

363

Panamá, 16 de mayo de 2017
Nota DSAN No.1476-2017
Ref. I20718
Página 3 de 3



- Respecto a la tabla 62 del Tomo I “Estudios Básicos 2016-2030”, los porcentajes para montaje y obras civiles son muy similares, ya sea torre de circuito sencillo o de doble circuito, se debe indicar como se establecen estos porcentajes.
- La tabla 69 “Costos Unitarios de la línea de transmisión”, la cual es un resumen de los costos desagregados que figuran en el Anexo Tomo I – 4. En dicho Anexo figuran costos de tipos de líneas que no figuran en la tabla 69, como por ejemplo:
 - En la página 9, Línea de 230 kV Doble Circuito – Conductor 2338 ACAR, este conductor no figura entre los seleccionados por ETESA y el costo por km de este tipo línea incluye un precio de 12,000.00 (B/ por km) con carácter de indemnización, costo que es muy superior a los demás tipos de líneas, se debe aclarar que significa este punto.
 - En las páginas 10 y 11 figuran los costos de líneas de 500 kV, se debe hacer referencia en la descripción de las redes de transmisión de ETESA si estos precios fueron obtenidos de valores referenciales, licitaciones o proveedores de este tipo de equipamiento.

En virtud de lo anterior, ETESA deberá incorporar en los tomos II y III del PESIN 2017 los aspectos anteriormente mencionados, planteando la situación actual en su justa dimensión y buscando alternativas de mitigación para minimizar los efectos de las restricciones de transmisión, además deberá indicar como fueron tomadas en cuenta las observaciones que realizó esta Autoridad y que fueron remitidas mediante las notas DSAN-532-2017 y DSAN-1212-2017, así como también la política y criterios enviados por la Secretaría de Nacional de Energía en la nota SNE No. 011-17.

Atentamente,


ROBERTO MEANA MELÉNDEZ.
Administrador General



364



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031

Respuesta a Comentarios y Observaciones al Tomo I Estudios Básicos

Gerencia de Planificación

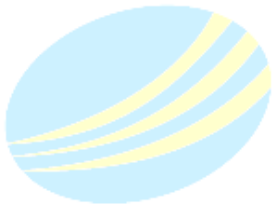
Enero - 2018

PANAMÁ





365



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

A handwritten signature in black ink, appearing to be "Jue".



Tabla de Contenido

RESPUESTA A COMENTARIOS DE ENSA (NOTA VPPM-218-17) 4

RESPUESTA A COMENTARIOS DE ASEP (NOTA DSAN NO. 1476-17) 11

[Handwritten signature]



367



RESPUESTA A COMENTARIOS DE ENSA (Nota VPPM-218-17)

RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS DE ENSA
PERTINENTES A LOS ESTUDIOS BÁSICOS
PESIN 2017- 2031

Indicadores Eléctricos

- I. Como se explica desde la introducción de los Estudios Básicos, el Modelo desarrolla los pronósticos de energía eléctrica, por sectores de consumo, y totalizando el global de la demanda, entendiéndose por “demanda” el total de energía eléctrica requerida por el Sistema.

$$\text{Energía Requerida} = \text{Consumo (Ventas totales)} + \text{Perdidas}$$

Balance Energético es con la oferta del sistema para cubrir los requerimientos de electricidad demandados, en este caso

$$\text{Energía Eléctrica Disponible} = \text{Producción Neta}$$

La Potencia del sistema, en MW, o sea Demanda Máxima asociada a la energía eléctrica requerida, el Modelo utilizado por ETESA lo deriva por medio de la ecuación:

$$\text{DM(MW)} = \text{Energía Requerida (GWh)} \times 1000 / 8760 \text{ h /FC}$$

- II. El comentario es aceptado. La DM en el año 2016, sin ACP es 1618 MW, dato que será corregido en la página 19 del informe. Aunque con la última inclusión de la información histórica del 2000 – 2016 de la energía consumida por ACP, se ajusta el Modelo al permitir utilizar el parámetro de Demanda Máxima del CND, sin deducción.

Mega Proyectos Estatales

- III. La aseveración cuestionada en sus comentarios, ha sido mencionada desde las primeras referencias de este Proyecto. Como ejemplo, le indicamos una de las ultimas alusiones, la edición de La Prensa del 1 de febrero del 2016, en la sección Economía y Negocios, pág. 35A, sobre Transporte. En la que se resume la presentación del Ing. Roberto Roy, director general del Metro de Panamá, S.A., en el Foro Visión 2016, organizado por Martes Financiero, sobre “La actualización de la Red Maestra del Metro”, al año 2040. Información



base para la proyección de la demanda de energía eléctrica, por este servicio de transporte masivo.

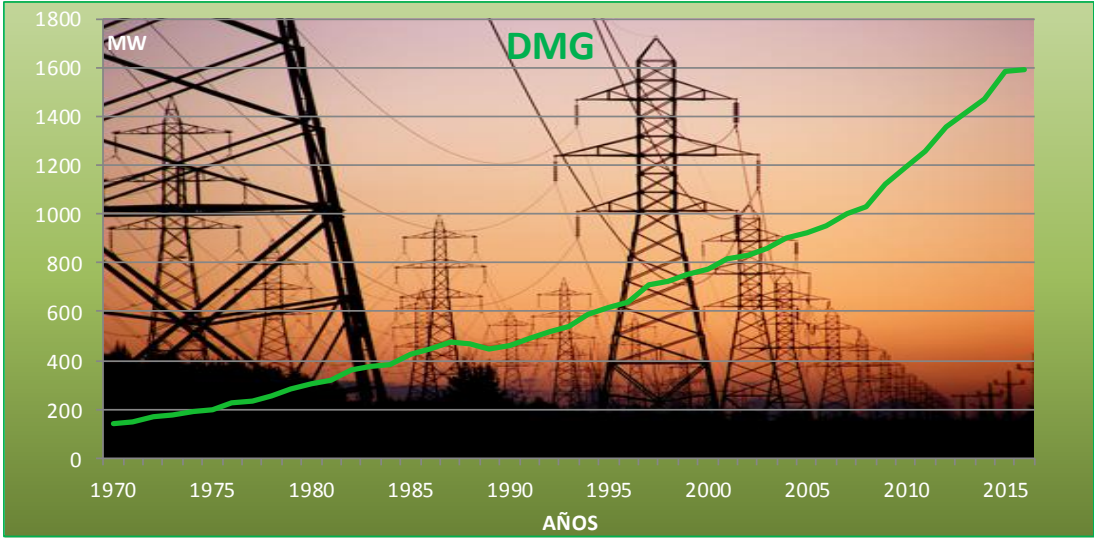
Con respecto a la Línea 3, la nota dice textualmente que el ing. Roy mencionó:

“El gobierno llegó a un acuerdo con Japón para que provea el financiamiento de la Línea y una donación para contratar al gerente del proyecto, a cambio de utilizar tecnología japonesa”.

Gráficos

I. Pág. 63, Grafico 17

Se acepta el comentario, adjunto grafica corregida la cual remplazara grafica anterior.



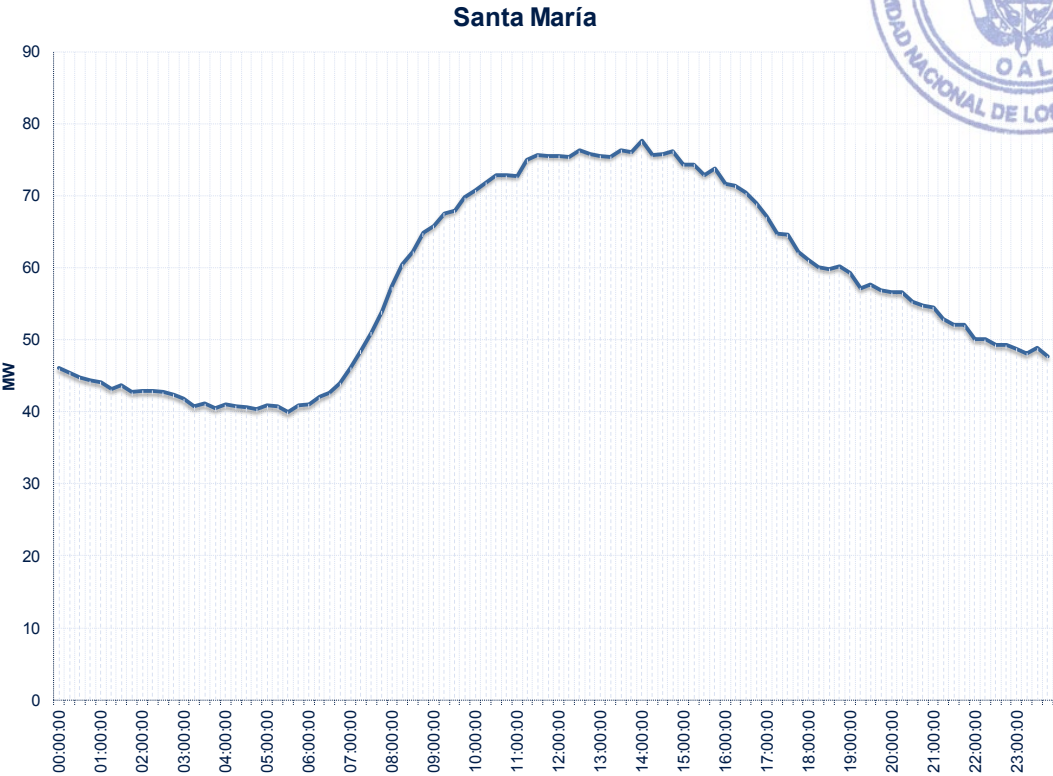
II. Pág. 185, Grafico 50

Cue



369

Se acepta el comentario, adjunto grafica corregida la cual remplazara grafica anterior.



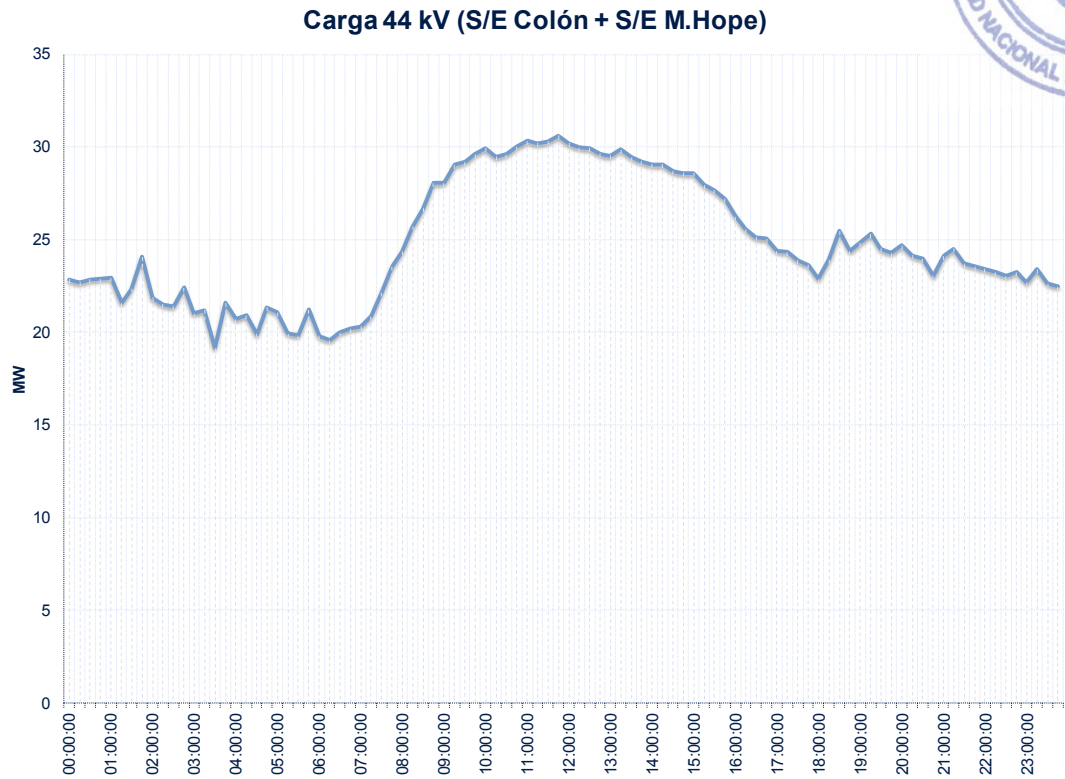
III. Pág. 182, Grafico 44

[Handwritten signature]



370

Se acepta el comentario, adjunto grafica corregida la cual remplazara grafica anterior. Adicionalmente se modifica el título del grafico a “Carga 44 kV (S/E Colón + S/E M.Hope)”



TABLAS

- I. Página 96.
- La actualización de la data del consumo potencial del área de Darién, suministrada por ENSA, que sería servida por la nueva L/T 230 kV, resulta en una diferencia anual de aproximadamente 10 GWh, en toda la serie 2020 -2033, no cambia las conclusiones del Informe de demanda.
- Aunque, esta menor carga del área de Darién, justifica aún menos el proyecto de Línea de interconexión Chepo-Metetí, en 230 kV, ante extraños al sistema eléctrico de Panamá.

Cue



INTEGRACION DE DARIEN AL SIN		
SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA		
PROYECCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA		
ESCENARIO UNICO		
AÑO	GWh	Δ Anual %
2018	48.3	
2019	50.1	3.70%
2020	52.0	3.69%
2021	54.1	4.12%
2022	56.2	3.92%
2023	58.2	3.56%
2024	60.2	3.45%
2025	62.2	3.32%
2026	64.2	3.23%
2027	66.2	3.11%
2028	68.3	3.03%
2029	70.2	2.92%
2030	72.3	2.86%
2031	74.3	2.78%
2032	76.3	2.68%
2033	78.3	2.65%
TASA ANUAL		
2018-2025		3.68%
2026-2033		2.86%
2018-2033		3.27%
FUENTE: ENSA		

Cuando ETESA, hace mención “*es posible que estas cifras no reflejen la demanda real del servicio*”, es con el fin de que se considere en el futuro inmediato, la demanda subyacente, o potencial que se presentara en el área ante la posibilidad de una oferta ampliada del servicio eléctrico.

La última revisión cronológica de la expansión de SIN hacia el Darién, se dio a finales del mes de abril del presente año, en la cual se estableció la continuación del proyecto, postergando su fecha de entrada del 2020 a junio del 2022.

El comentario con respecto a los datos estimados por los Estudios Básicos para el año 2016, de que los 10,205.4 GWh, están muy por encima de los datos reales, no es aceptado. Esto se verifica en el actualizado informe estadístico de SNE, con cifras reales compiladas de ventas y pérdidas de energía para el año 2016, de 10,278 GWh. Este último global, incluye 77.2 GWh de los Sistemas Aislados.

Por otro lado, la tabla de consumo presentada por ENSA, no está completa, solo incluye las cifras de ENSA Y EDEMET, la información proviene documento Informe Indicativo de Demanda de las tablas de consumidores_ IDD_ 20172037_ Adenda_ 2, emitido en enero del 2017 por el CND. Curiosamente, en la tabla presentada por ENSA, no se incluyen los consumos deducidos en esa Adenda de dos nuevos Grande Clientes, MIT y Cable Onda, por unos 49.2 GWh.

[Handwritten signature]



Adicionalmente, no se incluyeron en esa tabla presentada por ENSA, los consumos de EDECHI y de los Grandes Consumidores, cuyo consumo fue deducido los pronósticos de las Concesionarias de Distribución, desde el primer Informe Indicativo de Demanda 2017-2037, emitido en septiembre del 2016.

Adjunto Tabla consolidada de consumo de energía eléctrica, presentada en por las concesionarias distribuidoras, para el informe de septiembre del 2016.

Cue

10

PERIODO:			2017	...	2037	ENERGIA (MWh)													
		Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL				
	ANO 1	2017	837,420	711,228	864,514	868,778	864,133	875,736	875,265	807,466	833,014	865,547	812,496	891,207	10,176,823				
	ANO 2	2018	879,745	808,679	904,498	902,004	892,739	889,831	915,215	909,843	871,171	865,547	849,089	933,676	10,652,146				
	ANO 3	2019	919,699	846,872	946,214	941,657	948,107	913,477	959,454	951,630	911,481	948,275	886,886	978,981	11,154,750				
	ANO 4	2020	960,484	908,359	989,359	985,773	993,403	904,498	998,829	993,486	951,486	989,079	953,180	1,023,567	11,668,496				
	ANO 5	2021	1,007,875	926,454	1,038,400	1,034,206	1,039,415	997,965	1,044,973	1,038,133	995,053	1,034,044	968,828	1,063,153	12,194,430				
	ANO 6	2022	1,051,567	967,252	1,083,785	1,078,453	1,084,278	1,043,502	1,094,949	1,087,098	1,041,819	1,083,186	1,014,511	1,118,307	12,750,731				
	ANO 7	2023	1,100,216	1,011,826	1,133,634	1,128,400	1,134,339	1,109,416	1,144,921	1,136,827	1,089,304	1,132,688	1,060,453	1,169,977	13,336,025				
	ANO 8	2024	1,147,429	1,076,519	1,182,699	1,176,884	1,183,978	1,138,893	1,194,125	1,179,827	1,136,019	1,181,324	1,105,712	1,220,622	13,932,115				
	ANO 9	2025	1,200,553	1,103,937	1,237,866	1,231,725	1,238,958	1,191,483	1,248,798	1,240,471	1,188,358	1,235,632	1,156,728	1,276,876	14,553,409				
	ANO 10	2026	1,254,727	1,153,884	1,293,949	1,287,223	1,294,362	1,244,755	1,305,188	1,296,208	1,241,801	1,291,255	1,208,972	1,334,014	15,208,364				
	ANO 11	2027	1,310,768	1,205,504	1,351,968	1,344,658	1,352,231	1,300,780	1,364,234	1,354,774	1,297,801	1,349,623	1,263,476	1,394,553	15,892,396				
	ANO 12	2028	1,367,927	1,283,091	1,411,108	1,403,370	1,411,336	1,357,515	1,423,641	1,413,823	1,354,262	1,408,395	1,318,382	1,455,509	16,610,387				
	ANO 13	2029	1,431,484	1,316,477	1,476,970	1,468,625	1,477,043	1,420,682	1,489,733	1,479,591	1,417,120	1,473,797	1,379,591	1,523,197	17,356,272				
	ANO 14	2030	1,496,414	1,376,167	1,544,238	1,535,313	1,544,036	1,485,096	1,557,307	1,546,644	1,481,378	1,540,653	1,442,196	1,592,362	18,143,835				
	ANO 15	2031	1,564,513	1,438,826	1,614,761	1,605,191	1,614,257	1,552,680	1,628,311	1,617,112	1,548,821	1,610,856	1,507,899	1,664,968	18,970,227				
	ANO 16	2032	1,633,591	1,532,102	1,686,298	1,676,107	1,685,617	1,621,346	1,700,420	1,688,715	1,617,315	1,682,165	1,574,578	1,738,845	19,839,132				
	ANO 17	2033	1,710,900	1,573,464	1,766,364	1,755,480	1,765,415	1,698,120	1,780,852	1,768,627	1,693,798	1,761,744	1,649,054	1,821,186	20,747,017				
	ANO 18	2034	1,790,373	1,646,557	1,848,665	1,837,049	1,847,465	1,771,040	1,863,657	1,850,870	1,772,487	1,843,652	1,725,694	1,905,977	21,711,520				
	ANO 19	2035	1,873,597	1,723,104	1,934,861	1,922,488	1,933,371	1,859,676	1,950,377	1,936,989	1,854,898	1,929,425	1,805,954	1,994,754	22,721,530				
	ANO 20	2036	1,958,308	1,836,462	2,022,586	2,009,486	2,020,847	1,943,809	2,038,736	2,024,725	1,938,838	2,016,800	1,877,683	2,085,236	23,785,527				
	ANO 21	2037	2,053,250	1,888,371	2,122,932	2,106,908	2,118,838	2,038,110	2,137,611	2,122,939	2,032,830	2,114,613	1,979,218	2,086,453	24,802,090				



374



RESPUESTA A COMENTARIOS DE ASEP (Nota DSAN No. 1476-17)

1. El documento “Definición de las Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional” dictados por la Secretaría Nacional de Energía para el PESIN 2017, y remitidos a ETESA mediante Nota No. SNE 011-17 fechada 6 de enero de 2017, indica en el numeral II Lineamientos Generales, Literal D lo siguiente:

“D. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe incluir todos los tipos de proyecto, tanto térmicos como renovables, de manera que, en primera instancia, se tenga seguridad de suministro, y luego que esta sea al menor costo posible; procurando:
 - a. Considerar los proyectos renovables más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.
 - b. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando la última tecnología de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes.
2. Pronóstico de Precios de los Combustibles
 - a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2017:
 - o Un escenario de precios base en torno a los 53,50 US\$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
 - o Un escenario de precios altos en torno a los 64,20 US\$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
 - o Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
 - b. Los precios indicados para el Diesel Liviano, Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Gas Licuado de Petróleo (Propano) están referenciados a los precios Brent publicados por Platts del crudo de 53,50 y 64,20 US\$/barril respectivamente más US\$ 6,00/barril por transporte.



- c. Como pronóstico de los precios del Gas Natural Líquido (GNL) utilizados para generación térmica, deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2017:
- o Un escenario de precios base en torno a los 3,55 US\$/10⁶ BTU, más 5,75 US\$/10⁶ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.
 - o Un escenario de precios altos en torno a los 4,26 US\$/10⁶ BTU, más 5,75 US\$/10⁶ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.
 - o Los precios indicados para el GNL están referenciados a los precios “Henry Hub”.
 - o Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección del Henry Hub estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
- d. El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. Para el caso de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/kg, se utiliza un precio de 49,89 US\$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 59,87 US\$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 10,75 US\$/Ton por transporte.

Escenario de Precios Base	
- Crudo Brent publicados por Platts	53,50 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	9,30 US\$/10 ⁶ BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	53,13 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	80,03 US\$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	59,73 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	60,64 US\$/Ton

Escenario de Precios Altos	
- Crudo Brent publicados por Platts	64,20 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	10,01 US\$/10 ⁶ BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	62,56 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	94,83 US\$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	70,48 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	70,62 US\$/Ton

[Handwritten signature]



Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomará también el valor indicado como punto de partida en el año 2017 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE .

- e. Es importante reiterar las siguientes observaciones hechas por la propia Agencia Internacional de la Energía (EIA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con respecto a sus proyecciones:

“Prices

EIA has endeavored to make these projections as objective, reliable, and useful as possible; however, they should serve as an adjunct to, not a substitute for, analytical processes in the examination of policy initiatives.”

En otras palabras, hay que hacer el señalamiento de que la estimación de precios a futuro utilizando las proyecciones de la EIA/DOE implica un riesgo que no se puede precisar con certeza.”

Y tal como indica en dicho documento los escenarios de precios de combustibles indicados la SNE, fueron utilizados en la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Generación. Se incluye en el Anexo Tomo I – 5, las Políticas y Criterios presentados por le SNE.

2. Tabla 61 del Tomo I:

- a) El costo del ítem “Torre de Acero”, como lo indica su nombre, solo incluye el costo de la propia torre (acero). En un ítem separado se incluye el costo del conductor, que puede ser 750 ACAR, 1200 ACAR, 636 ACSR, etc. Concluimos que esto está claro al separar el costo total de la torre en varios ítems.
- b) Aunque el ítem “Sistema de Puesta a Tierra” está compuesto por: varillas de acero 5/8 x 10 pies, conductor de acero recubierto de cobre 3No.6 AWG, grapas para varilla de tierra, grapa paralela y conector de tierra. Este conjunto de materiales tiene un costo ínfimo comparado con el resto de los materiales de la línea (conductor, torres de acero, aisladores, etc.) por lo que no se incluye este desglose. Los proponentes en las licitaciones para este ítem dan un monto total para



377



la línea completa, bajo un ítem “materiales para puesta a tierra”, que generalmente es menos de 1% del costo de los materiales totales de la línea.

- c) Con respecto a la cantidad de torres por km, es bien sabido que la cantidad de torres de una línea depende mucho de la ruta, la topografía y los cambios de dirección de la misma, generalmente se trata de utilizar la mayor cantidad de torres de suspensión y de manera general, al hacer el cálculo final, la línea tendrá alrededor de 2.8 torres/km.
 - d) Todo lo anterior esta considerado en los costos estimados de las líneas, por lo que no hay variaciones con respecto a lo entregado.
 - e) Por error de edición no se reemplazó la tabla 61. Se actualizará esta tabla en la nueva versión a entregar el 30 de junio.
3. Los porcentajes utilizados para montajes y obras civiles son muy similares ya sea para torres de circuitos sencillos o doble, estos valores en porcentajes han sido utilizados desde hace varios años y somos de la opinión de que no debe existir mucha diferencia, ya que las obras civiles y montajes son muy similares en ambos casos. Como estos son porcentajes con base a la totalidad de los materiales, obviamente serán más bajos los costos para circuito sencillo, ya que tiene menos materiales. En los años recientes (desde hace más de 10 años) ETESA no ha construido líneas de circuito sencillo.
4. El conductor 2338 ACAR fue una vez considerado para una nueva línea de transmisión, aunque ya no lo es. Se eliminará esta tabla del anexo. Con respecto a los costos para la línea de 500 KV, estos son costos estimados, para la futura cuarta línea de transmisión, considerando costos referenciales, ajustados por costo de materiales, tales como acero, aluminio y otros.



378



RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS DE LA CONSULTORIA DE ASEP BA ENERGY SOLUTIONS 24 DE FEBRERO DE 2017

ESTUDIOS BASICOS

2.1 PROYECCION DE DEMANDA

2.1.1 Observaciones Generales

- Como se ha tratado de explicar anteriormente, el Modelo de Pronósticos PREEICA se basa en principio de auto regresión de los datos históricos de ventas de los cuatro sectores básicos de consumo: residencial, comercial, industrial y oficial(Gobierno). A la fecha, son 46 observaciones anuales, que globalmente han representado el 80% del consumo anual del sistema eléctrico nacional.

Las ecuaciones resultantes, que el Modelo desarrolló para pronosticar el consumo, están en función de varias variables explicativas, y de las ventas sectoriales del año anterior. En las ecuaciones, las ventas futuras de los sectores residencial y comercial, que representan por si solos el 65 % de las ventas globales, son directamente proporcionales en más de un 90% a las ventas del año anterior, de cada sector. Los sectores industrial y oficial son influenciados de la misma manera por las ventas del año anterior, aunque solo en un 60 y 75 %, respectivamente. Por otro lado, las otras variables explicativas de cada sector no muestran variaciones extremas, por lo cual el Modelo, presenta para estos sectores básicos un comportamiento creciente o sea una tendencia.

Por consiguiente, los ensayos con escenarios optimistas y pesimistas, no muestran que los pronósticos resultantes, se afecten fuertemente por los posibles cambios en las variables explicativas. Fenómeno que fue observado por ETESA, hace un tiempo, por lo cual, se encuentra en el proceso final de contratar una consultoría, para que se desarrollen nuevos modelos de prospección, que ayuden a ETESA a precisar el futuro comportamiento del Consumo (GWh) y por ende derivar la Demanda Máxima (MW) del Sistema Interconectado Nacional.

- A partir del 2005, ETESA ha utilizado el Modelo PREEICA, el cual, a la fecha, es una regresión de 46 registros anuales. La tasa promedio de crecimiento de este periodo, 1970 -2016, fue de 5.7%. Los crecimientos de los periodos más recientes, tienen mayor efecto sobre la regresión, en donde las proyecciones se han ido ajustando a una tendencia fijada por los datos históricos recientes. Para respaldar esta información, se adjunta grafica siguiente.

Cue

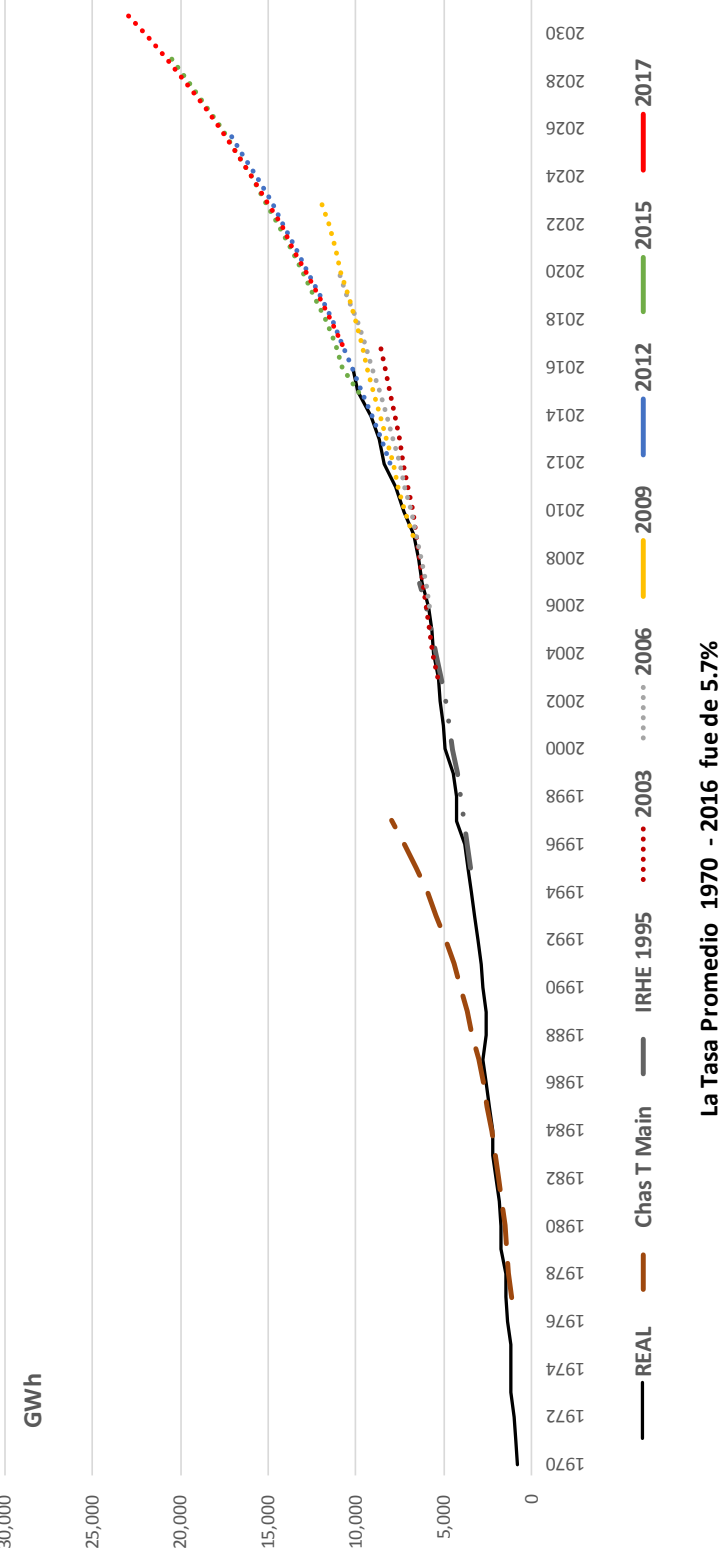


379



PROYECCION HISTORICA DEMANDA ENERGIA ELECTRICA

REGISTROS REALES vs PROYECCION ESCENARIO MODERADO



que



- Al igual que la demanda de energía, la potencia ha estado creciendo con tasas similares. Durante el periodo, 1970 -2016, la demanda máxima creció a 5.5%. Si analizamos por periodos vemos que el último periodo, 2010 -2015 la tasa es de 5.7%. Siendo, la que mayor efecto tiene en la proyección de la DMax.

CRECIMIENTO DEMANDA MAXIMA (MW)			
	PERIODOS	TASAS	
	1970-1979	8.3%	
	1980-1989	4.3%	
	1990-2000	5.3%	
	2001-2009	4.5%	
	2010-2015	5.7%	

Con respecto al factor de carga y la demanda máxima, la relación entre estos parámetros, en las proyecciones siempre han sido consideradas. Se analizaron los comportamientos mensuales y anuales de los últimos cinco años, observando un creciente aumento del factor de carga, tal es así, que en las últimas proyecciones del Modelo PREEICA, se debió de usar parámetros conservadores, para no afectar en demasía las proyecciones, dentro de un periodo de incertidumbre, como son quince años.

ESCENARIO				
	MODERAD	OPTIMISTA	PESIMISTA	2016
2017	72.5000	72.5000	72.5000	72.002141
2031	75.7650	76.1546	75.4000	
TASA	0.003151	0.003519	0.002805	
Incremento	4.50%	5.04%	4.00%	

Che



2.12 Observaciones particulares

- Como explicamos en el aparte anterior, el Modelo en uso, es auto regresivo, teniendo como variable explicativa principal el último registro de consumo sectorial, la cual es preponderante en dentro de las ecuaciones del Modelo en un 80 %. Las otras variables explicativas que deben reflejar las diferencias en los escenarios altos y bajos, al ser tratadas con la mayor objetividad, no producen en el corto plazo cambios apreciables con respecto al escenario de referencia, el caso Moderado.

Los altos crecimientos observados en el Corto Plazo, son efectos de seguimiento a al último crecimiento de 8.3 %, año 2015 consecuente con la entrada simultanea de grandes centros comerciales y en la instalación reciente de más hoteles y casinos, no solo en la capital sino a lo largo de país. Los registros del sector de consumo comercial, el más dinámico, ha estado creciendo a 7% anual. desde el año 2010. Como hemos mencionado anteriormente, los cambios en tasas de PIB altas o bajas, y las otras variables utilizadas en el Modelo, impactan en menor grado en los resultados de las proyecciones, que el valor de la variable retardada de consumo sectorial.

- Al igual, en el largo plazo no se reflejan variaciones significativas por las mismas razones expuestas, en el punto anterior.
- Aunque, en los últimos años, el uso eficiente y racional de la energía ha pasado a ser un elemento importante dentro de la planificación energética de los países, la ausencia de los mismos dentro del PESIN, se deben a las siguientes razones.

En primer lugar, el Modelo en uso, no contemplo la identificación de una variable de eficiencia energética y/o ahorro energético. Aun así, ETESA incluyo en el PESIN 2009-2023, un escenario adicional, con una variante de Ahorro.

En el año 2008 se desarrolló en Panamá, el programa “Sustitución de los Bombillos Incandescentes por Iluminación eficiente”, el cual consistía en eliminación de los bombillos de consumo de más de 75 Watts, por bombillos eficientes de consumos menores de 15 watts, por medio de la entrega gratuita de los últimos a los hogares y de la inmediata prohibición de entrada al país, para la venta de los bombillos incandescentes.

La implementación del programa de ahorro y eficiencia, motivó a ETESA a incluir en el PESIN 2009, un escenario de ahorro que contemplaba, las metas



382



de la campaña. La meta principal, era la reducción de energía en el sector residencial, que en su estimado conservador era de 170 GWh en el 2009 y de 255.5 GWh en el 2010, en adelante. Pero en cambio los registros de consumo del sector residencial, del año 2009 con respecto al 2008, crecieron en 9.4%, en el 2010/2009 fue de 9.6%, mientras en el quinquenio anterior, 2003-2008, el consumo residencial estuvo creciendo a solo 4.2% anual.

Controversialmente los resultados esperados de la campaña de ahorro, no fueron de reducción del consumo sino por lo contrario, hubo crecimientos inesperados en el sector. Por lo cual ETESA, decidió no continuar con el escenario de reducción de consumo en el sector residencial, decisión que fue validada por los registros de consumo del periodo 2010 -2015, que tuvieron una tasa de crecimiento anual de 6.6%.

A la fecha, ETESA tiene conocimiento del Plan Energético Nacional 2015 – 2050, en que se identifican oportunidades, para el ahorro en el sector eléctrico, del lado de la demanda y no solo de la oferta. Sin embargo, para la aplicación de estas medidas de eficiencia, en los Estudios Básicos del PESIN, se requiere de la presentación de programas específicos con la identificación de los recursos e incentivos y metas cuantitativas a lograr, con la respectiva determinación de plazos de ejecución, que puedan sostenerse en el tiempo.

- Como una respuesta general a los validos cuestionamientos de la Consultoría, sobre las proyecciones de la demanda eléctrica, se les informa, que aunque el Modelo de proyección vigente ha cumplido aceptablemente, como muestran los últimos registros de consumo. Pero, ETESA es consciente de las falencias actuales del Modelo en uso y del cambio en los consumos de energía y potencia.

Por lo cual, ya se realizó el acto de licitación de una consultoría específica para el desarrollo de un nuevo modelo de demanda, en que se consideren los aspectos tratados. A la fecha, la licitación de consultoría para el desarrollo de un nuevo Modelo de Proyección de la Demanda Eléctrica del SIN, se encuentra en el proceso de perfeccionamiento del contrato de adjudicación.

Cue



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031

Tomo II Plan Indicativo de Generación

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

384



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Cpe



Contenido

CAPÍTULO 1 1

INTRODUCCIÓN 1

CAPÍTULO 2 5

DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN 5

 Hidroeléctricas 5

 Termoeléctricas 7

 Nucleares 8

 Solares 12

 Fotovoltaica 12

 Concentración Solar 14

 Canal Parabólico 15

 Reflectores Fresnel 16

 Torres Solares 17

 Discos Solares 18

 Espacial 19

 Eólicas 20

 Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Tierra 20

 Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Alta Mar 22

 Turbinas de Ejes Verticales 23

 Turbinas de Viento Flotantes 24

 Marina 25

 Mareomotriz 28

 Maremotérmica 29

 Osmótica 31

 Geotérmica 33

 Vapor Seco 35

 Vapor por Destello 36

 Ciclo Binario 38

 Almacenamiento de Energía Eléctrica 40

[Handwritten signature]



Impactos Ambientales	41
CAPÍTULO 3	47
INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS	47
Pronósticos de Demanda.....	47
Pronósticos de Precios de los Combustibles	49
Criterios y Parámetros	57
Criterio de Mínimo Costo	58
Criterio de Confiabilidad	58
Costo de Racionamiento de Energía	58
Parámetros Técnicos y Económicos	58
Criterios Económicos	58
CAPÍTULO 4	61
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE	61
Generación Hidroeléctrica	64
Generación Termoeléctrica	67
Generación Renovable	70
Pequeñas Centrales y Auto Generadores	71
Autoridad del Canal de Panamá	71
CAPÍTULO 5	75
POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA	75
Potencial Energético	75
Potencial Eólico.....	75
Potencial Solar	77
Potencial Hidroeléctrico	79
Potencial Térmico.....	81
Turba	81
Combustibles Fósiles	82
Metano.....	83
Sistema de Generación Futura	83
Proyectos Eólicos	83
Proyectos Fotovoltaicos	84

CPE



	387
Turba	86
Otros Proyectos de Generación	86
Proyectos Hidroeléctricos	86
Proyectos Termoeléctricos	89
CAPÍTULO 6	93
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	93
Herramientas de Simulación	94
Plantas Eólicas y Solares	94
Período de Estudio	94
Hidrología	94
Demanda	95
Bloques de Demanda	95
Sistema de Generación Existente	95
Proyectos de Generación Futuros	95
Simulaciones	95
CAPÍTULO 7	105
ESCENARIOS DE EXPANSIÓN	105
Escenario Referencia	107
Escenario Renovable	112
Escenario Alternativo	119
Análisis de las Sensibilidades	124
Sensibilidad A	124
Sensibilidad B	128
Sensibilidad C	132
Sensibilidad D	135
Resumen	139
CAPÍTULO 8	147
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA -PANAMÁ (ICP)	147
Objetivo	147
Promotores	148
Descripción	148

[Handwritten signature]



Beneficios del Proyecto 150

Ventajas Técnicas del Proyecto 150

Ventajas Económicas del Proyecto 150

Duración de la Ejecución del Proyecto..... 151

Simulación..... 152

CAPÍTULO 9 159

CONCLUSIONES 159

CPE



Índice de Gráficos

Gráfico 3. 1: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base 56

Gráfico 3. 2: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos..... 57

Gráfico 4. 1: Composición Porcentual del Sistema de Generación 62

Gráfico 4. 2: Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación 62

Gráfico 4. 3: Capacidad Instalada por Agente a mayo de 2017 64

Gráfico 4. 4: Comportamiento de la Generación Año 2016 65

Gráfico 6. 1: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación 93

Gráfico 7. 1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Referencia 109

Gráfico 7. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Referencia 110

Gráfico 7. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia 111

Gráfico 7. 4: Generación vs Demanda del Escenario Referencia..... 112

Gráfico 7. 5: Costo Marginal de Panamá del Escenario Renovable 116

Gráfico 7. 6: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Renovable 117

Gráfico 7. 7: Participación de Generación del Escenario Renovable 118

Gráfico 7. 8: Generación vs Demanda del Escenario Renovable..... 118

Gráfico 7. 9: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo..... 120

Gráfico 7. 10: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo..... 122

Gráfico 7. 11: Participación de Generación del Escenario Alternativo..... 123

Gráfico 7. 12: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo 123

Gráfico 7. 13: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad A 125

Gráfico 7. 14: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A 126

Gráfico 7. 15: Participación de Generación de la Sensibilidad A..... 127

Gráfico 7. 16: Generación vs Demanda de la Sensibilidad A 127

Gráfico 7. 17: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad B 129

Gráfico 7. 18: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad B 130

Gráfico 7. 19: Participación de Generación de la Sensibilidad B 131

Gráfico 7. 20: Generación vs Demanda de la Sensibilidad B 131

Gráfico 7. 21: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C 133

Gráfico 7. 22: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad C 133

[Handwritten signature]



Gráfico 7. 23: Participación de Generación de la Sensibilidad C..... 134

Gráfico 7. 24: Generación vs Demanda de la Sensibilidad C..... 135

Gráfico 7. 25: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad D 136

Gráfico 7. 26: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad D 137

Gráfico 7. 27: Participación de Generación de la Sensibilidad D..... 138

Gráfico 7. 28: Generación vs Demanda de la Sensibilidad D 138

Gráfico 7. 29: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios 142

Gráfico 7. 30: Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades 144

Gráfico 8. 1: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Referencia Vs Escenario con Colombia..... 153

Gráfico 8. 2: Costos Marginales Mensuales de Panamá del Esc. de Referencia Vs Esc. Ref. con Colombia..... 153

Gráfico 8. 3: Intercambios del Escenario Ref. con Colombia 154

Gráfico 8. 4: Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia. ... 155

CPE



Índice de Cuadros

Tabla 3. 1: Pronóstico de Demanda.....	49
Tabla 3. 2: Proyección de Precios del Combustible – Escenario de Precios Base.....	54
Tabla 3. 3: Proyección de Precios del Combustible – Escenario de Precios Altos.....	54
Tabla 3. 4: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base.....	55
Tabla 3. 5: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos.....	55
Tabla 3. 6: Poder Calorífico de los Combustibles.....	56
Tabla 4. 1: Matriz Energética a mayo de 2017.....	61
Tabla 4. 2: Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a mayo de 2017.....	63
Tabla 4. 3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente.....	66
Tabla 4. 4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente.....	68
Tabla 4. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas.....	69
Tabla 4. 6: Sistema de Generación Renovable Existente.....	70
Tabla 4. 7: Pequeñas Centrales y Autogeneradores.....	71
Tabla 4. 8: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá.....	72
Tabla 5. 1: Licencias Definitivas para Generación Eólica.....	76
Tabla 5. 2: Licencias Provisionales para Generación Eólica.....	76
Tabla 5. 3: Licencias Definitivas Fotovoltaicas.....	77
Tabla 5. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas.....	78
Tabla 5. 5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción.....	80
Tabla 5. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite.....	80
Tabla 5. 7: Resultados de los Ensayos de la Turba.....	82
Tabla 5. 8: Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica.....	83
Tabla 5. 9: Licencias Provisionales para Generación Termoeléctrica.....	83
Tabla 5. 10: Proyectos Eólicos Considerados.....	84
Tabla 5. 11: Proyectos Solares Considerados.....	85
Tabla 5. 12: Proyectos Solares Considerados (continuación).....	86
Tabla 5. 13: Proyectos Hidroeléctricos Considerados.....	88
Tabla 5. 14: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Identificados.....	90
Tabla 5. 15: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Genéricos.....	90
Tabla 6. 1: Parámetros de las Corridas SDDP.....	96
Tabla 6. 2: Plan de Expansión de Costa Rica.....	97
Tabla 6. 3: Plan de Expansión de El Salvador.....	98



Tabla 6. 4: Plan de Expansión de Guatemala 99

Tabla 6. 5: Plan de Expansión de Honduras 100

Tabla 6. 6: Plan de Expansión de Nicaragua 101

Tabla 7. 1: Cronograma de Expansión de Corto Plazo 106

Tabla 7. 2: Costos del escenario Referencia 107

Tabla 7. 3: Cronograma de Expansión de Largo Plazo del Escenario Referencia
..... 108

Tabla 7. 4: Costos del Escenario Renovable..... 113

Tabla 7. 5: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Renovable 114

Tabla 7. 6: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Renovable
(Continuación) 115

Tabla 7. 7: Costos del Escenario Alternativo 119

Tabla 7. 8: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Alternativo..... 121

Tabla 7. 9: Sensibilidades Analizadas 124

Tabla 7. 10: Costos de Sensibilidad A..... 125

Tabla 7. 11: Costos de Sensibilidad B..... 128

Tabla 7. 12: Costos de Sensibilidad C..... 132

Tabla 7. 13: Costos de Sensibilidad D..... 136

Tabla 7. 14: Comparación de Planes de Demanda Media 140

Tabla 7. 15: Comparación de Planes de Demanda Media (continuación)..... 141

Tabla 7. 16: Comparación de Costos por Escenario 142

Tabla 7. 17: Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades 143



Índice de Figuras

Figura 2. 1: Principio de operación de una central hidroeléctrica 5

Figura 2. 2: Central hidroeléctrica con turbina tipo tornillo de Arquímedes 6

Figura 2. 3: Central nuclear con reactor de agua presurizada 10

Figura 2. 4: Central nuclear con reactor de agua hirviendo 11

Figura 2. 5: Arreglo de paneles solares utilizados en centrales solares fotovoltaicas 13

Figura 2. 6: Central de concentración solar con canales parabólicos y almacenamiento térmico 15

Figura 2. 7: Central de concentración solar con reflectores Fresnel 16

Figura 2. 8: Central de concentración solar con torre solar 17

Figura 2. 9: Central de concentración solar con discos solares 18

Figura 2. 10: Concentración solar fotovoltaica espacial 19

Figura 2. 11: Parque eólico con turbinas de viento de eje horizontal 21

Figura 2. 12: Resumen de diferentes fundaciones fijas disponibles para turbinas de viento en alta mar 22

Figura 2. 13: Parque eólico con turbinas de viento de eje vertical 23

Figura 2. 14: Prototipo de una turbina de viento flotante 24

Figura 2. 15: Clasificación de técnicas de generación de energía olamotriz 26

Figura 2. 16: Convertidores de energía olamotriz por desbordamiento 26

Figura 2. 17: Convertidores de energía olamotriz con cuerpos oscilantes 27

Figura 2. 18: Convertidores de energía olamotriz con columnas de agua oscilantes 27

Figura 2. 19: Central mareomotriz con generación unidireccional en bajamar ... 28

Figura 2. 20: Ciclo operativo de una central maremotérmica 30

Figura 2. 21: Ciclo operativo de una central osmótica por presión invertida 32

Figura 2. 22: Diagrama Lindal de temperatura de agua y vapor geotérmico recomendado para diversas aplicaciones 33

Figura 2. 23: Usos directos del recurso geotérmico: Rangos de temperatura de algunos procesos industriales y aplicaciones agrícolas 34

Figura 2. 24: Central geotérmica accionada por vapor seco 35

Figura 2. 25: Central geotérmica accionada por destello de vapor de una etapa 37

Figura 2. 26: Central geotérmica de ciclo binario de una etapa 39

Figura 2. 27: Aspectos considerados en un Análisis de Ciclo de Vida para un recurso energético 42

Figura 2. 28: Huellas de Carbono de diferentes tecnologías de Generación 43

Figura 8. 1: Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso 149

Figura 8. 2: Cronograma esperado en función de estudios y aprobaciones..... 151

[Handwritten signature]

394



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Cpe



Índice de Anexos

- Tomo II - Anexo 1 Salidas del Escenario Referencia
- Tomo II - Anexo 2 Salidas del Escenario Renovable
- Tomo II - Anexo 3 Salidas del Escenario Alternativo
- Tomo II - Anexo 4 Costo Variable de Producción de Centrales Termoeléctricas
- Tomo II - Anexo 5 Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017
- Tomo II - Anexo 6 Metodología de los Modelos OPTGEN y SDDP
- Tomo II - Anexo 7 Topologías de los Proyectos

x	Tomo II – Plan Indicativo de Generación 2017 – 2031 Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional PESIN 2017
---	--

[Handwritten signature]

396



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CPE



Tomo II: Plan Indicativo de Generación

El objetivo del presente estudio es determinar un plan de expansión de la generación que entregue información, de manera indicativa, sobre la evolución del sector generación y que permita verificar la situación actual de suministro y las alternativas potenciales para abastecer la demanda de energía eléctrica, considerando las diversas variables, como lo son la demanda de energía y potencia, hidrología, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos, y la fecha de entrada en operación de los proyectos, que influyen sobre el abastecimiento energético y sus costos.

xi	Tomo II – Plan Indicativo de Generación 2017 – 2031 Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional PESIN 2017
----	--

[Handwritten signature]



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

que



Introducción



400



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Cpe