para un incremento 2% anual. En

cambio, en los últimos dos años el valor agregado de la industria disminuye con respecto a los registros alcanzados en el año 2014, en 2% anual mientras el consumo eléctrico de esta actividad se incrementa en 1%. Con lo cual se valida, el retroceso de la actividad fabril.

El análisis para todo el periodo 1998 - 2016, desde la restructuración del sector eléctrico a la fecha, muestra una tasa de crecimiento sostenida del valor del producto industrial de solo 1.5% anual, mientras la energía eléctrica consumida por el sector fue de 2.0%.<sup>54</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 0.6% para todo el periodo analizado.

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

Tabla 14: Tasas Anuales Acumulativas por Periodo

Con respecto al impulso económico de Panamá, estos registros de producto industrial, 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.

<sup>54</sup> Para mayor detalle ver las Tablas 1.12 y 1.13





## Sistema Eléctrico Nacional Balance Eléctrico

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



### Oferta

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

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

### Demanda

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

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

### Balance

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

La participación porcentual promedio (2001-2015) 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.

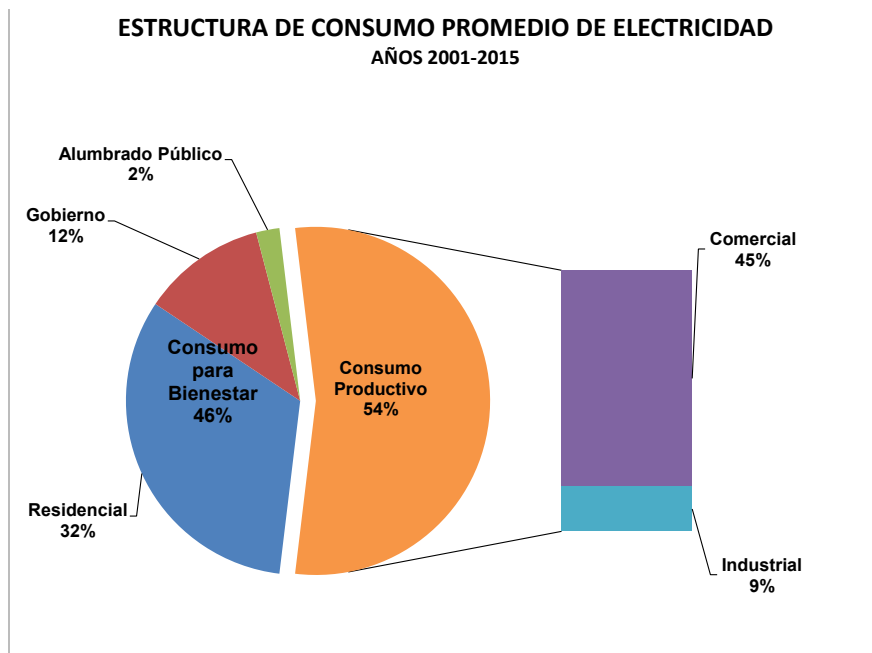


Gráfico 16: Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2015



## Potencia Eléctrica del Sistema

Al fin del año 2016, la potencia eléctrica instalada del Sistema Interconectado en Panamá, sin considerar las instalaciones de ACP no ofertadas ni Sistemas Aislados es de 2,830 MW,<sup>55</sup> mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, alcanzó un parámetro de 1,618.0 MW.

La generación neta de energía eléctrica estimada para el 2016 es de 10,573 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica estimadas al final del año, alcanzarán 8,648 GWh.<sup>56</sup>



## Demanda Máxima

Tanto en la **Tabla 15**, como en el **Gráfico 17**, se muestra el constante incremento de la demanda máxima del sistema eléctrico panameño DMG, registrándose incrementos porcentuales anuales, no menores de 4%. Destacándose dos periodos bien definidos, 1970-1979 con 8% y los últimos seis años 2010-2016 con un de crecimiento anual sostenido, de casi 5%.

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%
2010-2016	1,590.0	468	67	5.1%

Tabla 15: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG

Como dato adicional se observa el incremento creciente de la demanda

anual exigida al SIN, pasando de aproximadamente 16 MW a 67 MW,

<sup>55</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>56</sup> Incluye 165 GWh de generación Eólica 1.7 GWh de generación fotovoltaica.



en 30 años. En especial en los últimos 17 años, correspondientes a los periodos 1999 –2000 y 2000-2016, en que se enmarca el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, en el cual, la DMG ha estado creciendo en un promedio anual de aproximadamente 50 MW, con un mayor peso de los últimos cinco años. La década anterior 2000-2009, la DMG creció a una tasa de 4.0%, aproximadamente 37 MW por año.

Mientras que en los últimos seis años 2010-2016, la demanda creció 5.1% anual sostenido, equivalente a un incremento anual de 67 MW por año. Destacándose, los registros del periodo anual 2012-2011, en donde la DMG creció 97 MW y el periodo anual 2015-2014 en que la DMG creció, 110 MW. Para crecimientos porcentuales de 8 y 7.4%, respectivamente.

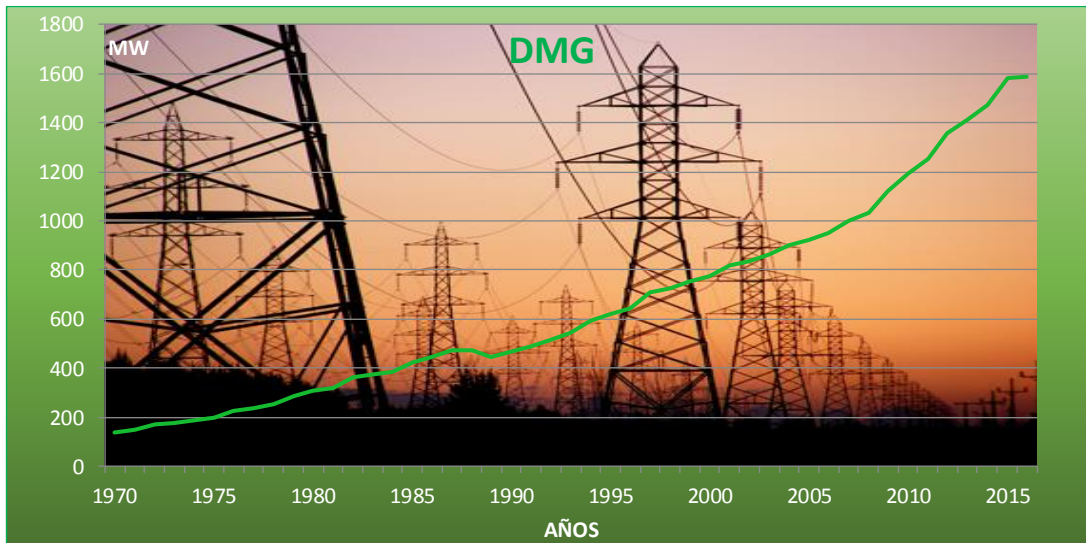
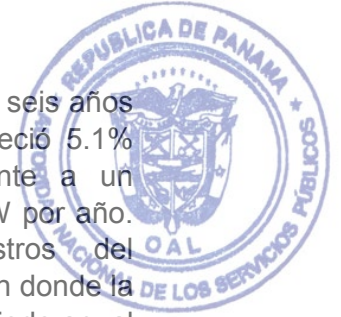


Gráfico 17: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño - DMG

Las magnitudes de crecimiento del DMG, en estos años puntuales, deberán ser explicados por la incorporación simultanea de grandes proyectos inmobiliarios, y de la expansión y construcción de magnos centros comerciales en la ciudad de Panamá, así como la construcción de complejos comerciales en las principales ciudades del País. Por otro lado, la oferta del SIN fue presionado

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

Inexplicablemente, dado el comportamiento de la demanda máxima de electricidad, en los últimos años, se registró en el año 2016, un



mínimo incremento de 6 MW de la DMG, un crecimiento de solo 0.4%, con respecto al año anterior. Incremento de la DMG, solo comparables con registros del sistema interconectado de los años 1988-1989.<sup>57</sup>

Es importante mencionar, que en los registros de la Demanda Máxima del Sistema Interconectado Nacional, del periodo 1999-2016, no se incluye el equipamiento total de la generación eléctrica de la ACP, solo la oferta contratada.



## Factor de Carga (FC)

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

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

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

De acuerdo a los registros históricos anuales del sistema eléctrico nacional, el FC del SIN mantuvo una estabilidad consistente a través del tiempo para una variación promedio anual en todo ese largo periodo 1970 – 1998, de solo 0.10%.<sup>58</sup> En un sistema eléctrico en que el consumo residencial, representó el 26%, esta evolución, estuvo asociada a tradicionales patrones de consumo de la energía eléctrica de la sociedad panameña, la cual recibió durante ese periodo,

escasas e ineficaces señales de precios que incentivarán formas de consumo más eficientes.<sup>59</sup>

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

<sup>57</sup> Crisis Política, años 1987 -1989.

<sup>58</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.

<sup>59</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.



promedio 70.2 %, para el periodo de diez años, con una variación promedio anual creciente de 0.5%.<sup>60</sup>

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

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

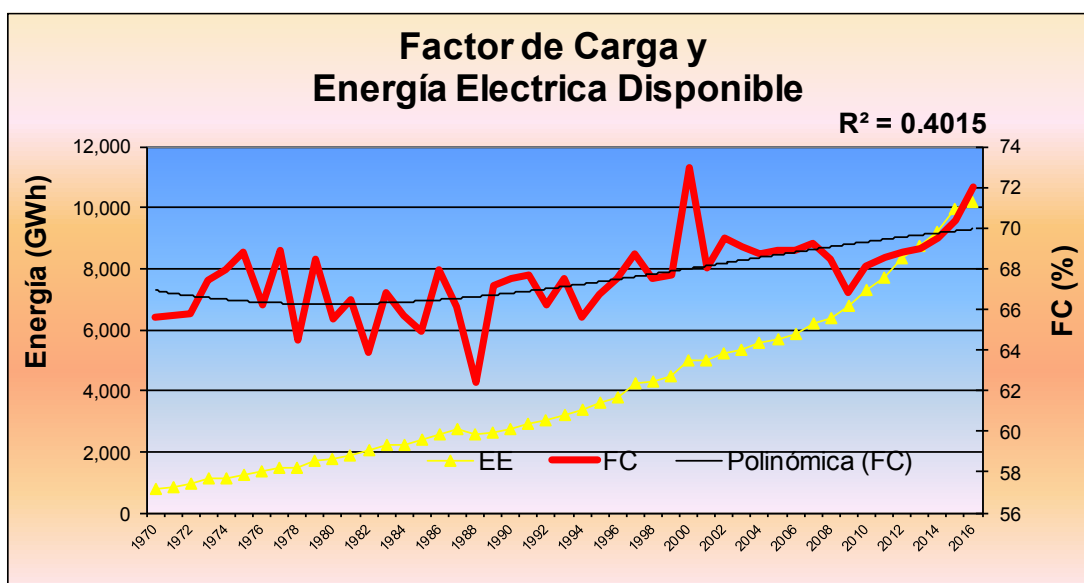


Gráfico 18: Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible

El parámetro registra un punto de inflexión en el periodo bianual 2009-2010, en donde el FC presenta una caída a 66.8 % para luego subir a 68.1 %, una reducción porcentual

acumulada anual del factor de 0.6%, con respecto al año 2008, el año siguiente 2011 se registra un valor promedio anual de 70.3 %, de 70.6 % en 2012, con 70.7% en 2013, 71.0 en

<sup>60</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.



2014, alcanzando en el último año estimado, 2014 un valor esperado de 71.5 %, solamente por debajo del valor máximo histórico en todo el periodo de análisis 1970- 2015, tope para este parámetro de 73.0%, en el año 2000.<sup>61</sup>

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. Gracias al incremento del consumo eléctrico residencial y comercial no eficiente, consecuente con la alta percepción de calor, alcanzada en estos años en periodos específicos de tiempo, en ausencia de una mejora significativa del equipamiento climático de los usuarios residenciales y comerciales. Por otro lado, se tuvo un uso industrial errático, debido a los altibajos que experimentó la economía doméstica de este subsector por esos años, consecuente con la pasada crisis económica global.

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

<sup>61</sup> Este alto valor del parámetro de 73 %, registrado por el sistema en el año 2000, no tiene una clara



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, correspondientes a un género fabril de uso intensivo y ordenado de la capacidad eléctrica.

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

En los años 2011 – 2015, se observa una tendencia al incremento anual del parámetro FC, a través del

explicación.



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 de los otros sectores básicos de consumo: residencial, comercial y oficial, consecuente con posibles

repuestas a señales tarifarias de la electricidad, a la implementación obligatoria de planes de conservación y ahorro energético y a una mejor gestión de la distribución eléctrica específicamente en el sector residencial.

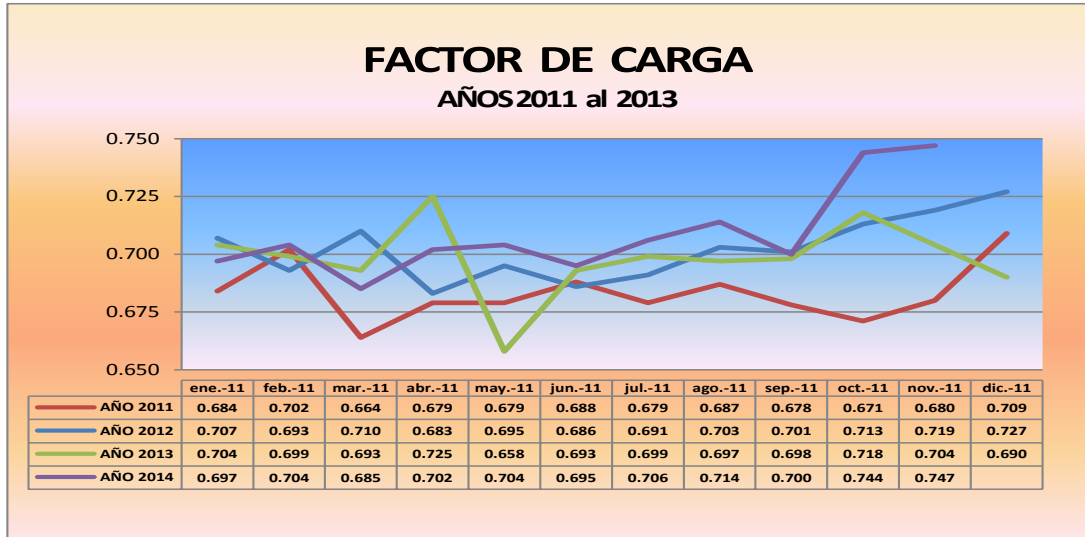


Gráfico 19: Factor de Carga 2011-2013

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” fue remplazado por creciente fenómeno económico de la “globalización”.

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

Estas actividades tienden a un aumento del consumo por el desarrollo de los nuevos centros comerciales, edificios de oficinas y complejos residenciales de lujo, 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 de consumo oficial, que implemento campañas de ahorro energético, especialmente después de la crisis 207-2008, con lo cual controló en parte la tasa de incremento del consumo del sector. Pero en los años subsiguientes, por el tipo de operación propia y del inamovible horario de trabajo, el sector no pudo contribuir significativamente a 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 mensual, se mantiene sobre un promedio de 70.0







%. Con pequeñas caídas y que tiende a incrementar el parámetro en los meses del segundo semestre, cuando

las actividades de comercio e servicios se intensifican en el país.

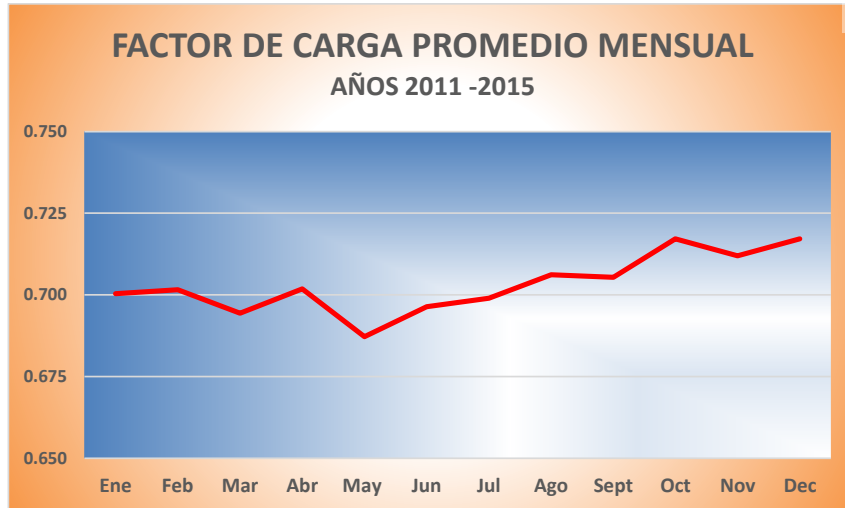


Gráfico 20: Factor de Carga Promedio Mensual – Años 2011 - 2015

Los pronósticos del mediano y largo plazo, del Modelo de proyección utilizado por ETESA, requieren determinar o estimar exógenamente, la evolución de FC del sistema eléctrico, con el fin de calcular la demanda máxima, derivada directamente de la sumatoria del consumo estimado. En primer lugar, se adicionan los consumos de áreas, aun no integradas al SIN y la demanda esperada de los futuros megaproyectos de infraestructura estatal y privada, identificados en el estudio. En el caso de la demanda residencial agregada, se asume que mantendrán, durante el periodo de pronósticos, los actuales hábitos de consumo de la sociedad panameña.

En el escenario medio o moderado, se optimiza la evolución del desarrollo

futuro del sistema, con una mejora de 0.31 porcentual, en los cuatro años siguientes, al parámetro alcanzado en el año anterior. Ritmo que se debe mantener hasta alcanzar un posible factor de carga tope de 75.8 %, en el año 2031. Lo que significa un crecimiento total del parámetro de 4.5 % en 15 años.

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



impulsarán modificaciones de impacto a largo plazo, en el comportamiento de consumo actual.

Con lo cual, para efectos del pronóstico optimista, se proyecta una mejora en el actual parámetro de FC, que partiendo a su vez del valor ajustado de 72.5 en 2017, alcanzaría en el año 2031 un excelente factor de carga de 76.15, en 15 años. Para una tasa anual sostenida de crecimiento, de 0.35%.

Con respecto al escenario pesimista se plantearon condiciones levemente menos favorables, que las pretendidas en el escenario moderado, creciendo hasta un factor de 75.4 % en el último año de la serie, para un incremento anual sostenido del factor de 0.28% anual.

En el Anexo I-3, Cuadro No.14 y No. 15-A, se presentan los detalles del análisis y de los cálculos concernientes al FC.<sup>62</sup>



## 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).

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

<sup>62</sup> Cambios mas profundos en las tasas de crecimiento y decrecimiento del factor de carga de sistema, para los escenarios pesimistas y optimistas, puede llevar a conclusiones erradas del Modelo. Pues a mayor factor de carga, la demanda máxima

disminuye sensiblemente. Lo contrario, un parámetro de factor de carga disminuido resulta en una demanda máxima se incrementa.

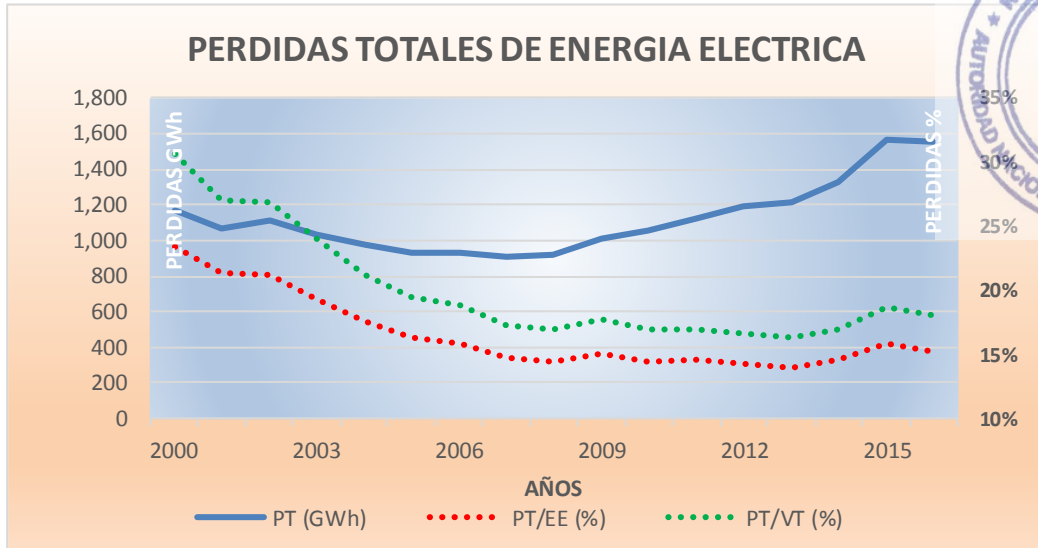


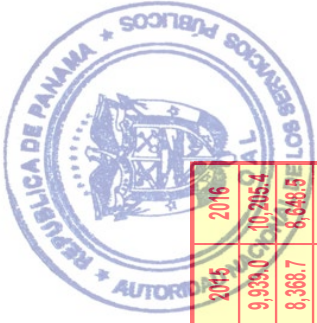
Gráfico 21: Pérdidas Totales de Energía Eléctrica

### Análisis Histórico

Como se muestran en el **Gráfico 21** de Pérdidas Totales del Sistema y en las tablas correspondientes, las pérdidas documentadas, disminuyeron ostensiblemente, en el periodo 2000-2007, durante el cual se registró una tasa de declinación sostenida anual de -3.5%, mientras la energía disponible crecía anualmente en una tasa sostenida de 3.2%. En este periodo, las pérdidas evolucionaron de 1,166 a 911 GWh. A partir del 2008 se dio una inflexión pasando a crecer las pérdidas totales en 6.7% anual, mientras la energía disponible creció anualmente 6.0%, en el periodo 2008-2016.

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 19%, decreciendo en el último año 1%. Lo que resulto en una tasa declinante de las pérdidas totales del sistema de 2.2%, durante estos 15 años.



AÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ENERGIA DISPONIBLE (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	6,763.7	7,290.3	7,722.5	8,358.8	8,722.1	9,150.5	9,939.0	10,205.4
VENTAS TOTALES (GWh)	3,801.1	3,933.9	4,113.0	4,306.8	4,594.6	4,781.1	4,933.5	5,297.9	5,462.1	5,737.9	6,232.7	6,599.6	7,170.1	7,501.7	7,822.5	8,368.7	8,648.9
PERDIDAS TOTALES (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	1,183.7	1,220.4	1,328.0	1,570.3	1,556.8
PARTICIPACION 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%	15.8%	15.3%
PARTICIPACION PTVT (%)	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%	18.8%	18.0%
VARIACION ANUAL PT (%)		-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%	18.2%	-0.9%

Tabla 16: Energía Disponible, Ventas y Pérdidas en GWh

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

Tabla 17: Pérdidas en Transmisión en GWh

PERDIDAS EN DISTRIBUCION (GWh)	859.7	934.0	917.1	882.4	789.8	769.5	809.4	786.7	774.5	853.7	868.1	953.0	749.8	782.6	863.7	966.2	962.2
PERDIDAS DISTRIBUCION 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%	12.2%	11.7%
PERDIDAS DISTRIBUCION PTVT (%)	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%	14.5%	13.9%
VARIACION ANUAL PD (%)		8.6%	-1.8%	-3.8%	-10.5%	-2.6%	5.2%	-2.8%	-1.6%	10.2%	1.7%	9.8%	-21.3%	4.4%	12.9%	9.6%	-0.6%

Tabla 18: Pérdidas en Distribución en GWh

CPE



El análisis de las pérdidas de transmisión (PTT), provenientes de las lecturas de energía recibida y entregada por el sistema de transmisión, en el registro del Sistema de Medición Comercial, SCADA, muestra dos etapas bien diferenciadas. Un primer periodo con pérdidas de transmisión 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 -2016, llegando en el periodo reciente a parámetros de 3.6 y 4.3% respectivamente.

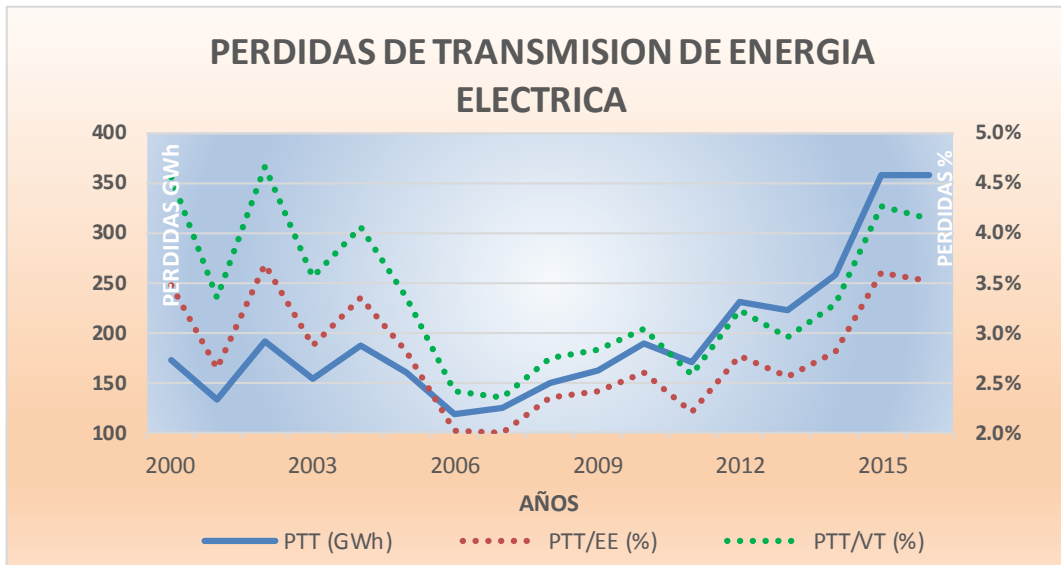


Gráfico 22: Pérdidas de Transmisión EE

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>63</sup> El año anterior 2015, presentó pérdidas del sistema de transmisión de 100 GWh o

sea un 39% con respecto al valor alcanzado en el 2014.

La incorporación de la nueva capacidad hidroeléctrica coincidió con la suspensión temporal y/o definitiva de operaciones de un significativo plantel térmico, lo que originó un incremento sustancial en el transporte del flujo eléctrico.<sup>64</sup>

<sup>63</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>64</sup> Salida en el 2010 de 120 MW de turbinas de



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, caracterizadas por dispersión de cargas de baja densidad. Finalmente, se tiene el desarrollo turístico de lujo y la creación de grandes centros comerciales a lo largo del país, con una fuerte demanda de energía para el acondicionamiento climático.

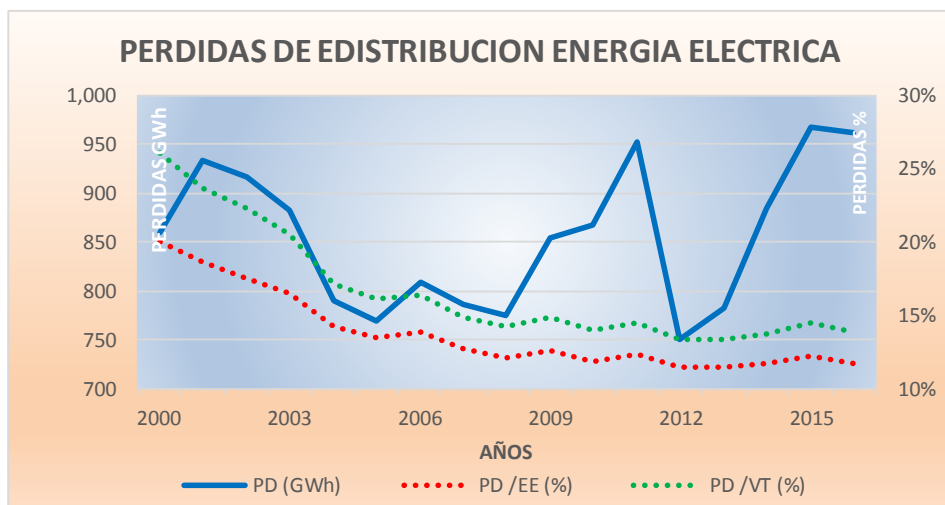


Gráfico 23: Pérdidas de Distribución EE

Como ejemplo observamos que los registros de PD en los últimos años, del 2010 al 2016 han estado entre el 11.4 y el 12.2% % de la energía

disponible, equivalentes a registros de 13.4% a 14.9% de las ventas totales.<sup>65</sup> Disminución significativa con relación a los registros

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

<sup>65</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.



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 del Modelo, 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

## Proyecciones

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.

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

parámetros de pérdidas técnicas de distribución (PTD), entre el 6.5 y 7%, con respecto a las ventas totales,<sup>66</sup> Por consiguiente, se asume que las diferencias con los registros documentados, corresponden a las Pérdidas 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.

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

<sup>66</sup> (ENSA) informo por medio de la Nota DDI-ADM-001-2010, que las pérdidas Técnicas de distribución ELEKTRA se encontraban entre 6.5 y

7%



implica mayores flujos de transmisión provenientes del occidente del país, y consecuentemente un incremento en las pérdidas de transmisión del sistema, para el periodo 2017-2020.

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. En el año 2017, la Tercera Línea Mata de Nance –Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 2, de 230 kV y de los equipos auxiliares asociados. 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, años 2021 -2022.<sup>67</sup> Mejoras sustanciales a subestaciones existentes y la adición programada de transformadores, de bancos de capacitores, y reactores.

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>68</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 a

<sup>67</sup> La Cuarta Línea 500 kV, Chiriquí Grande (Bocas del Toro) – Panamá III, se encuentra en diseño. A la fecha, se consideran cambios en el diseño preliminar, doble circuito en construcción de 500 operando a 230 KV, en el 2022 y luego conversión

los parámetros esperados del periodo anterior (2016-2020).

De considerarse el incumplimiento de las acciones y plazos de las obras programadas, se prevé incrementos de las pérdidas de transmisión, 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 los periodos subsiguientes, mediano y largo plazo las expectativas de las pérdidas por transmisión, serán condicionadas por la introducción esperada de la generación térmica con base en el GNL, en los años 2018 -2020, la cual por características propias adquirirá prioridad en el despacho del sistema. Y de la incorporación de la energía despachada por Changuinola 2, a partir de los años 2025 – 2026.

a 500 kV en el 2026.I

<sup>68</sup> Costa norte 388 MW en 1918, Bahía Las Minas 160 MW en el 2019, Martano 388 MW en 2020.







De no existir situaciones imprevistas que modifiquen en el corto plazo, la actual estructura del sistema, se estima que las pérdidas totales de distribución de los escenarios mantendrán y/o disminuirán los niveles porcentuales alcanzados, en el periodo más reciente y estable, años 2007-2016. En donde las tasas alcanzadas fueron menores al 12% de la energía disponible, un nivel 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 2017 - 2020, 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 (2021-20310), no sobrepasen un tope de 7%, como premisa general considerada en los escenarios de pérdidas. La misma será consecuente, con esperados cambios hacia mayor eficiencia, por parte de 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 aproximadamente 7.0%, para luego obtener en el horizonte del modelo, año 2030 parámetros de 6.0 %, 6.0 % y 6.75 %, respectivamente en los escenarios moderado, optimista y pesimista.

Detalle de los Escenarios de Pérdidas considerados en el Pronóstico de la Demanda años 2017 -2031:

En el escenario Moderado de Pérdidas, las PT se mantienen alrededor de 17% de las ventas totales, en el periodo 2017 al 2020. Como meta, se espera alcanzar un porcentaje de pérdidas de 15.5 % en el año 2031. Las cantidades de pérdidas esperadas, son producto de la hipótesis de leves incrementos esperado de las pérdidas de transmisión, en los primeros años del escenario por incremento del flujo y a un esfuerzo moderado en controlar las pérdidas no técnicas de distribución, para mantener o reducir las mismas del 7.0% al 6.5% de las ventas totales, al año 2031. 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 14.5% de las ventas totales en el año 2031. 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.

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 2031, un parámetro de 17.3% 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 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.

En este punto haremos un aparte, con respecto al tema de los registros de consumo de ACP, del 2000 al 2016. Los registros de generación Secretaria de Energía, incluyen toda la

generación de ACP, por lo cual para un verdadero Balance eléctrico se debe incluir todo el consumo.

Los registros e consumo de ACP, no es un nuevo consumo no agregado en el Modelo, pues las diferencias anuales de energía disponible (ED) y Ventas o consumo es igual a pérdidas totales PT, las cuales están conformadas por pérdidas de transmisión, pérdidas registradas en ventas y una columna de Perdidas no explicadas.<sup>69</sup> En los registros de esta columna, subyacía los montos de generación consumida por los diversos puntos de consumo de la empresa interoceánica.

## Precios de la Energía Eléctrica

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

por este mismo consumidor, en el año 2003.

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 196.2 \$/MWh en el año 2015, 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 45 años. En el año 2016, el usuario pagó un precio corriente de solo 15.6 centésimos de

<sup>69</sup> Los consumos de ventas y pérdidas de distribución son registrados por las empresas concesionarias EDEMET, ENSA y EDECHI. SNE sistematiza y compila esta información a

la que le agregan los consumos de grandes clientes para determinar el monto de pérdidas totales.



Balboas por kWh consumido, una caída del 20 % con respecto al 2015, gracias a la estrepitosa caída del crudo de petróleo.

La evolución de los precios de la electricidad pagados por los consumidores nacionales del año 1970 a la fecha se pueden separar en tres etapas bien diferenciadas, una primera etapa años 1970 -1984, catorce años en que el precio de la electricidad se incrementó de 2.93 cent/kWh a 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 2003-2016, en que el precio varió anualmente 2.3% 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>70</sup> Mientras en la sub- etapa subsiguiente, años 2009-2012 el

<sup>70</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.

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 electricidad ha tenido un repunte, alcanzando el precio tope de 19.49 cent/kWh, o sea una tasa de crecimiento en estos tres años de 6.6%. El precio promedio de la electricidad consumida de 16.0 cent/kWh, con una tasa de crecimiento sostenido para todo el periodo de 4.5% anual.

El año 2016 marco una nueva tendencia de precio, una caída inesperada del precio corriente de la electricidad, de 20.5% con respecto al precio logrado en el 2015, con lo cual precio promedio de ventas de la electricidad se fijó, en 15.6 centésimos por kWh.

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 pagado por el consumidor del distrito capital. 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>71</sup>

<sup>71</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.



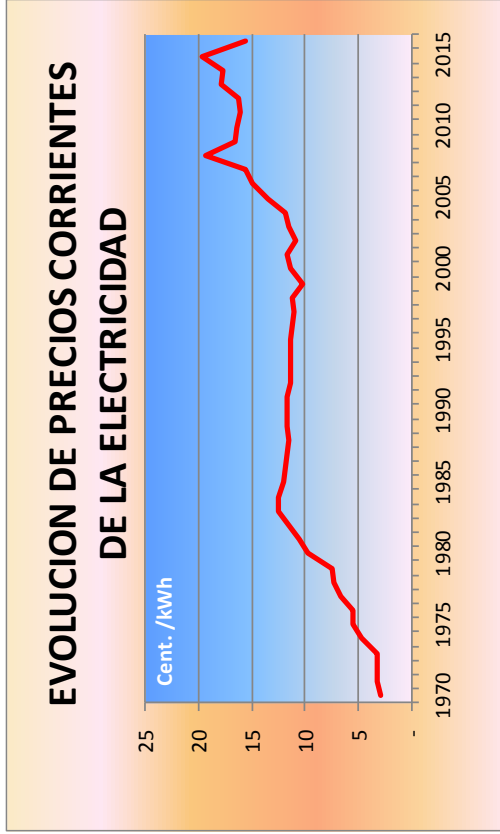


Gráfico 24: Evolución de Precios Corrientes de La Electricidad

CLASE	AÑOS													
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
PRECIO EE CORRIENTES	11.6	11.8	13.5	14.9	15.6	19.4	16.7	16.5	16.2	16.2	17.8	17.8	19.6	15.6
VARIACION (%)		2.2%	13.6%	10.9%	4.6%	24.5%	-14.3%	-1.0%	-2.0%	0.3%	10.1%	-0.3%	10.3%	-20.5%

Tabla 19: Precios Corrientes de la Electricidad - Años 2003-2016

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

*Cpe*



El análisis de la tabla 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 % a 161.0 %, techo alcanzado por el servicio de electricidad.

En cambio, del 2009 al 2011, el indicador de precio real de la electricidad disminuyó de 161 a 104 %, 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 3.8%.

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 alcanzo el barril de crudo de 140 dólares.<sup>72</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>72</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, no incluye el monto de pago que presenta subsidios abonados directamente por el Estado.

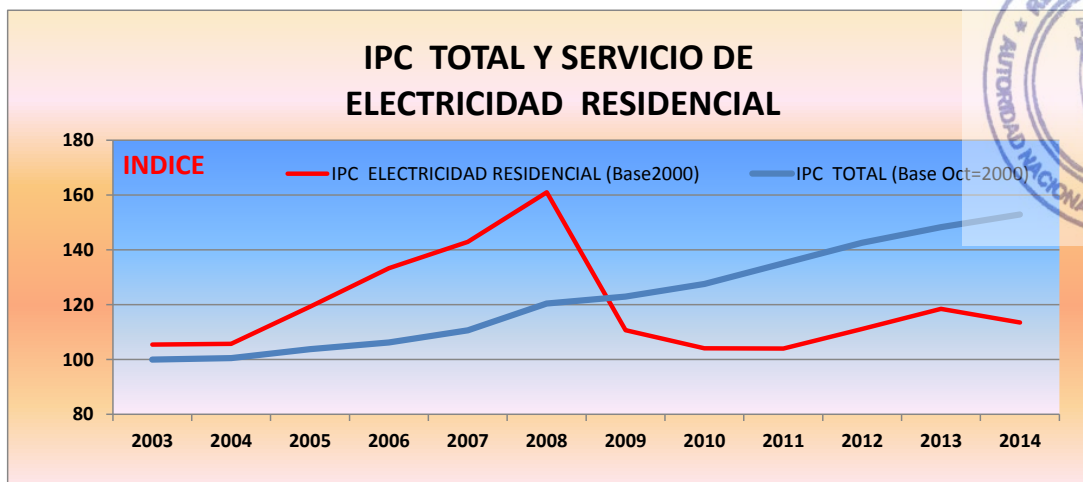


Gráfico 25: IPC Total y Servicio de Electricidad Residencial

El análisis de la totalidad de la serie histórica de los precios promedios de la energía eléctrica (en Balboas de 1982), 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>73</sup> Con lo que se puede decir que durante este periodo, anterior a la reestructuración del subsector eléctrico, el país disfrutó de un precio de energía eléctrica estable.

De 1998 al año 2003,<sup>74</sup> periodo inicial de la reestructuración 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>73</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>74</sup> La implementación real de la reestructuración del subsector eléctrico, es a partir de julio de 1998, pero por conveniencia estadística se contabilizan los efectos a partir del año 1999.

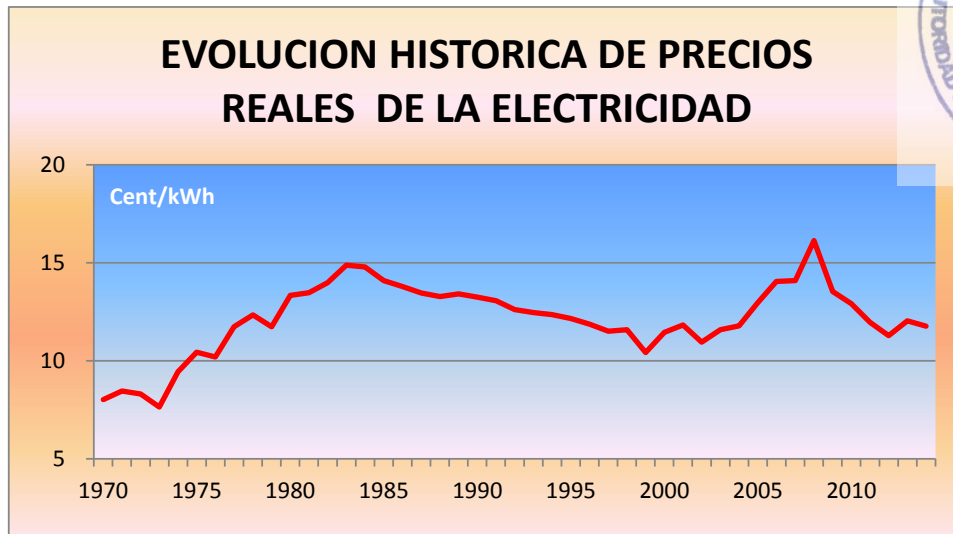


Gráfico 26: Evolución Histórica de Precios Reales de la Electricidad

Por lo cual, el sistema nacional tuvo una tasa anual sostenida de crecimiento de 0.1%, para el periodo de vigencia del nuevo régimen del sector eléctrico (1998-2014). Esto, a pesar de que los precios promedio calculados no consideran el efecto de los subsidios, ya que los Ingresos por venta del servicio eléctrico por parte de las distribuidoras, contienen tanto lo facturado a los consumidores, como

los subsidios recibidos, por un grupo considerable de los consumidores residenciales. 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.

### Precios de los Combustibles

Como se señala en ediciones anteriores de los pronósticos, las perspectivas de los precios de la energía eléctrica en Panamá, se fundamentaban en los pronósticos de precios internacionales del crudo de

petróleo, elaborados por la “Energy Information Administration (EIA-DOE)”.<sup>75</sup> Estas proyecciones de precios del petróleo crudo que van hasta el año 2035, se utilizaban como referentes, por considerarlas

<sup>75</sup> Short-Term Energy Outlook, December 11, 2007 Release, Annual Energy Outlook 2008 (early Release), December 2007. Ediciones anuales

subsiguientes.



conceptualmente apropiadas para el análisis de pronósticos de precios desarrollado por ETESA, sumado a la disponibilidad inmediata de esta información.

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

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

Pero 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.

<sup>76</sup> OECD, Organization for Economic Cooperation and Development, organización de las principales



Esta nueva realidad, es consecuente con la volatilidad puntual del precio mundial del crudo y por consiguiente sus derivados, gracias no solo a las características intrínsecas del propio crudo, sino a la conjunción diversa de otras variables, que inciden en el volumen del suministro y por consiguiente su precio puntual. Entre las variables que influyen el precio del insumo están la presión de la demanda, la escasez momentánea de los suministros, problemas estructurales o coyunturales en la capacidad mundial de refinación, de las dificultades en el transporte masivo del crudo, y a otros elementos circunstanciales de los fenómenos de geopolítica global.

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

economías del Mundo, “*países del primer mundo*”





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").

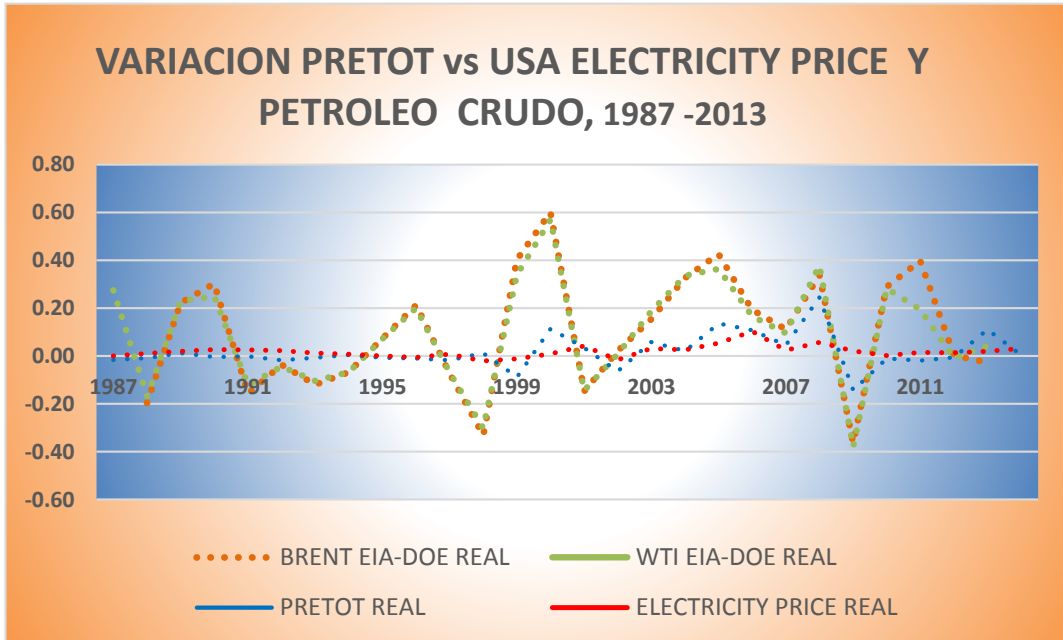


Gráfico 27: Variación PRETOT vs Electricity Price y Petróleo Crudo 1987-2013

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>77</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>77</sup> EIA- DOE, Table 8. Electricity Supply, Disposition, Prices, and Emissions,

aeo2010r.d111809a, All sectors Average. Ediciones anuales subsiguientes

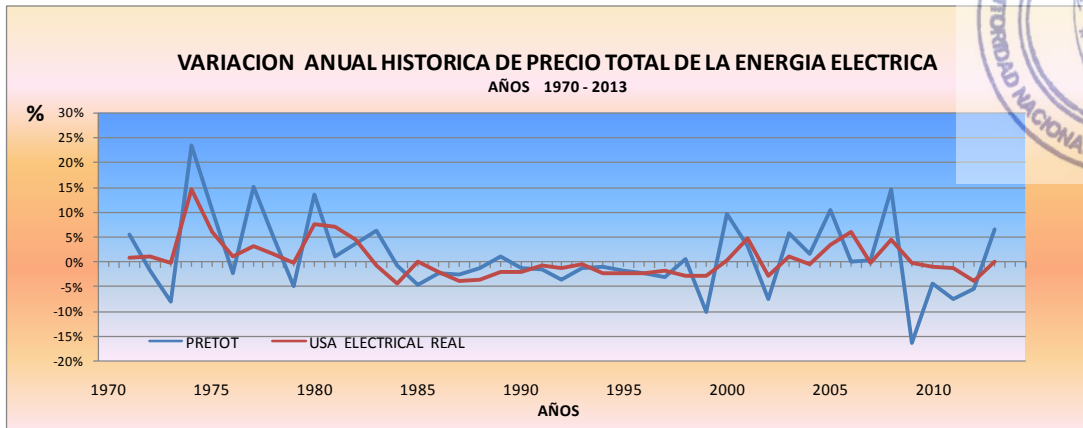


Gráfico 28: Variación Anual Histórica de Precio Total de la Energía Eléctrica

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>78</sup>

En la **Tabla 21** 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>78</sup> Ídem, hm2010.d020310a.