
COMENTARIOS DE ENSA
CONSULTA PÚBLICA No. 007-16
PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO
NACIONAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2016, PRESENTADA POR LA EMPRESA
DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)

Resolución AN No. 10377-Elec de 29 de agosto de 2016

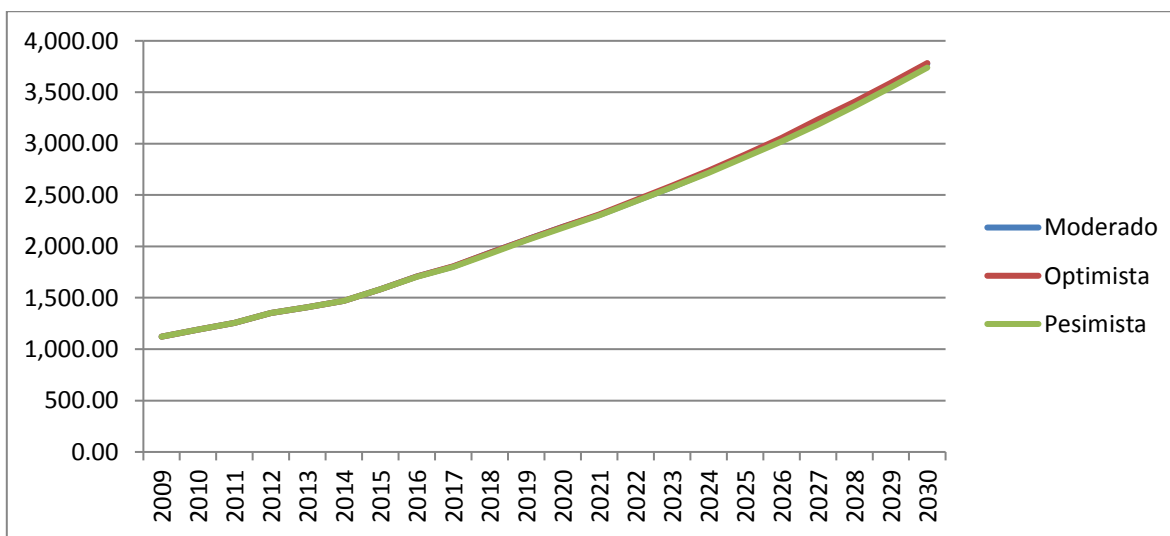
➤ **TOMO I – ESTUDIOS BÁSICOS**

- **ESTIMACIÓN DE DEMANDA**

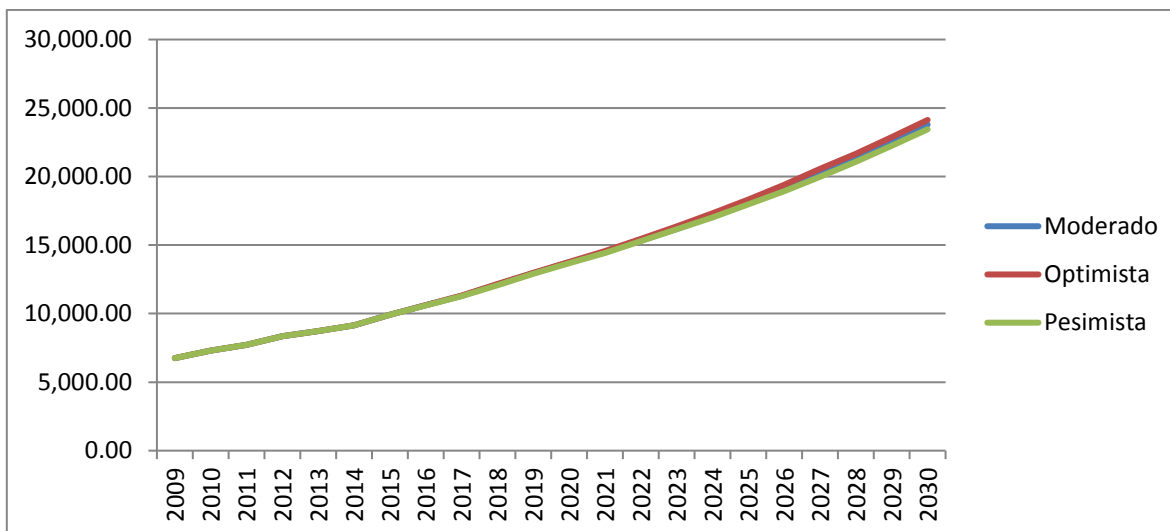
- i. Para la sección “Metodología y Alcance”, página 7, *PRONOSTICOS DE DEMANDA*: Los escenarios analizados en cuanto al crecimiento de la demanda y consumo energético del SIN, las proyecciones correspondientes a los escenarios moderado, optimista y pesimista no presentan mayores diferencias.

Consideramos que las variables que, según indica el documento, fueron tomadas en cuenta para la metodología de cálculo, deberían tener una mayor incidencia en las proyecciones a largo plazo. Esta mínima diferencia mostrada para estos tres escenarios no permitiría evaluar posibilidades o estructurar planes de acción apropiados para cada escenario de crecimiento futuro, por lo que recomendamos verificar cuáles fueron las variables de influencia directa e indirecta utilizadas en el modelo y la ponderación de las mismas.

Se trazaron los gráficos para la tabla antes mencionada y se obtuvieron los siguientes resultados:



Proyección de Crecimiento de Demanda por Escenario (GW-h vs años)



Proyección de Crecimiento de Demanda por Escenario (MW vs años)

- **INDICADORES SOCIOECONÓMICOS**

- Página 25-44: En los indicadores socioeconómicos se menciona varias veces el tema relacionado a las obras atrasadas de la Expansión del Canal de Panamá o la detención de las obras o megaproyectos por falta de presupuesto.

Se sugiere ampliar sobre este tema en una sección específica del documento, de forma tal que en el resto del mismo o en cada uno de los puntos en los que aplica sólo se haga mención a dicha sección sin necesidad de repetir de forma detallada el mismo contenido.

- **INDICADORES ELÉCTRICOS**

- Página 58: Para el balance energético, se indica que la demanda de energía eléctrica se cuantifica a través de la suma del consumo de energía más las pérdidas de energía eléctrica.

Se debe aclarar que este valor se refiere al consumo total de energía, ya que la demanda (kW) no se contempla en esta ecuación.

- Página 58: Para la presentación de la ecuación de la oferta de energía eléctrica disponible se debe considerar revisarla puesto que la misma le hace falta un signo en medio de dos variables.
- En la página 59, párrafo 1: observamos que al reportar la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP se cuantifica un valor de 1,5813.9 MW. Verificar esta cifra.

- **Mega Proyectos Estatales**

- i. Página 115, tabla 30: En las estimaciones de demanda del sistema del Metro de Panamá observamos que, al igual que la estimación de crecimiento de la demanda y consumo energético del SIN, se presentan escenarios para demanda alta, demanda baja y demanda moderada con valores muy similares. Recomendamos a ETESA revisar estas proyecciones y de ser necesario rectificarlas.

- **Gráficos**

- i. Página 60, gráfico N°17: Se solicita código de colores para comprender la gráfica puesto que se muestran cuatro líneas y es un gráfico de demanda máxima en función del tiempo.

Se debe colocar las unidades de los ejes de modo que no haya confusiones.

- ii. Página 179, Gráfico 48: Se observa que la curva de la subestación Santa María correspondiente al 2 de julio no coincide con las mediciones de los SMEC de las líneas 115-7 + 115-35. Se muestra a continuación una comparación de ambas gráficas.

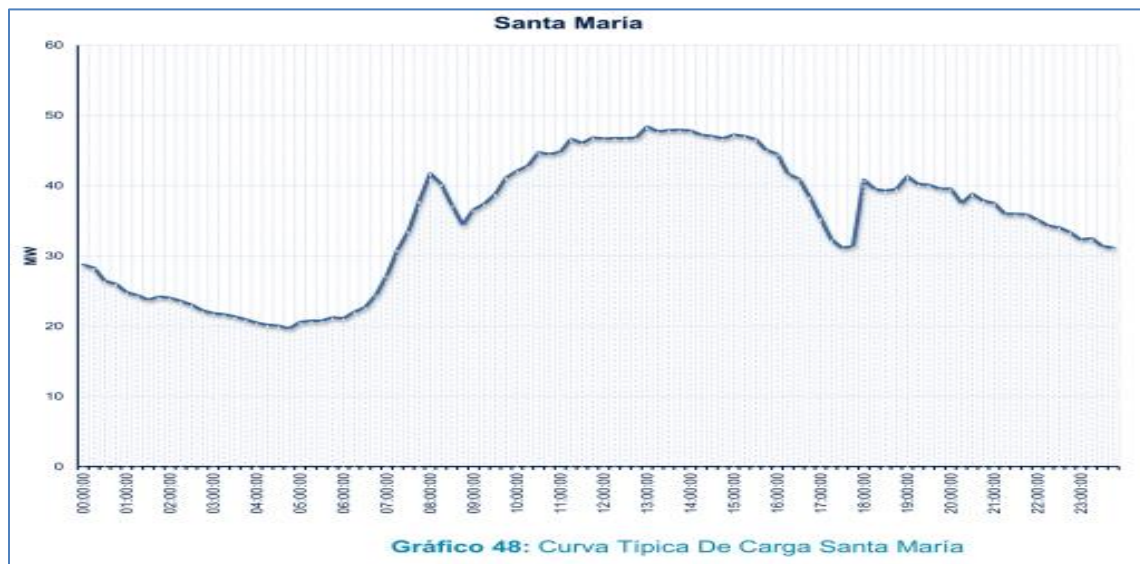


Gráfico presentado por ETESA. S/E Santa María para el 2 de julio de 2015.

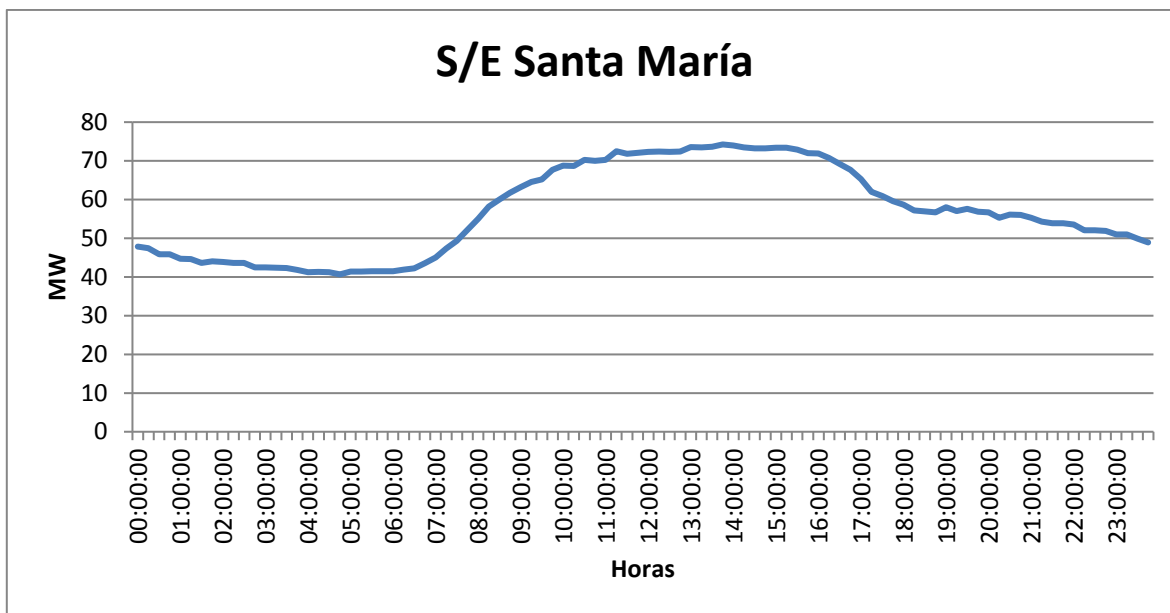


Gráfico a partir de mediciones SMEC. S/E Santa María para el 2 de julio de 2015

- iii. Página 177, Grafico 44: Se observa que la curva de la subestación Chilibre correspondiente al 2 de julio no coincide con las mediciones SMEC. En nuestro nodo contemplamos las cargas de la potabilizadora (IDAAN), S/E Calzada Larga y S/E Chilibre. Se muestra a continuación una comparación de ambas gráficas.

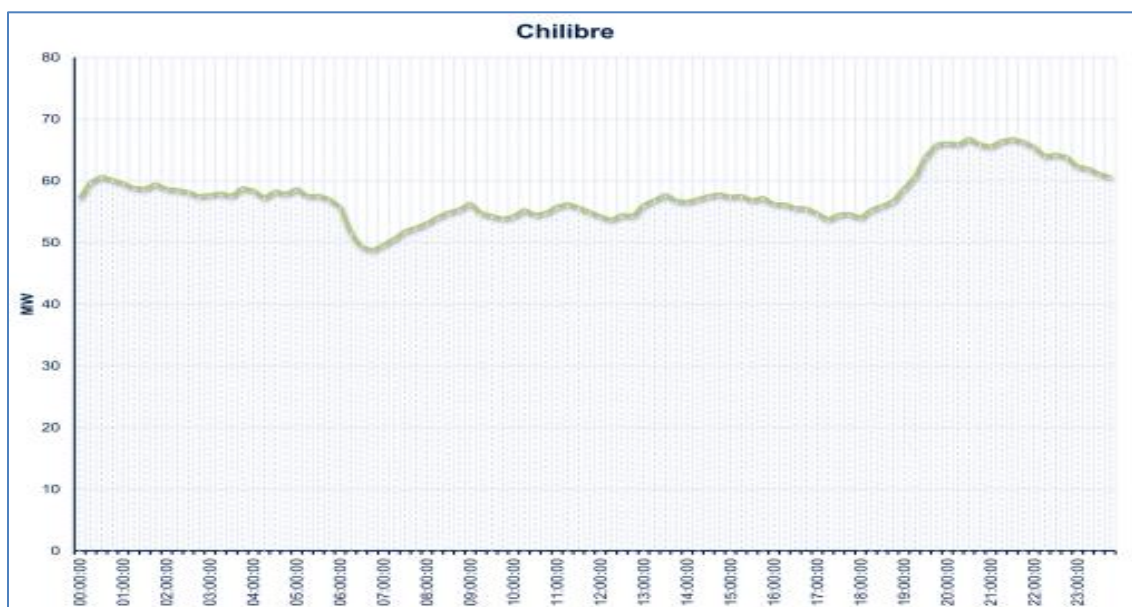


Gráfico presentado por ETESA. S/E Chilibre para el 2 de julio de 2015

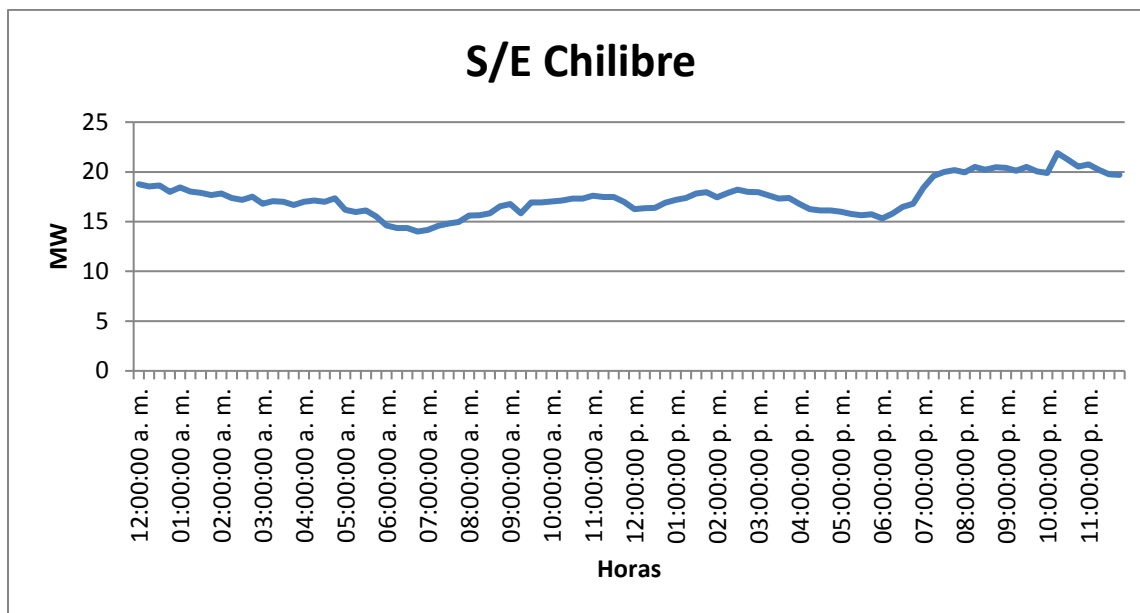


Gráfico a partir de los datos SMEC. S/E Chilibre para el 2 de julio de 2015

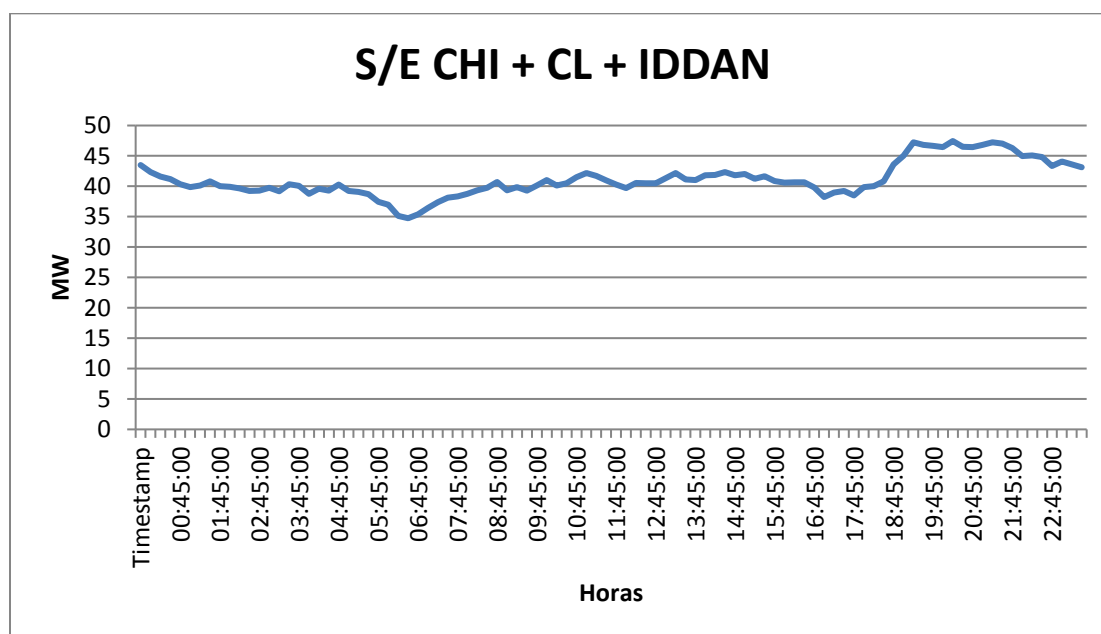


Gráfico a partir de los datos SMEC. S/E Chilibre + S/E Calzada Larga + IDAAN para el 2 de julio de 2015

- iv. Página 176, Grafico 42: Se observa que la curva de la subestación Las Minas 44 correspondiente al 2 de julio no coincide con nuestras mediciones. Se muestra a continuación una comparación de ambas gráficas:



Gráfico presentado por ETESA, S/E Las Minas 44 para el 2 de julio de 2015.

Cuando se compartieron proyecciones mediante nota ETE-DTR-GPL-492-2015, se indicaba que “Bahía Las Minas 44 kV” comprendía el anillo de 44 kV (carga SE Colón + SE Mount Hope). La Gráfica 42 (página 176) muestra una curva de demanda que corresponde a los transformadores TX-8 y TX-9 de Bahía Las Minas.

El gráfico coincide con las mediciones SMEC de los transformadores mencionados, pero es importante recalcar que Las Minas 44 en la información enviada por ENSA se refiere a las S/E Colón y S/E Monte Esperanza.

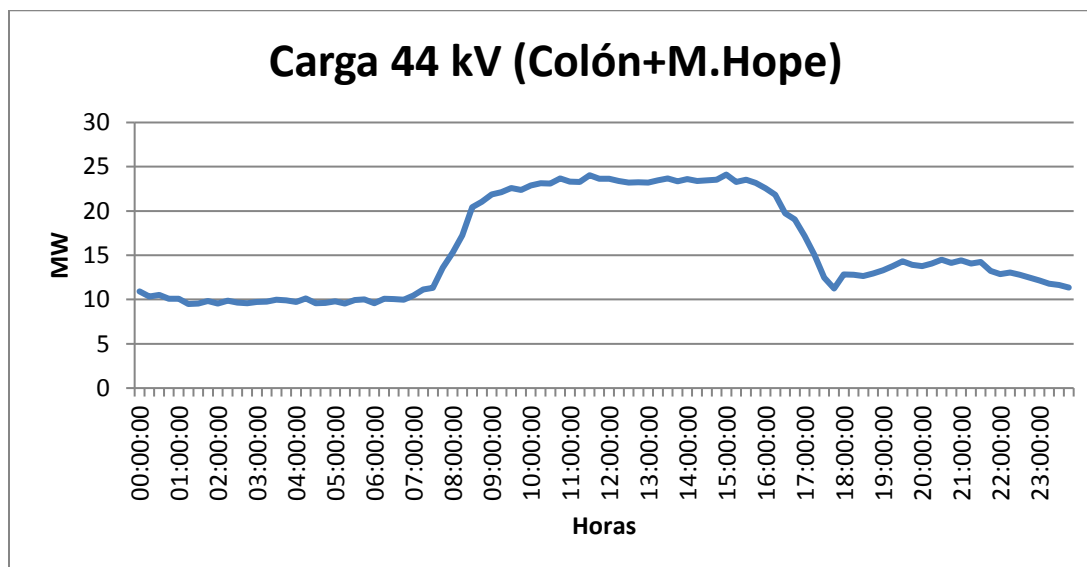


Gráfico a partir de los datos de ENSA. Carga 44 kV para el 2 de julio de 2015

Nota: Se adjuntan las lecturas correspondientes con el fin de que se homologue la información.

- **Tablas**

No se especifica las unidades (p.e. MW y energía); no se especifica si las curvas son máximas o promedio.

Atendiendo a lo anterior se pudo observar:

- Página 17: En la tabla N°6 mezclan unidades de energía con unidades potencia, siendo estos (GWh ó MW) y no se logra diferenciar cuál valor pertenece a la energía y cuál pertenece a la potencia.
- Página 57: En tabla N° 14 se observan errores en los períodos declarados. Donde dice: “1998-2202” y “2203-2008”, debe decir: “1998-2002” y “2003-2008”, respectivamente.

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

Tabla 14: presenta error en el rango de años.

- Página 93: En la tabla N° 23, se muestra la proyección a 2018 de 56 GWh para Darién, para los sistemas de Santa Fe, Yaviza y La Palma que fue compartida a ETESA a principios del año 2013.

Aun cuando se menciona que “es posible que estas cifras no reflejen la demanda real del servicio...”, les compartimos los valores reales registrados en los años 2013-2015, así como nuestra proyección actualizada para estos centros de generación de Darién de manera que puedan ser incorporados en su informe.

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

Proyección de Crecimiento de demandas anuales de energía presentada en el Plan de expansión ETESA 2016-2030.

PROYECCION 2016-2033																
ENERGIA (GWh)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Santa Fe	37.23	38.72	40.25	41.93	43.61	45.18	46.76	48.33	49.90	51.48	53.05	54.62	56.20	57.77	59.34	60.92
Yaviza	6.29	6.54	6.80	7.09	7.37	7.64	7.90	8.17	8.44	8.70	8.97	9.23	9.50	9.77	10.03	10.30
La Palma	4.80	4.85	4.91	5.08	5.24	5.40	5.57	5.73	5.90	6.06	6.23	6.39	6.55	6.72	6.88	7.05
Boca de Cupe	0.50	0.51	0.52	0.55	0.57	0.59	0.62	0.64	0.67	0.69	0.71	0.74	0.76	0.78	0.81	0.83
Total	48.82	50.63	52.49	54.64	56.79	58.82	60.85	62.87	64.90	66.93	68.96	70.98	73.01	75.04	77.07	79.09

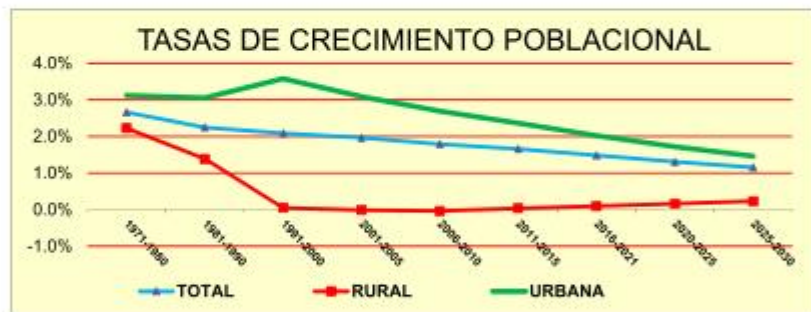
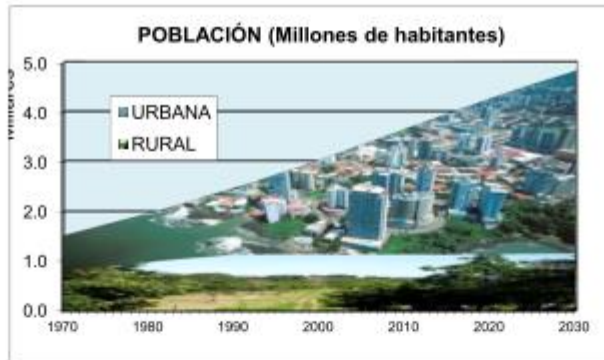
PROYECCION 2016-2033																
DEMANDA (MW)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Santa Fe	6.11	6.35	6.61	6.86	7.12	7.38	7.63	7.89	8.15	8.40	8.66	8.92	9.18	9.43	9.69	9.95
Yaviza	1.31	1.36	1.41	1.47	1.53	1.59	1.64	1.70	1.75	1.81	1.86	1.92	1.98	2.03	2.09	2.14
La Palma	0.85	0.86	0.87	0.90	0.92	0.95	0.97	0.99	1.02	1.04	1.07	1.09	1.12	1.14	1.17	1.19
Boca de Cupe	0.12	0.12	0.12	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14	0.15	0.15	0.15	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17
Total	8.38	8.69	9.01	9.36	9.70	10.04	10.39	10.73	11.07	11.41	11.75	12.09	12.43	12.77	13.11	13.45

Tabla de proyección de demanda y energía para Darién, actualizadas.

❖ ANEXO III “Metodología y Alcance del Modelo”

- i. En la sección “Tasas de crecimiento” - Gráfico de “Población (Millones de habitantes)”, se sugiere modificar el formato de presentación ya que las imágenes utilizadas dificultan la interpretación del mismo.

Observamos también, que el gráfico “Tasas de Crecimiento Poblacional” muestra valores fuera del mismo y no se comprende si forman parte de alguna de las tablas anteriores.



0.01806201

924.1
15 1.27101642

Gráfico con valores fuera de posición.

- | AJUSTES A LAS ESTIMACIONES AÑO 2014 | | | | | | | | | |
|--|---------|--|---------|------------------------------|----------|--|----------|----------|--|
| E2 | | E3 | | E4 | | E5 | | | |
| PROMEDIO DE CAMBIO DE UTRIMOS 3 Años 2011-13 | | PROMEDIO DE CAMBIO DE UTRIMOS 3 Años 2011-13 | | AJUSTADO Estructuras Base E2 | | AJUSTADO Estructuras Base E2 y Promedios Pronósticos Subsidios | | | |
| -0.8% | 811.7 | 2.7% | 809.8 | 2.5% | 811.7 | 2.7% | 721.8 | -10.1% | |
| 3.1% | 256.4 | 55.1% | 257.8 | 56.0% | 256.4 | 55.1% | 228.0 | 2.6% | |
| 36.6% | 744.0 | 44.6% | 721.7 | 40.1% | 744.0 | 44.4% | 661.7 | 2.6% | |
| 12.7% | 1,812.2 | 23.2% | 1,789 | 21.6% | 1,812 | 23.2% | 1,611 | 9.6% | |
| 6.4% | 1,936.1 | -0.2% | 1,926.2 | -0.7% | 1,936.1 | -0.2% | 1,721.7 | -10.8% | |
| 23.3% | 1,487.0 | 29.6% | 1,485.8 | 29.7% | 1,487.0 | 29.8% | 1,322.3 | -9.9% | |
| 34.0% | 6,166.6 | 42.3% | 5,822.9 | 34.4% | 6,166.6 | 42.3% | 5,483.7 | 3.9% | |
| 10.2% | 5,315.2 | 14.7% | 5,375.0 | 16.0% | 5,315.2 | 14.7% | 4,726.6 | -7.6% | |
| 52.5% | 14,965 | 23.7% | 14,610 | 21.2% | 14,965 | 23.7% | 13,254 | 10.0% | |
| 15.4% | 6,430.6 | 8.3% | 6,458.5 | 9.3% | 6,430.6 | 8.3% | 5,718.5 | -9.2% | |
| 12.4% | 966.2 | 5.2% | 968.0 | 4.4% | 966.2 | 5.2% | 859.2 | -9.7% | |
| 15.7% | 2,983.5 | 21.9% | 2,950.9 | 21.4% | 2,983.5 | 21.9% | 2,635.3 | -4.7% | |
| 23.5% | 3,398.2 | 29.5% | 3,403.2 | 29.7% | 3,398.2 | 29.5% | 3,021.8 | -3.2% | |
| 18.1% | 374.0 | 19.0% | 377.3 | 16.0% | 374.0 | 15.0% | 332.6 | -7.4% | |
| 13.0% | -839.0 | 13.4% | -836.0 | 13.0% | -839.0 | 13.4% | -746.1 | -10.4% | |
| 38.3% | 13,293 | 15.6% | 13,352 | 16.2% | 13,293 | 15.6% | 11,821 | 2.8% | |
| 32.1% | 517.2 | 24.6% | 505.6 | 21.2% | 517.2 | 24.6% | 459.9 | -3.0% | |
| 13.4% | 810.8 | 7.5% | 783.7 | 6.5% | 810.8 | 7.4% | 721.0 | -2.0% | |
| 16.9% | 2,375.9 | 14.0% | 2,438.8 | 14.1% | 2,375.9 | 14.0% | 2,112.8 | -8.7% | |
| 38.8% | 514.7 | 42.6% | 485.8 | 34.6% | 514.7 | 42.6% | 457.7 | 4.0% | |
| 42.2% | 2,272.1 | 21.1% | 2,272.7 | 21.1% | 2,272.1 | 21.1% | 2,020.5 | -5.2% | |
| 10.6% | 172.5 | 2.7% | 176.4 | 5.0% | 172.5 | 2.7% | 153.4 | -11.6% | |
| 40.2% | 2,959.3 | 23.0% | 2,934.9 | 22.0% | 2,959.3 | 23.0% | 2,631.6 | 9.4% | |
| 31.5% | 6,663 | 19.6% | 6,664 | 19.6% | 6,663 | 19.6% | 5,925 | 6.4% | |
| - | - | - | - | #_DIV/0! | - | - | - | #_DIV/0! | |
| - | - | - | - | #_DIV/0! | - | - | - | #_DIV/0! | |
| - | - | - | - | #_DIV/0! | - | - | - | #_DIV/0! | |
| - | - | 0.0 | - | #_DIV/0! | - | 0.0 | - | - | |
| 16.6% | 1,487.4 | 10.4% | 1,471.8 | 10.4% | 1,487.4 | 11.6% | 0.6 | -100.0% | |
| 4.6% | 38,161 | | 37,887 | | 38,161.0 | | 33,935.1 | 32,612.4 | |
| -0.299713117 | 6.75% | | 5.98% | | 6.75% | | 6.31% | | |
| 13.7% | | 12.8% | | 13.7% | | 1.1% | | | |
| | | | | 6.3% | | | | | |
| | | | | 0.4% | | | | | |
| | | | | -5.11% | | | | | |

- iii. Para la sección 8 “Pronósticos del PIB 2016”: El gráfico que antecede al titulado como “*PRODUCTO INTERNO BRUTO EN MILLONES DE BALBOAS DEL AÑO 2007*” no tiene título, por tanto se desconoce qué representa.



Gráfico sin título.

- iv. Para la sección 13 “Tasas de crecimiento del PIB” cuadro 13: En la columna de “PERIODOS” para los escenarios pesimista, optimista y moderado, se muestra una celda que dice: “2016-2015”, la cual antecede a la celda que dice: “2016-2019” por tanto, se debe verificar el rango de años.

RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN
ESCENARIOS
2016-2030

PERIODOS	TOTAL	DIFERENCIAS	INDUSTRIAL	
			TASA	% /TOTAL
TASAS HISTORICAS (PIB- base 982)				
1980-1990	2.81%	-1.41%	1.41%	9.71%
1991-2000	5.09%	0.16%	5.25%	10.51%
2001-2012	6.52%	-3.94%	2.58%	7.04%
Máximo	15.20%	0.00%	22.74%	12.30%
Promedio		-1.73%		
ESCENARIO MODERADO				
2014	5.78%		-0.74%	5.44%
2016-2015	6.07%	-5.03%	1.04%	5.18%
2016-2019	6.22%	-3.99%	2.23%	4.90%
2020-2030	5.48%	-2.59%	2.89%	4.05%
ESCENARIO OPTIMISTA				
2014	5.78%		-0.74%	5.44%
2016-2015	6.78%	-5.67%	1.11%	5.15%
2016-2019	8.12%	-5.87%	2.25%	4.75%
2020-2030	6.36%	-3.08%	3.28%	3.64%
ESCENARIO PESIMISTA				
2014	5.78%		-0.74%	5.44%
2016-2015	4.73%	-3.83%	0.91%	5.24%
2016-2019	4.68%	-3.98%	0.70%	4.91%
2020-2030	3.50%	-1.02%	2.48%	4.32%

- v. En las secciones 14 y 15 “Análisis del Factor de Carga Sistema Interconectado”: se debe considerar el factor de carga real del año 2015 y no el estimado.
- a. Aplica para la sección 16 “Proyección de pérdidas de Energía”: se deben utilizar valores reales de pérdidas para el año 2015.

**FACTOR DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO
POR MESES (ENERO - DICIEMBRE)
AÑOS 2011 -2014**

	AÑO 2011	FC	FC	FC		FC
	REGISTRO	REGISTRO	AÑO 2013	AÑO 2013	Estimado	AÑO 2014
			REGISTRO	REGISTRO		REGISTRO
Ene	0.684	Jan-12	0.707	Jan-13	0.704	0.697
Feb	0.702	Feb-12	0.693	Feb-13	0.699	0.704
Mar	0.664	Mar-12	0.710	Mar-13	0.693	0.685
Abr	0.679	Apr-12	0.683	Apr-13	0.725	0.702
May	0.679	May-12	0.695	May-13	0.658	0.704
Jun	0.688	Jun-12	0.686	Jun-13	0.693	0.706
Jul	0.679	Jul-12	0.691	Jul-13	0.699	0.714
Ago	0.687	Aug-12	0.703	Aug-13	0.697	0.700
Sept	0.678	Sep-12	0.701	Sep-13	0.698	0.744
Oct	0.671	Oct-12	0.713	Oct-13	0.718	0.723
Nov	0.680	Nov-12	0.719	Nov-13	0.704	0.722
Dec	0.709	Dec-12	0.727	Dec-13	0.690	0.727
PROMEDIO	0.683		0.702		0.698	0.711
Maximo	0.709		0.727		0.725	0.744

- vi. En la sección 16 “Premisas de proyección de pérdidas de energía” página 4, 5, 6 de 6: el cuadro no presenta nombres para las columnas lo cual no permite interpretar la tabla.

ESTADÍSTICAS DE ASEP						
VENTAS DE ENERGÍA POR EMPRES Y TIPO DE CLIENTE						
	ENERGIA DISPONIBLE	ENERGIA RECIBIDA	PERDIDAS DISTRIBUCION RECLAMADAS	OTROS CONSUMOS	DIFERENCIA	
1.302465431	4999.9	4,594.49	711.86	15.49%	222.15	
1.300715078	5221.7	4,777.63	739.12	15.47%	177.95	
1.271843851	5342.6	4,954.80	765.93	15.46%	116.51	
1.2448856	5571.0	5,117.03	659.79	12.89%	129.97	
1.225939251	5711.0	5,256.97	599.63	11.41%	169.83	
1.217728521	5861.3	5,540.28	654.93	11.82%	154.47	
1.199948746	6208.8	5,798.88	595.53	10.27%	191.17	
1.200373058	6386.4	5,963.75	688.40	11.54%	86.09	
1.205642852	6753.7	6,295.71	639.19	10.18%	214.48	
1.196367829	7290.3	6,593.88	652.73	9.90%	215.34	
1.196148761	7722.5	6,964.11	707.05	10.15%	245.92	
1.191632447	8359.8	7,547.83	749.83	9.93%	208.85	
1.19062902	8722.1	7,878.60	762.61	9.83%	219.75	
1.196959578	9150.5	8,230.19	863.70	10.74%	187.10	
1.228077556	9905.9	8187.0	971.60	11.87%	328.10	
		4.8%	4.6%	2.2%		
1.241060265	1.209926486					
2002	-0.00537039	-0.537039178				
2003	-0.10732857	-10.73285684				
2004	-0.11543247	-11.54324742				
2005	-0.08493168	-8.493168372				
2006	-0.03497927	-3.497927445				
2007	-0.08580858	-8.58085802				
2008	-0.16944898	-16.94489771				
2009	0.24001664	24.0016637				
2010	-0.04285923	-4.285923135				
2011	0.00210007	0.210006685				
2012	-0.02495850	-2.495890359				
2013	-0.01441876	-1.441875768				

Tabla con columnas sin titular.

- vii. En la sección 26 “Demanda máxima de generación por participante y por barra” en la tabla titulada como *REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2016-2026 (MW)*: Tomar en consideración la información enviada mediante nota DI-ADM-018-2016 emitida el 15 de enero de 2016, que responde a la nota ETE-DTR-GPL-492-2015, relacionada con la información para el plan de expansión de

transmisión 2016, donde ENSA comparte su plan de expansión, proyección de demanda y entradas de nuevas subestaciones.

Se observa, en el cuadro mencionado, una no concordancia a lo entregado y pronosticado en nuestros planes. Tomar en consideración esta información para sus proyecciones y estimaciones futuras.

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

Cuadro de demanda presentado por ETESA.

SUBESTACIÓN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Tocumen	55.90	61.16	67.96	71.37	74.23	76.26	78.32	78.85	81.61	83.90	86.50	88.68
Cerro Viento	77.00	78.02	72.35	73.12	73.89	74.66	75.43	73.09	73.83	74.56	75.11	75.67
Llano Bonito	29.20	32.44	26.13	28.06	29.86	31.94	33.66	35.39	37.32	38.97	40.77	43.64
Santa María	73.30	77.72	80.04	82.74	84.67	86.28	88.27	90.28	91.89	93.34	94.66	96.01
Monte Oscuro	78.10	81.63	54.39	55.12	55.85	56.59	57.32	58.05	58.78	59.51	60.25	60.98
Tinajitas	57.70	60.41	63.22	66.27	66.46	70.33	59.20	61.08	62.14	63.19	64.25	65.30
Geehan	17.30	18.69	19.41	20.73	13.05	13.23	13.42	13.60	13.78	13.96	14.15	14.33
Chilibre (Incluye IDAAN)	35.62	35.86	36.11	36.36	36.61	36.85	37.10	37.35	37.59	37.84	38.09	38.34
Calzada Larga	6.20	6.33	6.53	6.67	6.87	7.00	4.20	4.27	4.40	4.47	4.60	4.67
France Field	59.60	62.19	65.29	67.84	70.09	73.33	75.30	66.23	67.97	71.93	77.22	83.37
Bahía Las Minas	16.50	16.92	17.78	18.88	19.55	20.11	20.62	21.02	21.35	21.67	21.99	22.31
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH) ¹	32.00	32.82	34.49	36.62	37.91	39.01	39.98	40.76	41.40	42.02	42.64	43.26
24 de Diciembre	28.90	29.63	30.27	30.82	31.39	32.00	32.66	33.40	34.24	35.22	36.41	37.87
Nueva S/E Gonzalillo							15.23	17.14	19.66	21.23	23.75	26.71
Nueva S/E Costa del Este			41.60	45.27	48.16	50.78	51.13	51.39	51.65	51.92	52.18	52.44
Nueva S/E Brisas del Golf								8.24	8.72	9.33	10.14	12.01
Nueva S/E Cativá								12.18	12.47	12.80	13.16	13.41
Nueva S/E Chepo					8.12	8.24	8.35	8.46	8.58	8.69	8.81	8.92

¹ A partir del año 2017 la demanda al anillo en 44kV será servida desde S/E Monte Esperanza que se alimentará mediante líneas 115 kV.

Cuadro de demanda coincidente suministrado en nota de respuesta DI-ADM-018-2016.

SUBESTACIÓN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Tocumen	62.05	67.89	75.44	79.22	82.39	84.65	86.94	87.52	90.59	93.13	96.01	98.44
Cerro Viento	89.88	91.08	84.46	85.36	86.25	87.15	88.05	85.32	86.18	87.04	87.68	88.33
Llano Bonito	39.97	44.41	35.77	38.42	40.88	43.73	46.08	48.44	51.09	53.35	55.81	59.74
Santa María	82.58	87.56	90.17	93.22	95.39	97.20	99.44	101.71	103.53	105.16	106.65	108.16
Monte Oscuro	85.35	89.20	59.44	60.24	61.04	61.84	62.64	63.44	64.24	65.04	65.84	66.64
Tinajitas	63.23	66.20	69.28	72.62	72.82	77.07	64.87	66.94	68.09	69.25	70.40	71.56
Geehan	20.49	22.14	22.98	24.55	15.46	15.67	15.89	16.10	16.32	16.54	16.75	16.97
Chilibre (Incluye IDAAN)	40.77	41.05	41.34	41.62	41.90	42.19	42.47	42.75	43.03	43.32	43.60	43.88
Calzada Larga	8.98	9.18	9.47	9.66	9.95	10.14	6.09	6.18	6.38	6.47	6.67	6.76
France Field	68.14	71.10	74.65	77.56	80.13	83.83	86.08	75.71	77.71	82.24	88.28	95.32
Bahía Las Minas	23.77	24.38	25.61	27.20	28.16	28.97	29.70	30.28	30.75	31.21	31.67	32.13
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH) ¹	35.78	36.70	38.56	40.95	42.39	43.61	44.71	45.58	46.29	46.98	47.68	48.37
24 de Diciembre	37.27	38.20	39.03	39.73	40.47	41.26	42.12	43.06	44.15	45.42	46.95	48.83
Nueva S/E Gonzalillo							17.50	19.70	22.60	24.40	27.30	30.70
Nueva S/E Costa del Este			47.60	51.80	55.10	58.10	58.50	58.80	59.10	59.40	59.70	60.00
Nueva S/E Brisas del Golf								9.43	9.97	10.68	11.60	13.75
Nueva S/E Cativá								13.37	13.68	14.05	14.44	14.72
Nueva S/E Chepo					9.62	9.75	9.89	10.02	10.16	10.29	10.43	10.56

¹ A partir del año 2017 la demanda correspondiente al anillo en 44kV será servida desde S/E Monte Esperanza que se alimentará mediante líneas

Cuadro de demanda no coincidente suministrado en nota de respuesta DI-ADM-018-2016.

❖ TOMO II – PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

• Capítulo 6 “Escenarios de Expansión”

- i. Página 50, Tabla 6.1 “Cronograma de Expansión a Corto Plazo”: En esta tabla, se refleja la entrada de grandes generadores térmicos en la provincia de Colón a base de Gas Natural y Carbón. La entrada de los mismos al sistema de generación está propuesta para los años 2018 y 2019 respectivamente. Dos de estos generadores ya poseen contrato de generación con ENSA. Motivo por el cual, al observar el Tomo III – Plan de Transmisión vemos que la construcción de las líneas de transmisión que transportarán esa energía se proyectan culminar en enero 2020. ¿Existe alguna alternativa de salida de energía desde Colón hacia Panamá que pueda transportar la generación de las plantas Gas Natural de Bahía Las Minas, Coal Power y Costa Norte I?

Tabla 6. 1: Cronograma de Expansión de Corto Plazo

Tabla 6: 1. Cronograma de Expansión de Cerro Hualto									
Mes	Año	Proyecto	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada (MW)	Demanda (MW)
6	2016	Bajo de Totumas	5.00				80.62	3166.33	1705.58
6	2016	Los Planetas 2	8.62						
6	2016	Don Felix			9.00				
6	2016	Solar Fotovoltaica 01			10.00				
7	2016	Cerro Patacón				10.00			
8	2016	Solar Fotovoltaica 02			10.00				
9	2016	San Andres	10.00						
9	2016	Solar Fotovoltaica 03			10.00				
12	2016	Farallon Solar			8.00				
12	2016	BLM 8				(33.50)			
12	2016	J. Brown G5				(32.00)			
12	2016	J. Brown G6				(32.00)			
1	2017	Cerro Azul MT XQC1600				39.21	282.46	3351.29	1803.60
1	2017	Cerro Azul MT PM1360				5.44			
1	2017	Energyst El Sánchez				44.33			
2	2017	Solar Fotovoltaica 04			10.00				
3	2017	Eólico 1		52.50					
3	2017	Eólico 2		15.00					
6	2017	Solar Fotovoltaica 07			10.00				
7	2017	Pando	33.30						
7	2017	Barro Blanco	26.59						
7	2017	Barro Blanco Minicentral	1.89						
7	2017	Solar Fotovoltaica 08			10.00				
7	2017	Solar Fotovoltaica 09			20.00				
8	2017	Solar Fotovoltaica 10			6.00				
9	2017	Punta Rincón				**297.5			
10	2017	La Cuchilla	8.20						
1	2018	Chuspa	8.80						
1	2018	Solar Fotovoltaica 11			20.00				
1	2018	Solar Fotovoltaica 12			3.00				
1	2018	Solar Fotovoltaica 13			10.00				
2	2018	Solar Fotovoltaica 14			10.00				
2	2018	Solar Fotovoltaica 15			10.00				
2	2018	Solar Fotovoltaica 16			10.00				
2	2018	Solar Fotovoltaica 17			10.00				
2	2018	Solar Fotovoltaica 18			10.00				
2	2018	Solar Fotovoltaica 19			10.00				
3	2018	Solar Fotovoltaica 20			10.00				
3	2018	Solar Fotovoltaica 21			10.00				
3	2018	Solar Fotovoltaica 22			10.00				
3	2018	Solar Fotovoltaica 23			10.00				
3	2018	Solar Fotovoltaica 24			10.00				
5	2018	Costa Norte I				381.00			
1	2019	Bahía las Minas (New CC GNL)				168.00			
1	2019	Solar Fotovoltaica 25			10.00				
1	2019	Solar Fotovoltaica 26			10.00				
1	2019	Solar Fotovoltaica 27			10.00				
2	2019	Solar Fotovoltaica 28			5.00				
3	2019	Solar Fotovoltaica 29			10.00				
3	2019	Eólico 3		102.00					
6	2019	Solar Fotovoltaica 30			20.00				
12	2019	El Sindigo	10.00						
12	2019	Tizingal	4.50						
			Σ 116.90	169.50	311.00	550.48	1245.38		
Capacidad Instalada Actual: 3085.71 MW									

Tabla presentada por ETESA para la entrada de generadores a corto plazo.

3 Línea Sabanitas - Panamá III 230 KV y S/E Sabanitas 230 KV Para el año 2020 se estima la adición de Capacidad Instalada (MW) a de gas natural para lo cual la Provincia de Colón se perfila como la zona ideal para la instalación de este tipo de centrales térmicas, debido a sus facilidades geográficas. Estratégicamente, ETESA ha determinado que la mejor manera de evacuar la futura generación a instalarse en la Provincia de Colón, que permita además proveer de un corredor alternativo de abastecimiento a la Provincia de Panamá, es mediante una nueva línea de transmisión de 50 km aproximadamente a nivel de 230 kV desde Colón (Sabanitas). Esta línea de transmisión tiene un diseño para operar en 230 kV con conductor de alta temperatura de operación 1026 Drake ACCC de 717 MVA/circuito para condiciones normales de operación (180°C) y 818 MVA para emergencia (200°C). Para esto será necesario la construcción de la nueva S/E Sabanitas 230 KV, con dos naves de 3 interruptores para la línea proveniente de la central Costa Norte y las líneas hacia la S/E Panamá II y dos naves de dos interruptores, para la nueva línea hacia Panamá III. Inicio de Proyecto: Enero de 2016 Inicio de Operación: Enero de 2020 Costo estimado: B/. 88,134,000	11 Sabanitas 230/115 KV y línea 115 KV Sabanitas – Santa Rita Debido a que este es un proyecto a largo plazo, en revisiones posteriores del Plan de Expansión se verificará la necesidad de este proyecto, el cual depende de futuras plantas térmicas a instalarse en la provincia de Colón. Debido a la entrada en operación de los proyectos termoeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Colón, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Santa Rita y Sabanitas, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de sus límites permisibles de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. Este refuerzo consiste en la construcción de Sabanitas 230/115 KV y la conexión en 115 KV con la S/E Santa Rita mediante una línea de doble circuito. Este proyecto reemplaza la energización en 230 KV de la S/E Santa Rita. COSTOS Subestaciones: Inicio del Proyecto: enero de 2018 Inicio de Operación: enero de 2025 Costo estimado: B/. 18,777,000
--	--

Parte del Plan de Expansión de Transmisión presentado por ETESA.

❖ **ANEXO VI “Metodología de los modelos OptGen y SDDP”**

- i. Página N° 13: Se entiende $c(x)$ como el costo de inversión mientras que $w(x)$ el costo de operación. Según la declaración de variables hecha al inicio del documento, $d(x)$ representa el valor presente del costo operacional. Mientras que $w(x)$ representa la capacidad instalada del proyecto. Se sugiere homologar términos.

$c(t,j)$	valor presente del costo de inversión del proyecto j en la etapa t
$t(j)$	fecha mínima para la decisión del proyecto j
$\bar{t}(j)$	fecha máxima para la decisión del proyecto j
$\tau(l)$	etapa inicial de la l -ésima restricción de capacidad instalada mínima
$\bar{\tau}(l)$	etapa final de la l -ésima restricción de capacidad instalada mínima
$w(j)$	capacidad instalada del proyecto j
$w(l)$	valor de la l -ésima restricción de capacidad instalada mínima
$\bar{w}(l)$	valor de la l -ésima restricción de capacidad instalada máxima
$d(t,i)$	valor presente del costo operativo del generador i en la etapa t

Declaración de variables hecha por ETESA en la página N° 7.

$$\begin{array}{ll} \text{Min} & z(x) = c(x) + w(x) \\ \text{s a} & x \in X \end{array} \quad (3.1)$$

La matriz de variables binarias $x = (x(t,j))$ representa las decisiones de inversión. Como fue definido en el capítulo anterior $x(t,j) = 1$ indica que el proyecto j va a ser construido en la etapa t .

El conjunto X representa las decisiones de inversión factibles, esto es, que atienden a las restricciones de capacidad instalada mínima, restricciones de proyectos asociados y exclusivos, etc.

Finalmente, las funciones $c(x)$ y $w(x)$ representan respectivamente los costos de inversión y operación asociados a la alternativa de expansión x , como se muestra en la Figura 3.1.

Explicación de variables de fórmula.

❖ TOMO III – PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

1. Referencia: Tomo III – Plan de Expansión de Transmisión, página 49.

Para la línea de transmisión Panamá II – Chepo – Metetí 230 kV, el documento indica que el proyecto se encuentra aún por licitarse, con un inicio de operación esperado para septiembre de 2019. Se debe corregir esta información de manera que indique el status del proyecto a la fecha y, de haberse retrasado, se indique la nueva fecha estimada de inicio de operación.

Este cronograma es de gran importancia, dado que es un hito dentro de los proyectos que componen la Integración de Darién al SIN, por lo que requerimos conocer las fechas reales con el fin de realizar una planificación acorde.

• Tablas

- i. Página N° 32, Tabla 6.4 “Proyectos de distribución”: Se observan fechas que no concuerdan con las fechas que maneja ENSA para éstos proyectos. Mediante nota DI-ADM-182-2016 entregada a ETESA se dieron las fechas ajustadas para la puesta en marcha de S/E Costa Del Este para el año 2018, Expansión S/E Santa María fase I para el año 2017 y Expansión S/E Santa María fase II para el año 2019, Expansión S/E Llano Bonito para el año 2020 y la integración de Darién al SIN para el año 2018. Por otro lado, no se toman en cuenta en el cuadro pero si están en el plan de expansión de Ensa, la expansión de la S/E Geehan para el año 2017.

Tabla 6.4, Proyectos de Distribución		
ENSA	Descripción	Fecha
1	Expansión S/E 24 de Diciembre	Invierno 2016
2	Repotenciación de las líneas 115-28 y 115-29	Invierno 2016
3	Expansión S/E Costa del Este	Verano 2017
4	Expansión I S/E Santa María	Verano 2018
5	Expansión S/E Tocumen	Verano 2018
6	Expansión S/E Cerro Viento	Verano 2018
7	Integración de Darién al SIN	Invierno 2019
8	Expansión S/E Llano Bonito	Invierno 2019
9	Nueva S/E Gonzalillo	Verano 2021
10	Nueva S/E Cativa	Verano 2022
11	Nueva S/E Brisas del Golf	Verano 2022

- ii. Página N° 34, Tabla 6.5 “Demanda por Barra”: Está escrito que la información utilizada para ese cuadro fue proporcionada por parte de ENSA en la nota número DI-ADM-018-2016 emitida el 15 de enero de 2016. Sin embargo, los valores que contiene el cuadro de Demanda por Barra son diferentes a los valores que manejamos para las demandas tanto coincidentes como no coincidentes que enviamos en la nota mencionada. Tomar en consideración ésta información para sus proyecciones y estimaciones futuras.

Tabla 6.5, Demanda por Barra

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

Cuadro presentado por ETESA.

SUBESTACIÓN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Tocumen	55.90	61.16	67.96	71.37	74.23	76.26	78.32	78.85	81.61	83.90	86.50	88.68
Cerro Viento	77.00	78.02	72.35	73.12	73.89	74.66	75.43	73.09	73.83	74.56	75.11	75.67
Llano Bonito	29.20	32.44	26.13	28.06	29.86	31.94	33.66	35.39	37.32	38.97	40.77	43.64
Santa María	73.30	77.72	80.04	82.74	84.67	86.28	88.27	90.28	91.89	93.34	94.66	96.01
Monte Oscuro	78.10	81.63	54.39	55.12	55.85	56.59	57.32	58.05	58.78	59.51	60.25	60.98
Tinajitas	57.70	60.41	63.22	66.27	66.46	70.33	59.20	61.08	62.14	63.19	64.25	65.30
Geehan	17.30	18.69	19.41	20.73	13.05	13.23	13.42	13.60	13.78	13.96	14.15	14.33
Chilibre (Incluye IDAAN)	35.62	35.86	36.11	36.36	36.61	36.85	37.10	37.35	37.59	37.84	38.09	38.34
Calzada Larga	6.20	6.33	6.53	6.67	6.87	7.00	4.20	4.27	4.40	4.47	4.60	4.67
France Field	59.60	62.19	65.29	67.84	70.09	73.33	75.30	66.23	67.97	71.93	77.22	83.37
Bahía Las Minas	16.50	16.92	17.78	18.88	19.55	20.11	20.62	21.02	21.35	21.67	21.99	22.31
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH) ¹	32.00	32.82	34.49	36.62	37.91	39.01	39.98	40.76	41.40	42.02	42.64	43.26
24 de Diciembre	28.90	29.63	30.27	30.82	31.39	32.00	32.66	33.40	34.24	35.22	36.41	37.87
Nueva S/E Gonzalillo							15.23	17.14	19.66	21.23	23.75	26.71
Nueva S/E Costa del Este			41.60	45.27	48.16	50.78	51.13	51.39	51.65	51.92	52.18	52.44
Nueva S/E Brisas del Golf								8.24	8.72	9.33	10.14	12.01
Nueva S/E Cativá								12.18	12.47	12.80	13.16	13.41
Nueva S/E Chepo					8.12	8.24	8.35	8.46	8.58	8.69	8.81	8.92

¹ A partir del año 2017 la demanda al anillo en 44kV será servida desde S/E Monte Esperanza que se alimentará mediante líneas 115 kV.

Cuadro de demanda coincidente suministrado en nota de respuesta DI-ADM-018-2016.

SUBESTACIÓN	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Tocumen	62.05	67.89	75.44	79.22	82.39	84.65	86.94	87.52	90.59	93.13	96.01	98.44
Cerro Viento	89.88	91.08	84.46	85.36	86.25	87.15	88.05	85.32	86.18	87.04	87.68	88.33
Llano Bonito	39.97	44.41	35.77	38.42	40.88	43.73	46.08	48.44	51.09	53.35	55.81	59.74
Santa María	82.58	87.56	90.17	93.22	95.39	97.20	99.44	101.71	103.53	105.16	106.65	108.16
Monte Oscuro	85.35	89.20	59.44	60.24	61.04	61.84	62.64	63.44	64.24	65.04	65.84	66.64
Tinajitas	63.23	66.20	69.28	72.62	72.82	77.07	64.87	66.94	68.09	69.25	70.40	71.56
Geehan	20.49	22.14	22.98	24.55	15.46	15.67	15.89	16.10	16.32	16.54	16.75	16.97
Chilibre (Incluye IDAAN)	40.77	41.05	41.34	41.62	41.90	42.19	42.47	42.75	43.03	43.32	43.60	43.88
Calzada Larga	8.98	9.18	9.47	9.66	9.95	10.14	6.09	6.18	6.38	6.47	6.67	6.76
France Field	68.14	71.10	74.65	77.56	80.13	83.83	86.08	75.71	77.71	82.24	88.28	95.32
Bahía Las Minas	23.77	24.38	25.61	27.20	28.16	28.97	29.70	30.28	30.75	31.21	31.67	32.13
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH) ¹	35.78	36.70	38.56	40.95	42.39	43.61	44.71	45.58	46.29	46.98	47.68	48.37
24 de Diciembre	37.27	38.20	39.03	39.73	40.47	41.26	42.12	43.06	44.15	45.42	46.95	48.83
Nueva S/E Gonzalillo							17.50	19.70	22.60	24.40	27.30	30.70
Nueva S/E Costa del Este			47.60	51.80	55.10	58.10	58.50	58.80	59.10	59.40	59.70	60.00
Nueva S/E Brisas del Golf								9.43	9.97	10.68	11.60	13.75
Nueva S/E Cativá								13.37	13.68	14.05	14.44	14.72
Nueva S/E Chepo					9.62	9.75	9.89	10.02	10.16	10.29	10.43	10.56

¹ A partir del año 2017 la demanda correspondiente al anillo en 44kV será servida desde S/E Monte Esperanza que se alimentará mediante líneas

Cuadro de demanda no coincidente suministrado en nota de respuesta DI-ADM-018-2016.

- iii. Página N° 43, Párrafo N° 1 "Adición e Instalación de Transformador T5 S/E Panamá": a lo largo de toda la sección se menciona un T5 pero se menciona que es el cuarto transformador de la S/E Panamá. Luego, se mencionan obras civiles para un T4. Homologar términos.

La ampliación de la Subestación Panamá (equipos para la conexión del T4) fue el contrato GG-017-2012 con la empresa Consorcio Electroistmo, S.A. La Orden de Proceder se dio el 17 de septiembre de 2012.

2. Adición e Instalación de Transformador T5 S/E Panamá

Debido al aumento de carga del área metropolitana y 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.

Textos presentados por ETESA para la descripción de la Instalación de nuevo Tx en la S/E Panamá.

- iv. Página N° 55, Párrafo N° 1: Contiene un formato diferente al presentado a lo largo del informe.

Finalmente, para el año 2026 se observa como resultado último una destacada incorporación de generación térmica de bajo costo que determina la Figura y Figura 9.9). Destacando que no generación despachada por zona (Figura 9.8) hay nueva generación en el occidente y vinculadas a combustibles fósiles en el oriente, inclusive en el escenario lluvioso. todas las incorporaciones están

Párrafo presentado por ETESA como comentario al gráfico 9.7

- v. Página 78, Epígrafe 6 “Aumento de capacidad de la línea 2 (LT2): Veladero - Llano Sánchez - El Coco - Panamá II 230kV”: Se observa una incongruencia con referencia al costo del proyecto colocado en párrafo (6,9008,000) con el costo que se presenta en el costo estimado en la última línea de la figura mostrada. Debe decir B/. 6,908,000.

Veladero a Panamá II. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 350 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, torres adicionales, para lograr aumentar la altura de los conductores a tierra, permitiendo así el aumento de capacidad deseado. Se ha estimado que el costo total para aumentar la capacidad de esta línea, con longitud de 84.5 km será de aproximadamente B/. 6,9008,000.

Estado: por licitarse
Inicio de Construcción: enero de 2017
Inicio de Operación: mayo de 2020
Costo estimado: B/. 6,908,000

Costo del proyecto presentado en el Plan de Expansión de Transmisión.

❖ ANEXO III “Análisis de las Alternativas”

- i. Página 3, Epígrafe 1: se observa un párrafo repetido en la sección mencionada. Se sugiere revisar y modificar.

1. ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS

El análisis de los resultados de los estudios eléctricos determinó los siguientes grupos de ampliaciones para desarrollar en el sistema eléctrico panameño, consideran la Alternativa 1 que desarrolla la Red en 500 kV, y la Alternativa 2 lo hace en una tensión no mayor a 230 kV.

El siguiente grupo de unifilares de la red eléctrica de Panamá, muestra principalmente las líneas de alta tensión en 230 kV y generación existente en cada escenario, y las ampliaciones candidatas que permiten cumplir con los criterios operativos para el diseño de la red de largo plazo (2020-2026).

El análisis de los resultados de los estudios eléctricos determinó los siguientes grupos de ampliaciones para desarrollar el sistema, consideran la Alternativa 1 que desarrolla la Red en 500 kV, y la Alternativa 2 lo hace en una tensión no mayor a 230 kV.

Epígrafe 1 mostrado por ETESA en el Anexo III.

- ❖ **ANEXO VII “Plan de Inversión”**
- i. Página 1, Tabla “Proyectos de expansión del Sistema de Transmisión”: en el Tomo III se presentan algunos costos diferentes a lo que se reflejan en la tabla consolidada de proyectos del Plan de Inversión. Se sugiere verificar cantidades.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A. PLAN DE INVERSIÓN PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (MILES DE B.)															Nueva Fecha Plan 2016	Costo (Miles de B.)
	DESCRIPCIÓN	hasta 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL			
1	TOTAL	39,687	47,552	289,358	46,794	183,021	170,690	532,101	28,089	12,836	23,252	296,486	1,669,777			1,669,777
2																
3	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO	30,596	30,108	257,925	19,341	136,516	126,294	0	0	0	0	0	600,780			600,780
4	TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV	5,163	11,379	256,663									273,205	30/09/16 y 30/4/17		273,205
5	LIT VELADERO-LL SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO. 1200 ACAR	5,107	10,533	203,606									219,240			219,240
6	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	16	230	13,086									13,332	30/9/16		13,332
7	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	13	197	15,554									15,764	30/9/16		15,764
8	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	12	136	17,296									17,444	30/4/17		17,444
9	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	15	283	7,121									7,419	30/4/17		7,419
10	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV	11,637	9,264										20,301			20,301
11	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	6,212	9,264										15,476	31/12/16		15,476
12	ADICIÓN S/E SANTA RITA 115 KV	2,923											2,923	31/12/16		2,923
13	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	1,902											1,902	31/12/16		1,902
14	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV	1,902											1,902	31/12/16		1,902
15	NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV	10	3,622	1,262	561	26,821							32,276			32,276
16	LIT MATA DE NANCE-BOQ-PRO (DOBLE CTO)-FRONT 230 KV 1028 ACCC					26,821							26,821	30/4/18		26,821
17	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	10	2,296	841	351								3,498	30/4/18		3,498
18	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV			1,326	421	210							1,957	30/4/18		1,957
19	ADICIÓN TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA	4,409	5,388										9,797	31/10/16		9,797
20	ADICIÓN TRANSFORMADOR T5 S/E PANAMA 350 MVA	9,977	455										10,432	31/12/16		10,432
21	ADICIÓN TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA					7,640							7,640	31/10/18		7,640
22	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR					22,702							22,702	31/7/18		22,702
23	SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR					21,652							21,652	31/7/18		21,652
24	ADICIÓN BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV (SVC)				6,848								6,848	30/4/17		6,848
25	ADICIÓN BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV (SVC)				11,932								11,932	30/4/17		11,932
26	ADICIÓN BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV					13,172							13,172	30/8/18		13,172
27	ADICIÓN BANCO CAPACITORES 90 MVAR SAN BARTOLO 230 KV					11,324							11,324	30/8/18		11,324
28	ADICIÓN BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SANCHEZ 230 KV					3,451							3,451	30/8/18		3,451
29	ADICIÓN REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV					16,934							16,934	30/9/18		16,934
30	ADICIÓN REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV					11,320							11,320	30/9/18		11,320
31	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV					1,500							1,500	31/3/18		1,500
32	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC					9,205							9,205	28/2/19		9,205
33	SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV					4,963							4,963	28/2/19		4,963
34	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV 1 CTO.					2,773							2,773	28/2/19		2,773
35	ADICIÓN EN PANAMA Y CACERES 115 KV					2,190							2,190	28/2/19		2,190
36	LINEA A DARIEN 230 KV					112,126							112,126			112,126
37	LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CTO COND. 714 ACCC					9,812							9,812	30/9/19		9,812
38	LINEA CHEPO - METETI 230 KV CIRCUITO SENCILLO COND. 714 ACCC					79,839							79,839	30/9/19		79,839
39	NUEVA S/E CHEPO 230 KV					15,940							15,940	30/9/19		15,940
40	NUEVA S/E METETI 230 KV					6,535							6,535	30/9/19		6,535

Tabla consolidada de proyectos presentada por ETESA en el Plan de inversión.

Tabla 8.12, Costos Capacitores			
BANCOS DE CAPACITORES 230 KV	PANAMA II	CHORRERA	VELADERO
	60MVAR	90MVAR	30MVAR
SUMINISTRO	\$ 3,739,604	\$ 6,450,397	\$ 7,193,104
MONTAJE	\$ 919,943	\$ 1,586,796	\$ 1,769,503
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 699,306	\$ 1,206,224	\$ 1,345,110
CONTINGENCIA	\$ 535,885	\$ 924,342	\$ 309,722
DISEÑO	\$ 160,766	\$ 277,305	\$ 309,232
INGENIERIA	\$ 214,354	\$ 369,737	\$ 412,309
ADMINISTRACIÓN	\$ 214,354	\$ 369,737	\$ 412,309
INSPECCIÓN	\$ 267,943	\$ 462,171	\$ 515,386
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 85,742	\$ 147,895	\$ 164,923
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 10,182	\$ 17,562	\$ 19,585
TERRENOS	\$ -	\$ 120,000	\$ -
TOTAL	\$6,848,078	\$11,932,166	\$12,451,232

Tabla 8.13, Continuación Costos Capacitores			
BANCOS DE CAPACITORES 230 KV	SAN BARTOLO	LLANO SANCHEZ	TOTAL
	60MVAR	30MVAR	
SUMINISTRO	\$ 6,129,529	\$ 1,884,463	\$ 25,397,096
MONTAJE	\$ 1,507,864	\$ 463,578	\$ 6,247,685
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 1,146,222	\$ 352,995	\$ 4,749,257
CONTINGENCIA	\$ 878,362	\$ 270,044	\$ 3,639,405
DISEÑO	\$ 263,508	\$ 81,013	\$ 1,093,822
INGENIERIA	\$ 351,345	\$ 108,017	\$ 1,455,762
ADMINISTRACIÓN	\$ 351,345	\$ 108,017	\$ 1,455,762
INSPECCIÓN	\$ 439,181	\$ 135,022	\$ 1,839,703
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 140,538	\$ 43,207	\$ 582,305
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 16,689	\$ 5,111	\$ 69,149
TERRENOS	\$ -	\$ -	\$ 120,000
TOTAL	\$ 11,224,583	\$ 3,450,887	\$ 46,627,348

Tabla 8.14, Costos Reactores		
	Changuinola 230 KV	Guasquilas 230 KV
	40 MVAR	20 MVAR
Suministro	\$ 9,247,331	\$ 6,181,573
Montaje	\$ 2,274,844	\$ 2,274,844
Obras Civiles	\$ 1,729,251	\$ 1,729,251
Contingencias	\$ 1,325,143	\$ 1,325,143
Diseño	\$ 397,543	\$ 397,543
Ingeniería	\$ 530,057	\$ 530,057
Administración	\$ 530,057	\$ 530,057
Inspección	\$ 662,571	\$ 662,571
IDC	\$ 212,023	\$ 212,023
EIA	\$ 25,178	\$ 25,178
Terrenos	\$ -	\$ -
TOTAL	\$ 16,933,997	\$ 13,868,240

Tablas con costo de los proyectos presentadas por ETESA en la página 47 del TOMO III “Plan de Expansión de Transmisión”.

Para viabilizar el proyecto es requerida la construcción de las nuevas Subestaciones Chepo y Metetí en 230 kV y el tendido de la nueva línea de transmisión en 230 kV, en doble terna hasta Chepo y en circuito sencillo desde Chepo hasta Metetí.

Estado del proyecto: por licitarse

Inicio de proyecto: enero de 2016

Inicio de Operación: septiembre de 2019

Costo Estimado: B/. 93, 471, 000

Costo Estimado del proyecto "Línea a Darien 230 kV" presentado en el Tomo III "Plan de Expansión de Transmisión".