

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2014

Gerencia de Planeamiento

**30 de septiembre de 2014
IEEE POTENCIA Y ENERGÍA 2014**

Contenido

- 1. Marco Legal**
- 2. Plan de Expansión**
- 3. Criterios y Políticas de la Secretaría Nacional de Energía**
- 4. Proyección de Demanda**
- 5. Plan Indicativo de Expansión de Generación**
- 6. Plan de Expansión de Transmisión**

Marco Legal

- ❑ **Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, la cual dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad.**
- ❑ **Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997.**
- ❑ **Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 de la ASEP, por la cual se aprueba el Reglamento de Transmisión y sus modificaciones.**
- ❑ **Ley No. 57, de 13 de octubre de 2009, que modifica artículos de la Ley 6 de 1997.**

Plan de Expansión

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional se compone de:

Estudios Básicos

- **Pronóstico de la Demanda**
- **Escenarios de Suministro y Criterios de Planificación**
- **Estándares Tecnológicos y Costos de los Componentes de Transmisión**
- **Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión en el corto plazo (modificado en ultima revisión)**

Plan Indicativo de Expansión de la Generación

Plan de Expansión del Sistema de Transmisión

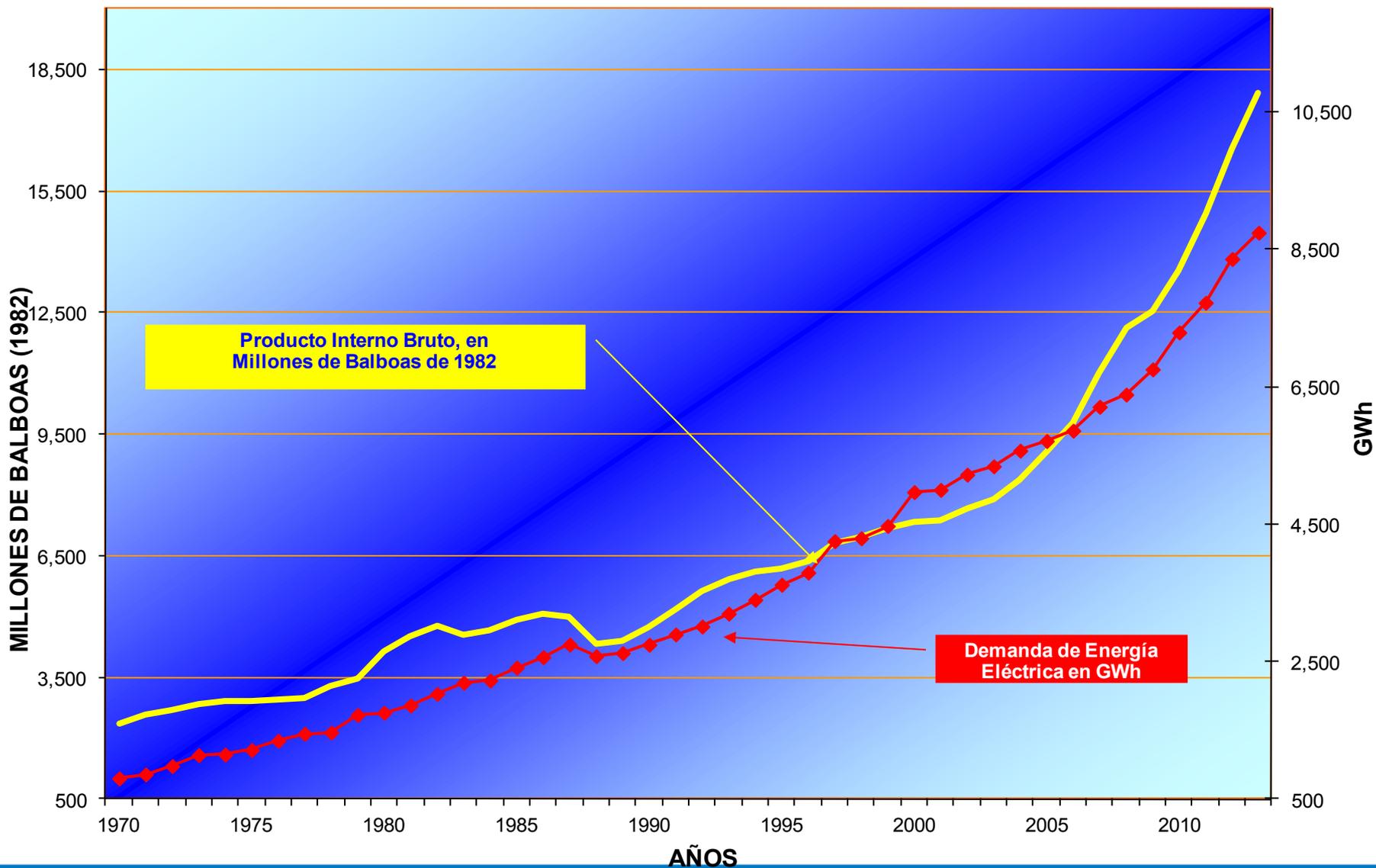
Criterios y Políticas de la Secretaría Nacional de Energía

- Criterios de Calidad**
- Criterio de Mínimo Costo**
- Criterios de Seguridad y Confiabilidad**
- Escenarios para los Planes Indicativos de Expansión de Generación**
- Interconexiones Regionales**

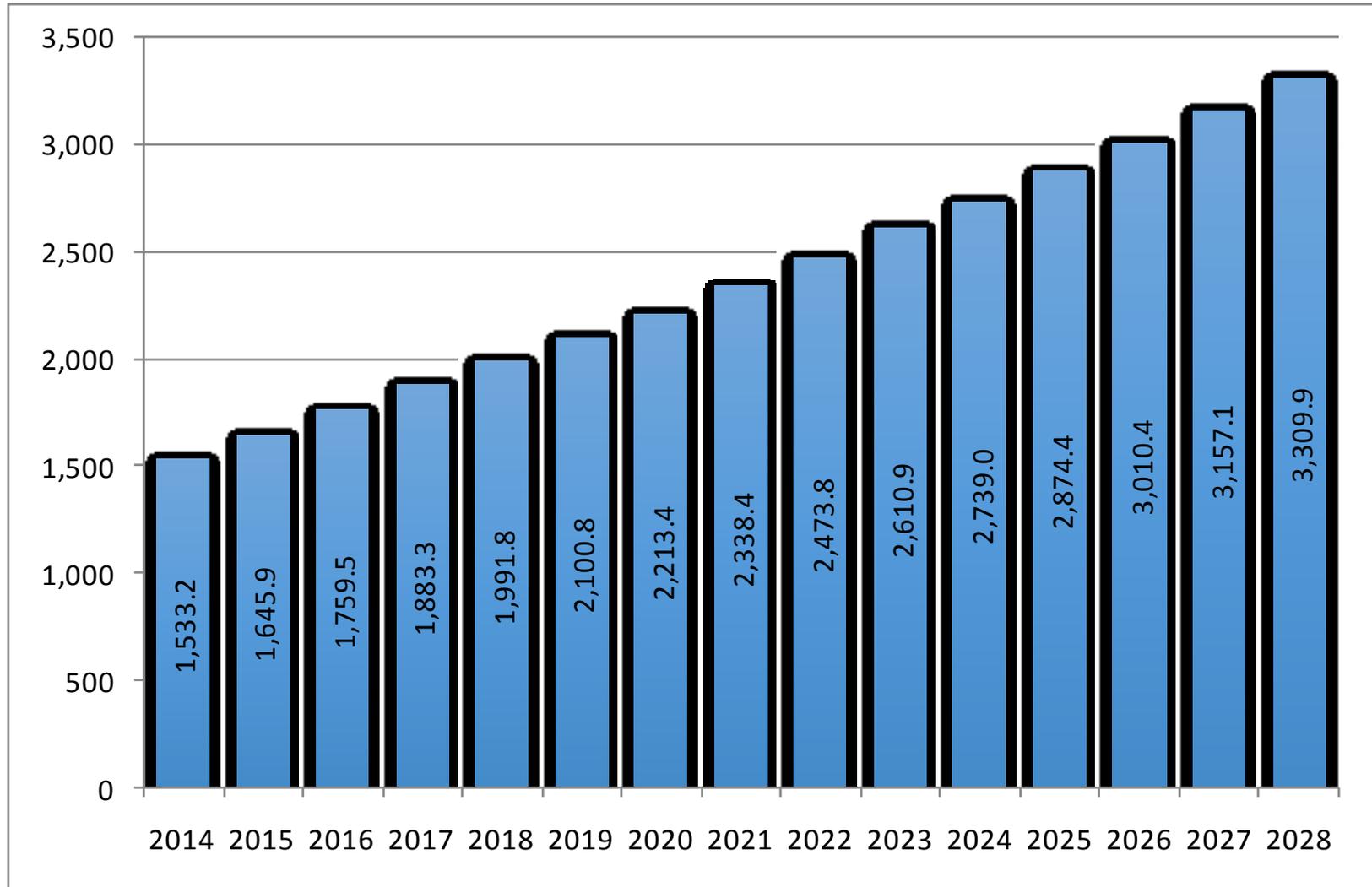
Proyección de Demanda

- ❑ **ETESA utiliza un modelo econométrico con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica.**
- ❑ **Esta demanda se basa en la disponibilidad anual de información histórica del Producto Interno Bruto (PIB) y de otras variables socioeconómicas, en conjunto con las proyecciones de población y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial.**
- ❑ **Las proyecciones se realizan utilizando un modelo de regresión lineal múltiple.**

PIB vs. Consumo Total de Energía Eléctrica GWh

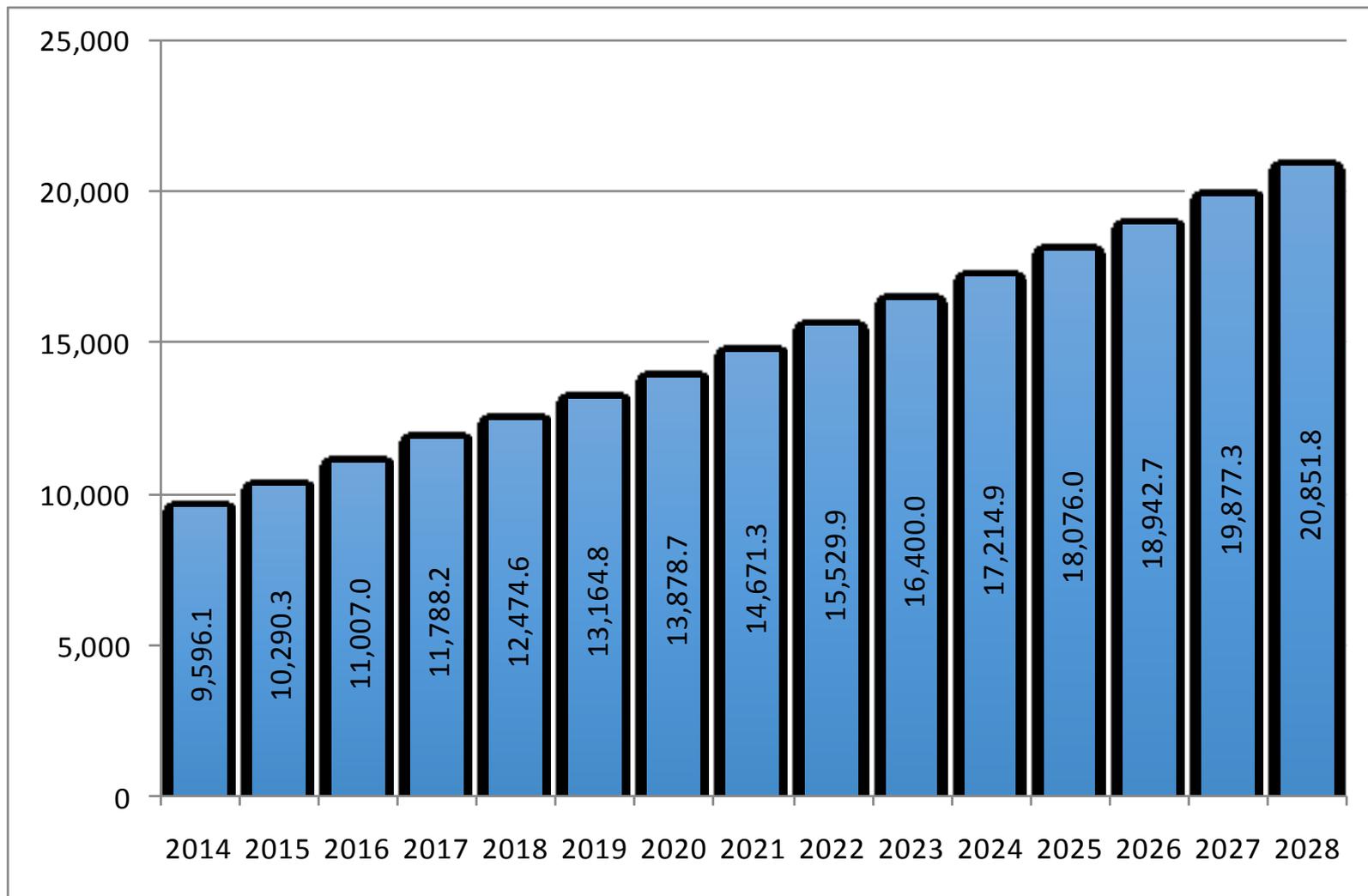


Proyección de Demanda (MW)



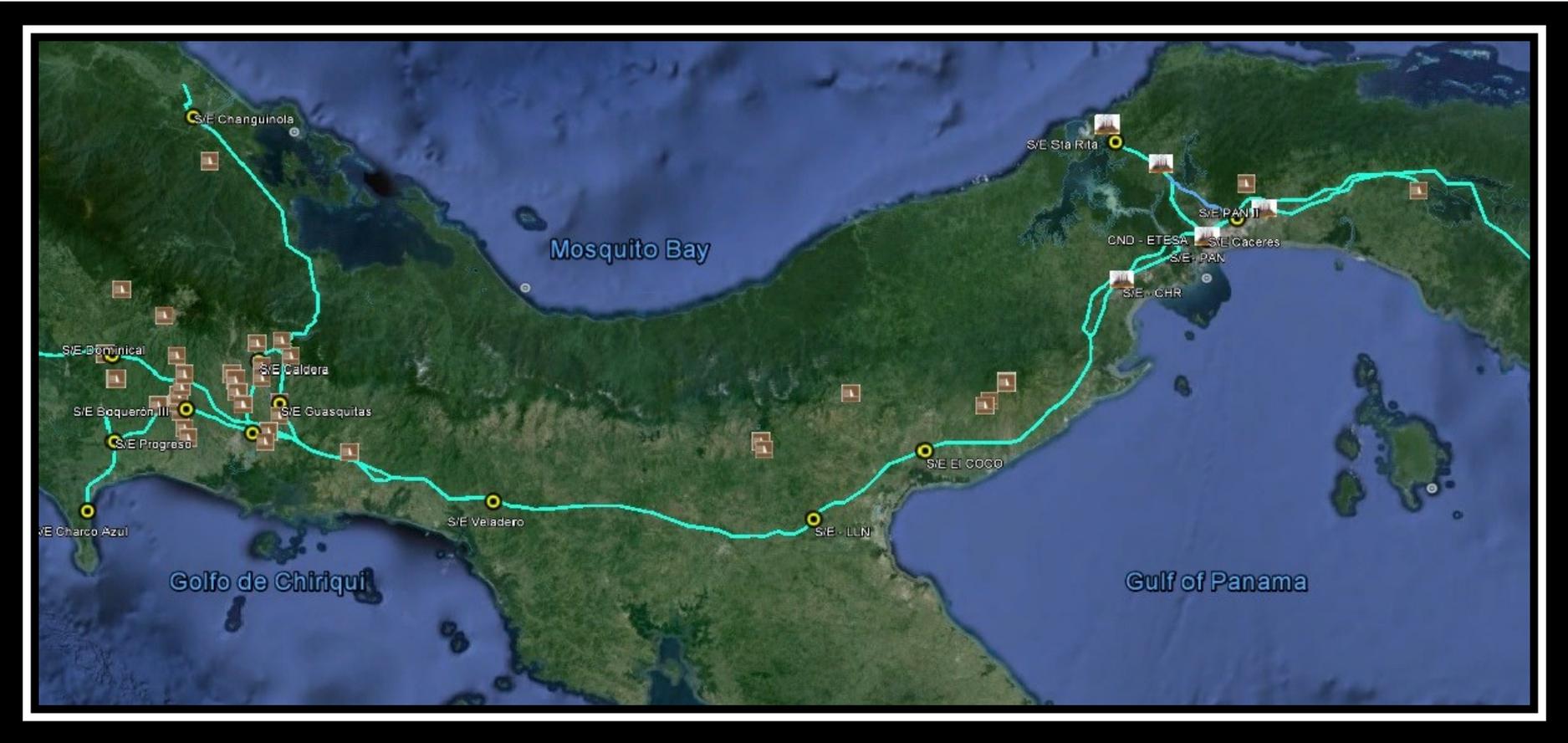
Tasa de crecimiento 2014-2017: 7.1 % , Tasa de crecimiento 2014-2028: 5.65 %

Proyección de Demanda (GWh)



Tasa de crecimiento 2014-2017: 7.1 %, Tasa de crecimiento 2014-2028: 5.7%

Sistema de Generación Existente



Generación Hidroeléctrica Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	Energía Anual Promedio GWh
AES Changuinola, S.A.	Changuinola 1	Hidroeléctrica de Pasada	212.80	165.67	970.90
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	Hidroeléctrica de Pasada	9.66	9.66	75.60
AES Panamá, S.A.	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	260.00	160.12	577.00
AES Panamá, S.A.	Estí	Hidroeléctrica de Pasada	120.00	112.67	620.00
AES Panamá, S.A.	Los Valles	Hidroeléctrica de Pasada	54.76	17.63	304.00
AES Panamá, S.A.	La Estrella	Hidroeléctrica de Pasada	47.20	16.13	249.00
Caldera Energy Corp.	Mendre	Hidroeléctrica de Pasada	19.76	3.92	100.00
Electro Generadora del Istmo S.A.	Mendre 2	Hidroeléctrica de Pasada	8.26	1.56	38.62
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba 1	Hidroeléctrica de Pasada	4.70	0.51	20.01
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica de Embalse	300.00	290.21	1600.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Algarrobos	Hidroeléctrica de Pasada	9.86	2.41	48.25
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	La Yeguada	Hidroeléctrica de Pasada	7.00	3.00	32.14
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Dolega	Hidroeléctrica de Pasada	3.12	1.10	16.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Macho de Monte	Hidroeléctrica de Pasada	2.50	0.80	11.10
GDF SUEZ - Alternegy, S.A.	Prudencia	Hidroeléctrica de Pasada	58.66	50.09	273.15
GDF SUEZ - Alternegy, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica de Pasada	33.78	30.62	168.62
GDF SUEZ - Bontex, S.A.	Gualaca	Hidroeléctrica de Pasada	25.20	23.04	126.55
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica de Pasada	14.93	3.06	60.70
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito	Hidroeléctrica de Pasada	20.00	5.25	94.40
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito 2	Hidroeléctrica de Pasada	12.52	3.22	55.15
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Hidroeléctrica de Pasada	3.50	0.90	21.21
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica de Pasada	13.14	1.79	64.00
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	8.82	1.33	40.48
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica de Pasada	5.35	0.50	32.00
Hidro-Panamá, S.A.	Antón III	Hidroeléctrica de Pasada	1.50	0.26	5.75
Hidro-Panamá, S.A.	Antón I	Hidroeléctrica de Pasada	1.40	0.24	5.75
Hidro-Panamá, S.A.	Antón II	Hidroeléctrica de Pasada	1.40	0.24	5.75
Ideal Panamá, S.A	Baitún	Hidroeléctrica de Pasada	88.20	31.09	407.70
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	Hidroeléctrica de Pasada	56.80	20.07	265.60
Istmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	2.49	65.00
Las Perlas Norte, S.A.	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	2.46	65.70
Las Perlas Sur, S.A.	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	2.46	65.70
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Hidroeléctrica de Pasada	6.12	4.30	37.00
Salto de Francoli S.A.	Los Planetas 1	Hidroeléctrica de Pasada	4.95	0.91	24.65
TOTAL			1446	970	

Generación Termoeléctrica Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	Rendimiento	
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	Búnker	53.5	53.5	57.75	Gal/MWh
PAN-AM Generating Ltd.	Pan_Am**	Motor de Media Velocidad	Búnker	96.0	96.0	57.41	Gal/MWh
GDF SUEZ - Alternegy, S.A.	Térmica Cativá	Motor de Media Velocidad	Búnker	87.0	80.0	62.68	Gal/MWh
Térmica del Caribe, S.A.	El Giral	Motor de Media Velocidad	Búnker	15.5	14.5	69.50	Gal/MWh
Térmica del Caribe, S.A.	El Giral II	Motor de Media Velocidad	Búnker	34.9	32.6	62.84	Gal/MWh
Generadora del Atlántico, S.A.	Termocolón	Ciclo Combinado	Diesel Liviano	150.0	144.5	67.04	Gal/MWh
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Panamá 1*	Turbina de Gas	Diesel Liviano	21.4	18.0	116.34	Gal/MWh
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Panamá 2*	Turbina de Gas	Diesel Liviano	21.4	18.0	114.66	Gal/MWh
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Capira	Motor de Media Velocidad	Diesel Liviano	5.5	5.5	79.72	Gal/MWh
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Chitre	Motor de Media Velocidad	Diesel Liviano	4.5	4.5	79.72	Gal/MWh
GDF SUEZ - Bahia Las Minas Corp, S.A.	Ciclo Comb.BLM	Ciclo Combinado	Diesel Liviano	160.0	147.5	71.46	Gal/MWh
GDF SUEZ - Bahia Las Minas Corp, S.A.	Bahía las Minas Carbón	Turbina de Vapor	Carbón	120.0	108.0	0.59	Ton/MWh
TOTAL				770	723		

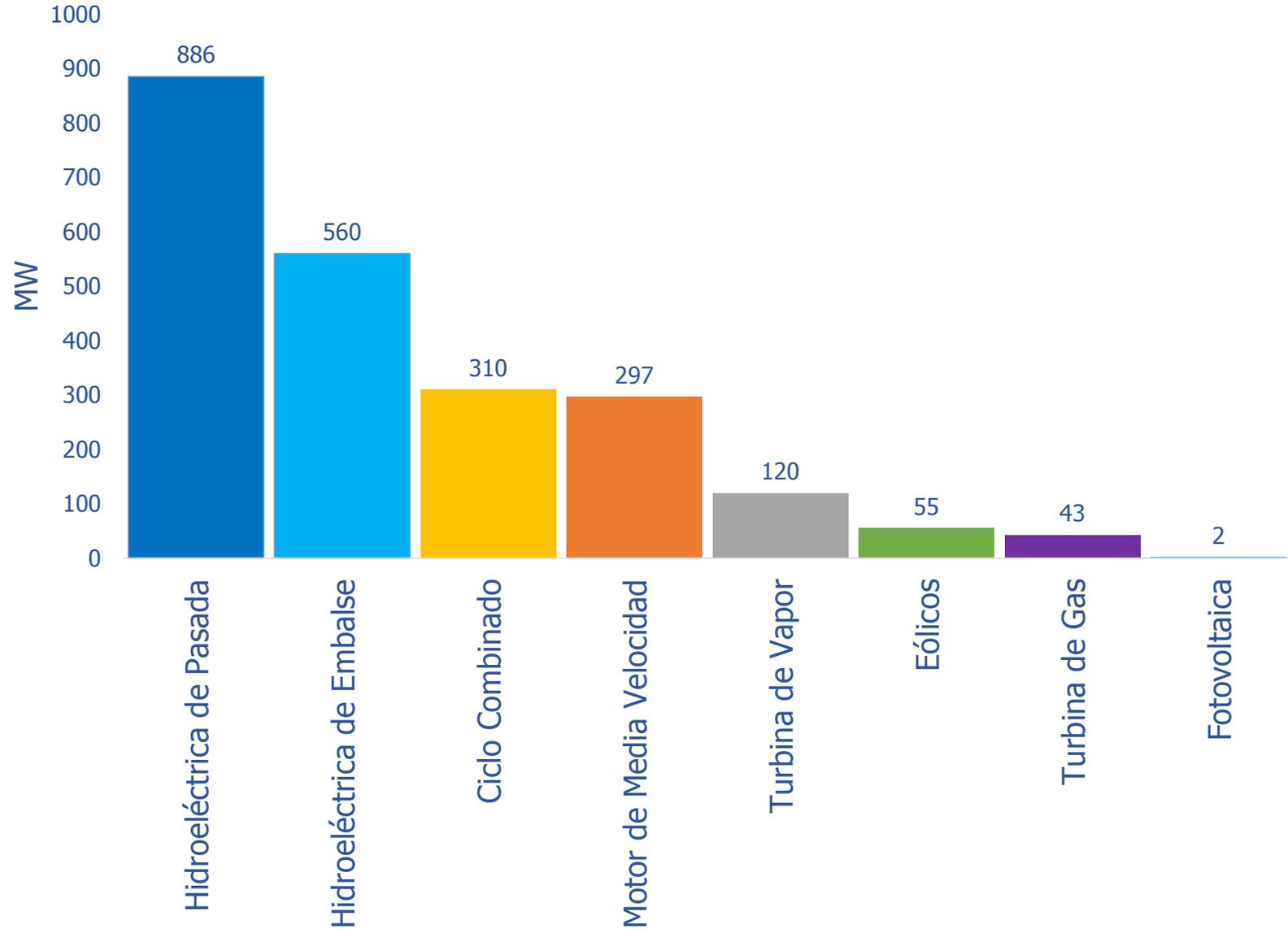
* Retiro abril 2015

** Indisponible 100% hasta diciembre de 2014 y parcial hasta mediados de 2015

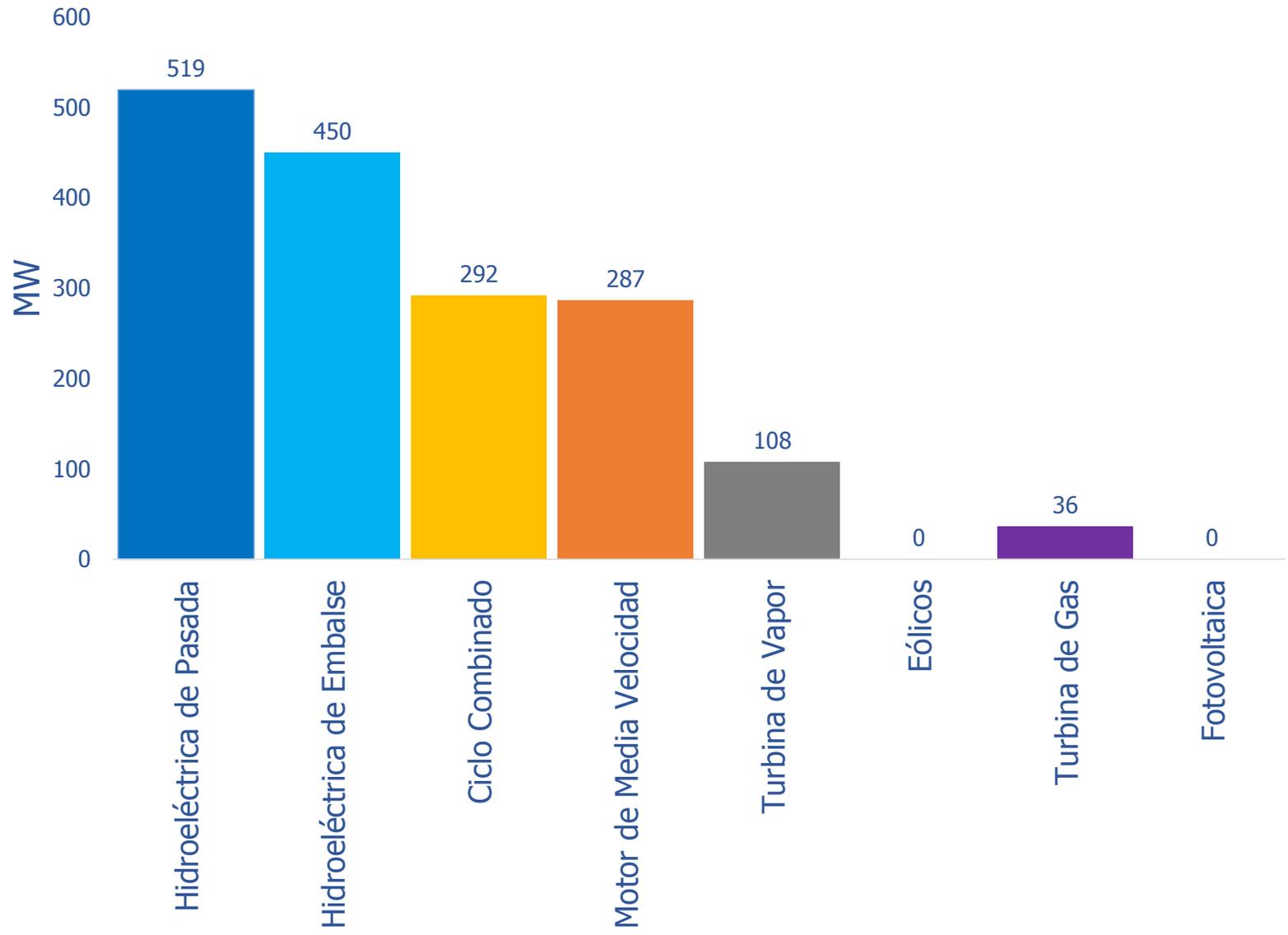
Generación Renovable Existente

Agente Generador	Nombre	Tecnología	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	Estado Operativo
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres Fase I	Eólico	55	0.0	En prueba desde diciembre de 2013
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	Sarigua	Fotovoltaica	2.4	0.0	En prueba desde febrero de 2014
TOTAL			57.4	0.0	

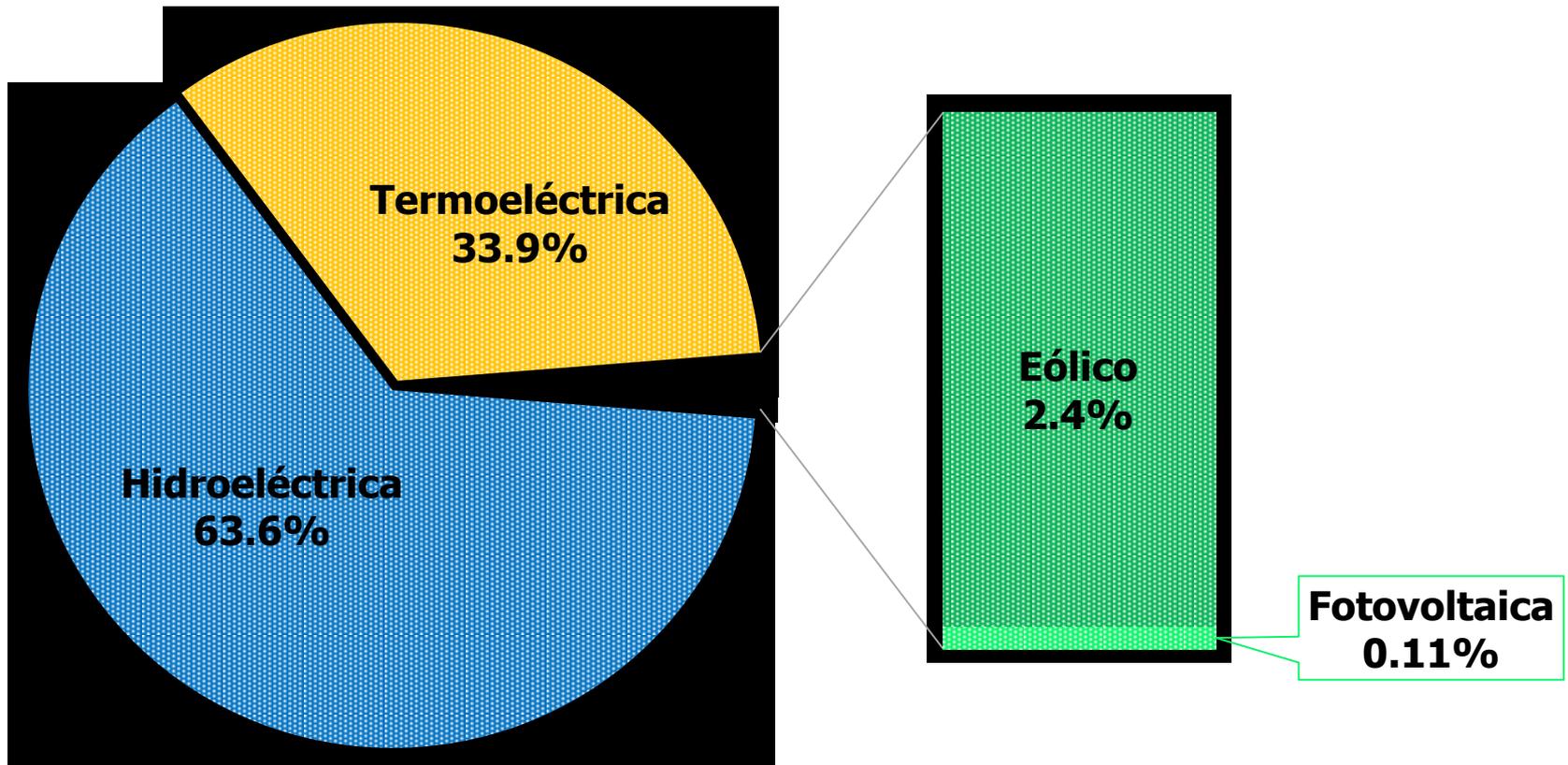
Capacidad Instalada 2013



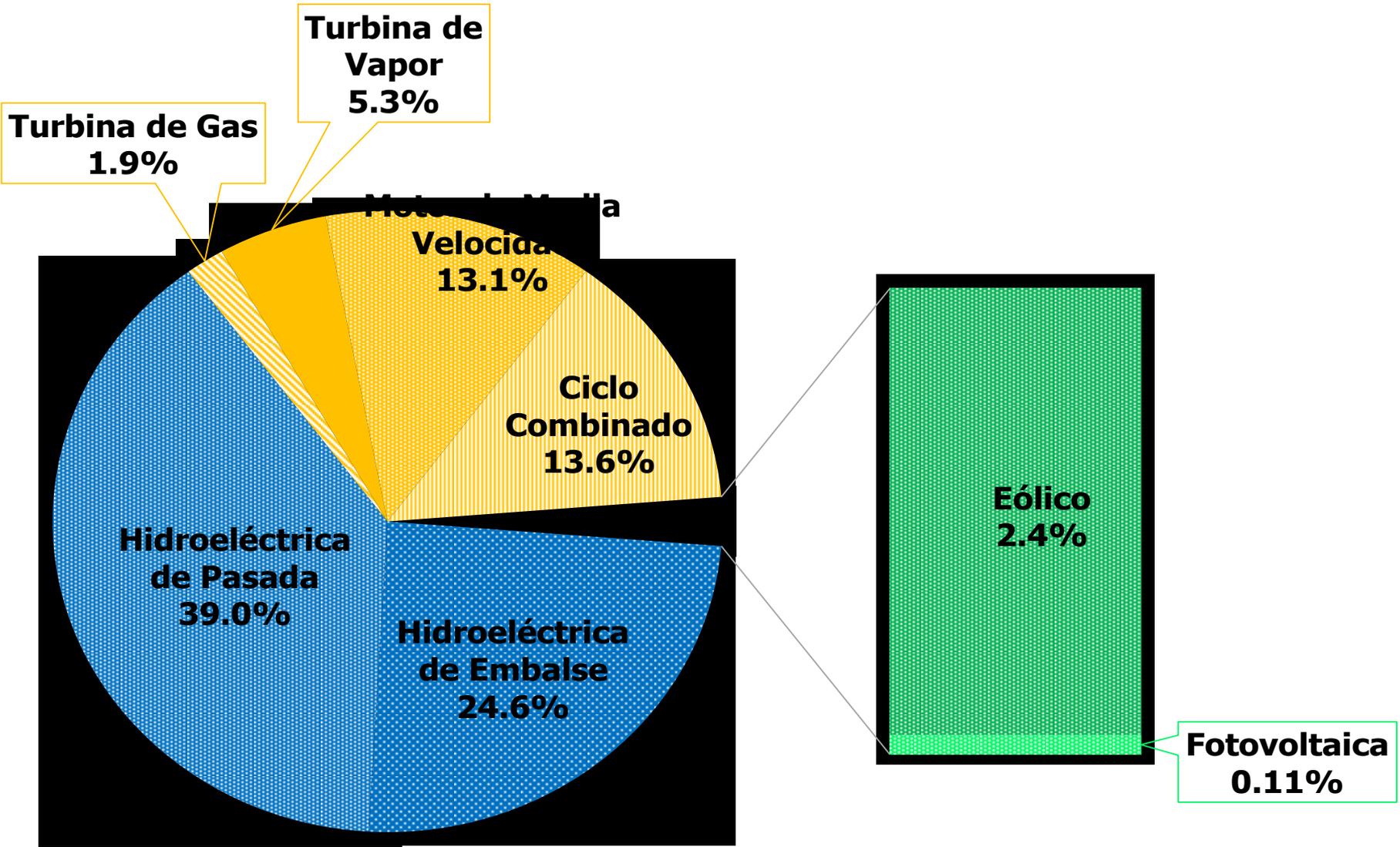
Potencia Firme 2013



Sistema de Generación Existente



Sistema de Generación Existente



Plan de Expansión de Generación

- ❑ **Modelo OPTGEN para obtener el programa de expansión de generación que minimiza los costos de inversión, operación y energía no suministrada. (planes de mínimo costo).**
- ❑ **Modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) simula la operación del sistema en etapas mensuales para cada uno de los planes obtenidos del OPTGEN.**
- ❑ **La simulación del despacho se utiliza para validar el cumplimiento de los criterios de confiabilidad, además de obtener los parámetros técnicos y económicos descriptivos de cada plan.**

Escenarios Analizados

Se analizan los escenarios de generación definidos por la Secretaría Nacional de Energía en sus Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Escenario de Referencia

Se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que generan a base de Gas Natural Licuado y Carbón a partir del 2017.

Escenario de Solo Gas

Igual al escenario de Referencia, pero no se incluyen proyectos que utilizan carbón.

Escenario Renovable

Igual al escenario de Solo Gas, además una alta penetración de fuentes de generación eólica y solar.

Plan Indicativo de Generación de Corto Plazo

Año	Mes	Demanda		Oferta Proyecto	MW	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada MW	
		MW	Δ%MW									
Capacidad Instalada Actual =											2174.90	
2014	abr	1533	8.8	Cerro Azul	80.00					80	334	2509.37
	may			Tocumen	60.00				60			
	jul			Monte Lirio	51.60	52						
	oct			Rosa de los Vientos	52.50		53					
	oct			Marañón	17.50		18					
	oct			Portobelo	32.50		33					
	oct			Nuevo Chagre	62.50		63					
	oct			Cerro Azul	80.00				(80.00)			
	oct			Tocumen	60.00				(60.00)			
	dic			El Alto	60.00	60.00						
dic	La Potra - Salsipuedes	57.87	58									
2015	ene	1646	7.4	Barro Blanco	28.84	29					129	2734.09
	ene			San Andrés	10.00	10.00						
	ene			FV PanaSolar	9.90			10				
	feb			París	9.00			9				
	mar			Bonyic	31.80	32						
	abr			Turb. Gas de EGESA	42.80				(42.80)			
	may			SDR Los Llanos	10.00			10.0				
	jul			Pando	32.60	33						
	jul			Las Cruces	19.38	19						
	jul			FV Solar XXI	20.00				20			

 Retiro de Unidades

Plan Indicativo de Generación de Corto Plazo

Año	Mes	Demanda		Oferta Proyecto	MW	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada MW	
		MW	Δ%MW									
2016	ene	1760	6.9	Ojo de agua	6.45	6					188	2921.77
	ene			El Síndigo	10.00	10						
	ene			Los Planetas 2	3.72	4						
	ene			La Huaca	4.97	5						
	ene			Caldera	6.10	6						
	ene			Los Estrechos	9.50	10						
	ene			San Bartolo	19.44	19						
	ene			Tizingal	4.500	5						
	ene			Bugaba 2	4.000	4						
	ene			FV Solar XXI	20.00				20			
	jul			Burica	63.00	63						
	jul			Santa María	26.00	26						
	jul			PGM Cerro Patacón	10.00					10		
2017	ene	1760	6.9	MMV LPI 02 14	300.00				300		1050	3971.38
	ene			Bajos de Totuma	5.00	5						
	ene			La Laguna	13.79	14						
	ene			La Palma	3.00	3						
	ene			Asturias	4.10	4						
	ene			Chuspa	6.65	7						
	ene			Cuesta de Piedra	4.78	5						
	mar			Telfers	660.00					660		
	jul			Cañazas	5.94	6						
	dic			Santa Maria 82	28.35	28						
	dic			Río Piedra	9.00	9						
	dic			FV Chiriqui	9.00					9		
	Σ					530	165	78	927			

Plan Indicativo de Generación de Largo Plazo

Escenario de Referencia

Año	Mes	Demanda		Oferta Proyecto	MW	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada MW
		MW	Δ%MW								
Capacidad Instalada al 2017 = 3971.38											
2018	ene	1992	5.8	Potrerillos	4.174	4				78	4049
	ene			Punta Rincón*	274.00			74			
2019	ene	2101	5.5	Margarita	50.00		50			152	4201
	ene			Toabré	102.00	102					
2020	jul	2213	5.4	Chan II	214.00	214				214	4415
2022	ene	2474	5.8	CB350	350.00				350	368	4783
	ene			El Remance	8.00	8					
	ene			Cerro Viejo	4.00	4					
	ene			Cerro Mina	6.10	6.10					
2023	ene	2611	5.5	Tabasará II	34.50	35				65	4848
	ene			Lalín II (Gatú 30.4)	30.00	30					
2024	ene	2739	4.9	MMV LPI 02 14 (GNL)	300**				300**		4848
2027	ene	3157	4.9	CC GNL 250a	250.00				250		5098
Σ						301	152	0.0	674		5098

* Excedente de Minera Panamá

** Cambio de Combustible Bunker GNL

Referencia: Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014

Plan Indicativo de Generación de Largo Plazo

Escenario de Referencia

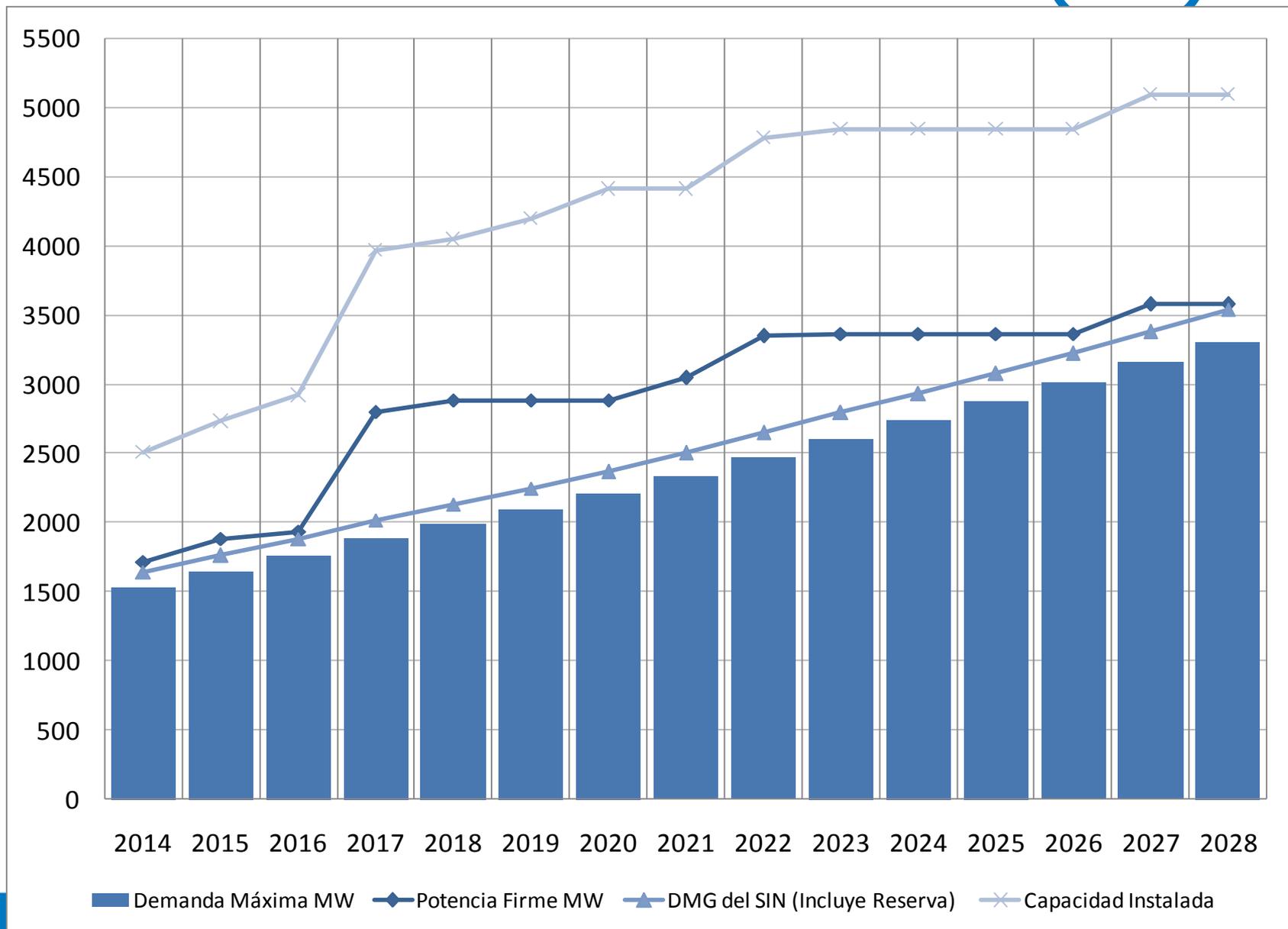
Expansión de Generación 2014 - 2028

Renovables: 1,226 MW (43.4%)

Térmico: 1,601 MW (56.6%)

Total: 2,827 MW

Balance de Potencia vs Demanda (MW)



Plan de Expansión de Transmisión

Objetivos:

- **Analizar el impacto de nuevas instalaciones previstas tales como nueva generación, requerimientos adicionales de los distribuidores, conexión de grandes clientes, líneas de transmisión o subestaciones y contratos de exportación e importación.**
- **Planificar la expansión y reposición del Sistema de Transmisión que satisfaga la demanda proyectada y la conexión de las nuevas instalaciones previstas.**
- **Identificar los refuerzos necesarios en el Sistema de Transmisión con anticipación suficiente, de forma de asegurar el cumplimiento de las Normas de Calidad de Servicio establecidas.**
- **Identificar restricciones en el sistema de transmisión que podrían deteriorar la seguridad o confiabilidad del servicio, o incrementar el costo de satisfacer la demanda.**

Descripción del Sistema de Transmisión

El sistema actual de transmisión de ETESA consta de:

□ Líneas:

**230 KV: 1,766 km doble circuito
337 km circuito sencillo**

**115 KV: 155 km doble circuito
151.3 km circuito sencillo**

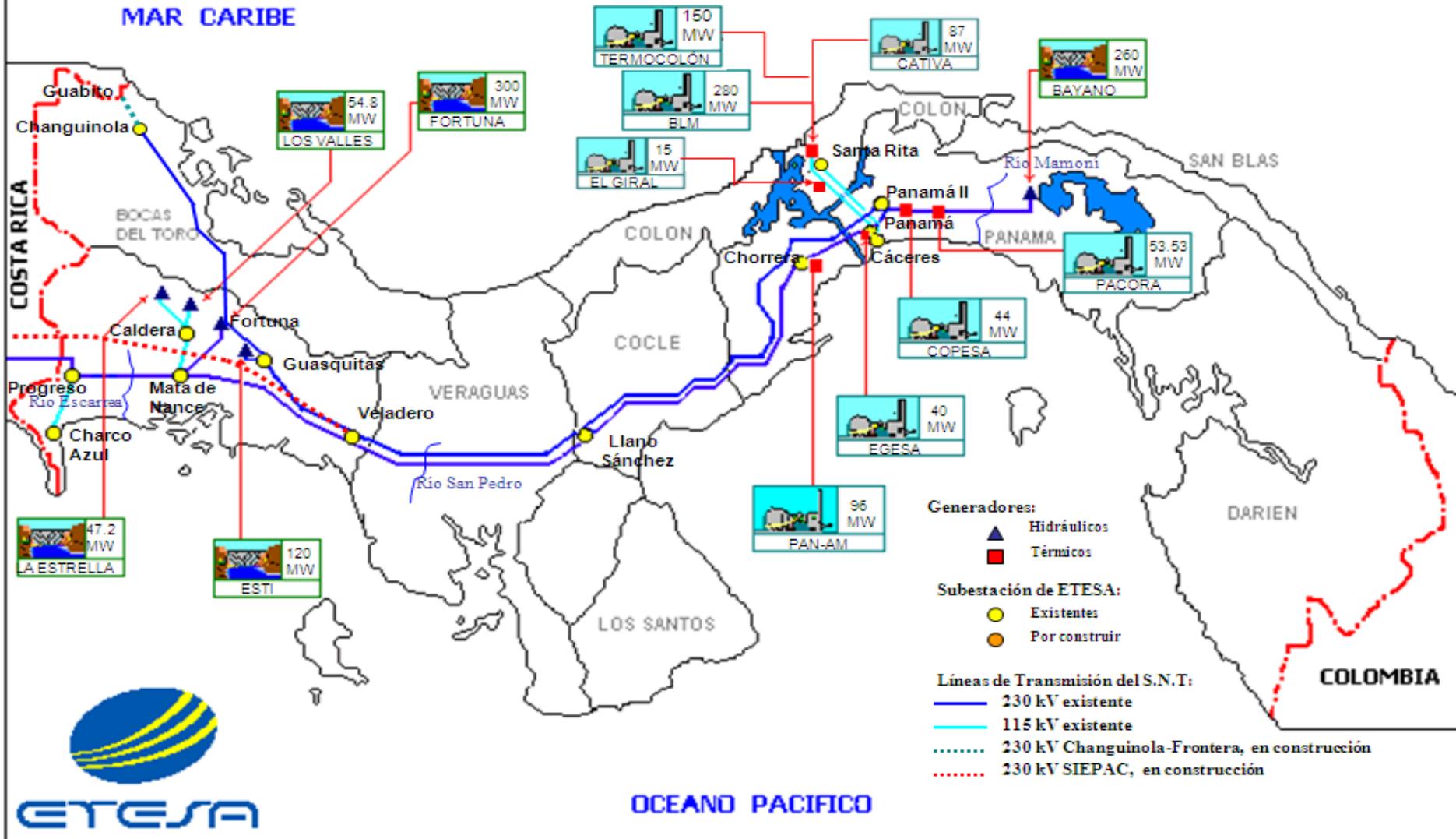
□ Subestaciones:

Total de 14 subestaciones, 4 de ellas seccionadoras

**Capacidad total de transformación:
2,020 MVA**

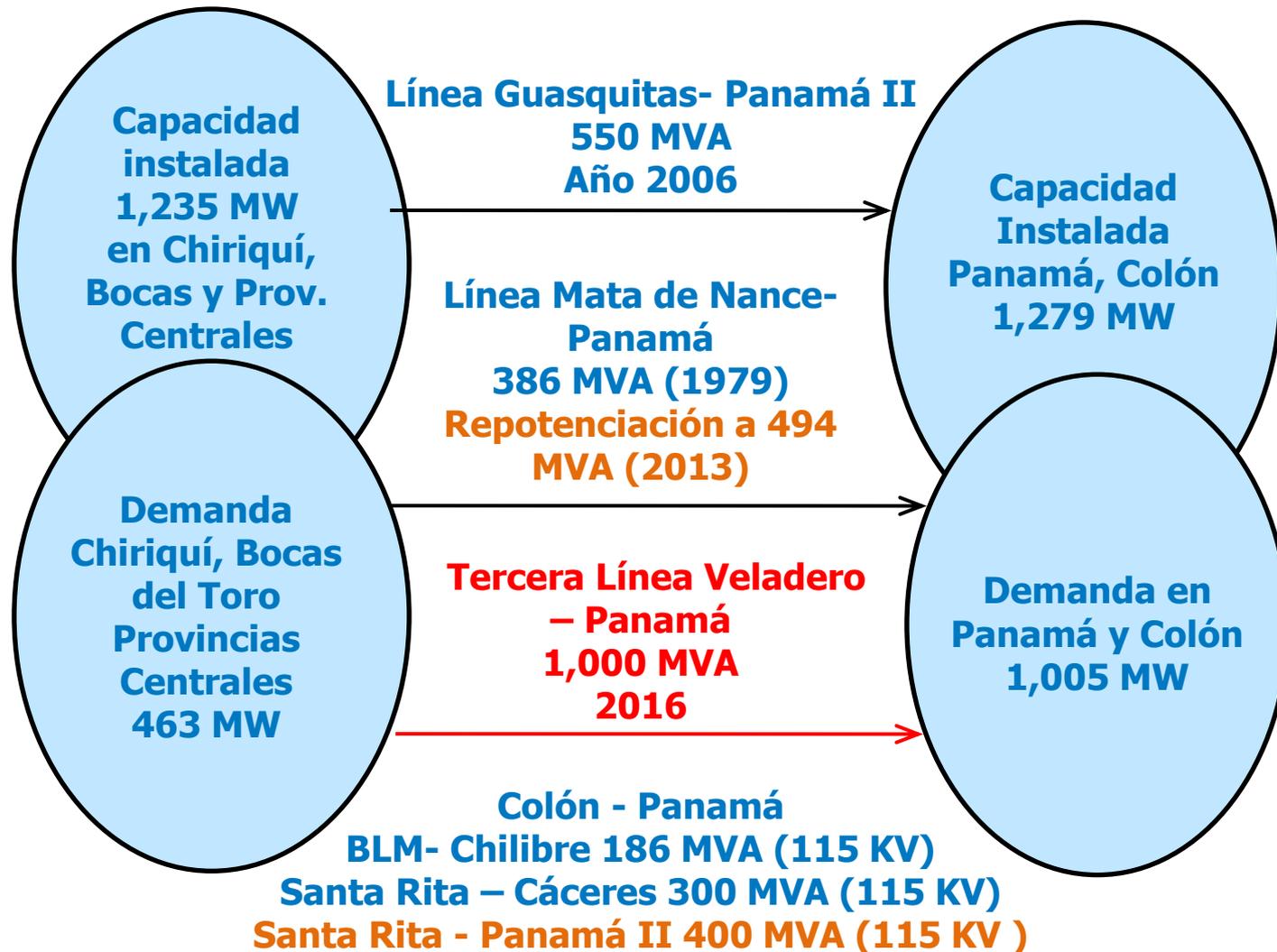


SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



Sistema Interconectado Nacional

Demanda - Capacidad de Generación al 2014



Proyectos Ejecutados

1. Subestaciones

S/E Boquerón III (230/34.5 kV), 83 MVA.

Actualmente es el punto de conexión de las centrales Pedregalito, Pedregalito 2, Macano, RP-490, Perlas Norte, Perlas Sur y Concepción. En conjunto se tiene 80.39 MW de capacidad instalada en este punto de inyección.

Entró en operación en febrero de 2011



**Adición S/E Caldera (115/34.5 KV), 62.5 MVA.
Actualmente es el punto de conexión de las centrales Los Algarrobos, Mendre, Mendre II y Cochea. En conjunto se tienen 52.5 MW de capacidad instalada en este nodo de inyección.**



2. Banco de Capacitores:



Banco de Capacitores de 120 MVAR en S/E Panamá II 115 KV

Entrada en operación: enero 2013

Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV

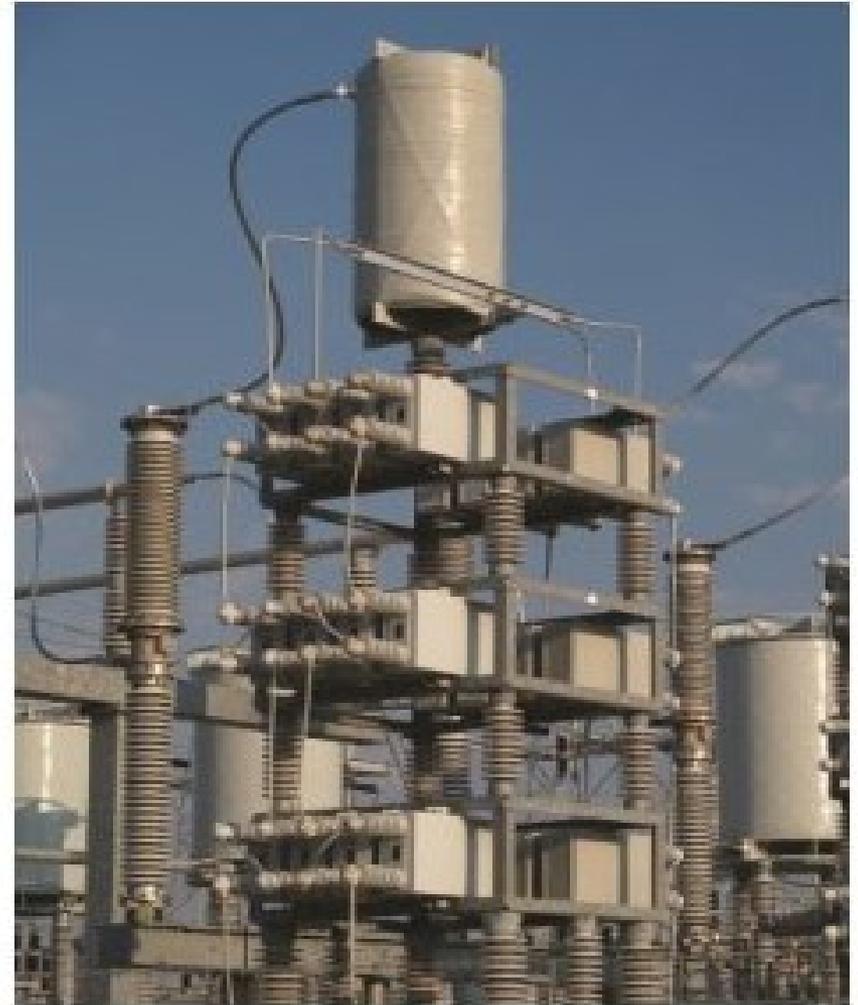
Entrada en operación: marzo 2013



**Banco de Capacitores de 120 MVAR en S/E Panamá II 230 KV
Entrada en operación: abril y junio de 2014**

Aumento de capacidad en +50 MVAR de los capacitores en subestación Panamá 115 kV. Con ello se aumenta a 120 MVAR instalados en S/E Panamá 115 kV.

Entrada en operación: Febrero y abril de 2014



3. Transformadores

Reemplazo del transformador T2 en S/E Mata de Nance (30/115/34.5 kV) con capacidad de 70 MVA.

Entrada en operación: 2012





**Transformador T3 de 100 MVA
S/E Llano Sánchez
230/115/34.5 KV
Entrada en operación: 2013
(conexión definitiva 2014)**

**Transformador T3 de 100 MVA
S/E Chorrera 230/115/34.5 KV
Entrada en operación: 2013
(conexión definitiva 2014)**



3. Líneas de Transmisión

Aumento de capacidad en la línea Panamá – Panamá II (230-
) de 12.94 km de conductor 636
de operación (ACSS).



Plan de Expansión de Corto Plazo 2014-2017

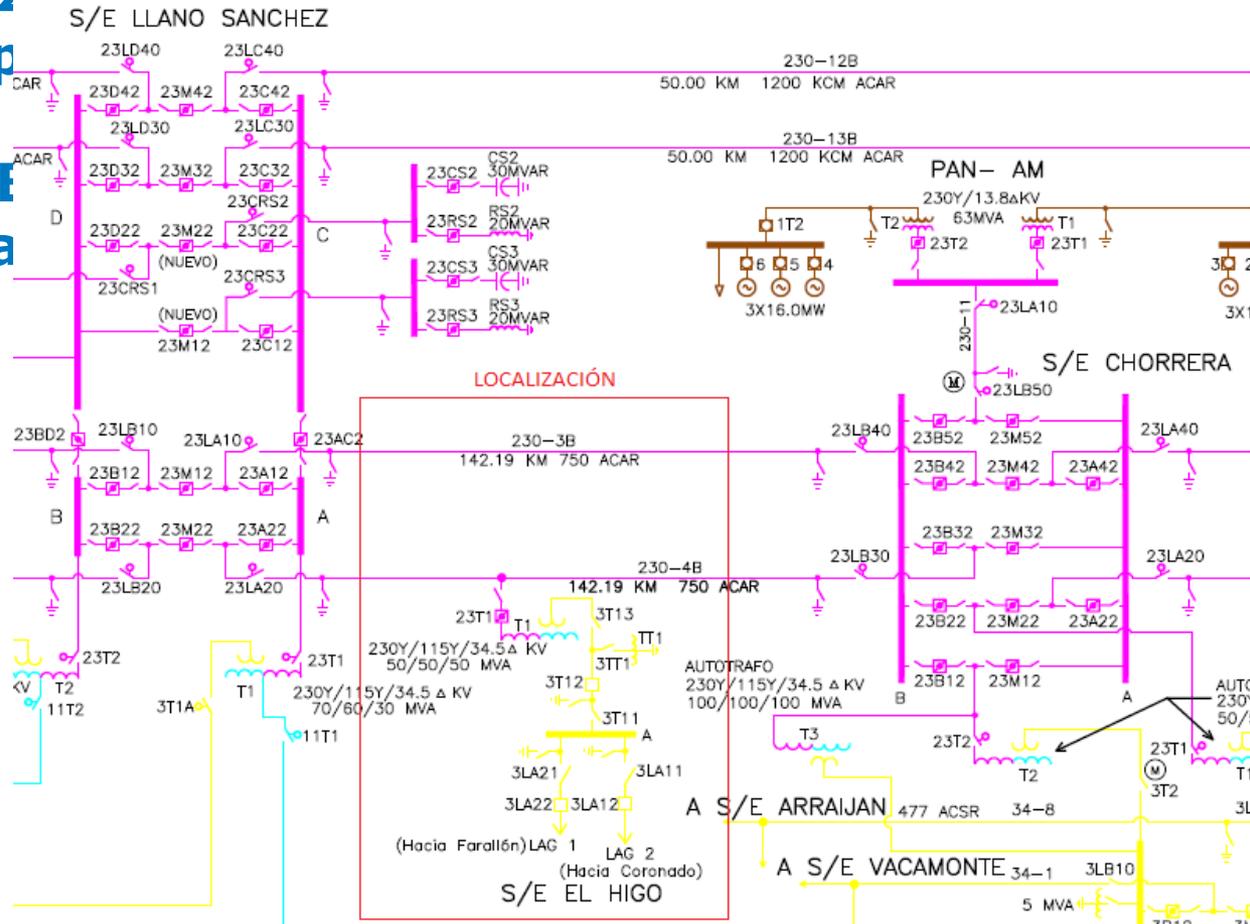
Año 2014

1. S/E El Higo 230 KV (En Ejecución)

Secciona los actuales circuitos 230-3B/4B (Llano Sánchez – Chorrera) a 60 km aproximadamente de subestación Llano Sánchez

interruptor

Costo: F
Entrada



Año 2015

1. Línea Santa Rita – Panamá II (En Ejecución)

Doble circuito 230 KV (operado inicialmente en 115 KV) con una longitud aproximada de 48 km. Conductor 1200 ACAR con capacidad de 200 MVA por circuito.

Costo de B/. 20.3 Millones.

Entrada en operación: junio de 2015

2. Adición transformador T5 en S/E Panamá (En Ejecución)

Nuevo transformador 230/115 KV con capacidad de 350 MVA.

Costo: 10.4 Millones.

Entrada en operación: enero 2015

3. Bancos de Capacitores de 90 MVAR en Chorrera

Forma parte del proyecto de adición de dos (2) SVC en las subestaciones de Llano Sánchez y Panamá II. Se adelantará el ingreso de un Banco Capacitivo con capacidad de +90 MVAR (3X30 MVAR) en la subestación de Chorrera en 230 kV.

Costo de B/. 11.93 Millones.

Entrada en operación: septiembre de 2015

4. T2 de S/E Boquerón III (230/34.5 kV)

Adición del segundo transformador en la subestación de Boquerón III (230/34.5 kV) con igual capacidad al T1 de 83.33 MVA. El segundo transformador brindará un nuevo punto de conexión a los proyectos de generación identificados en el área.

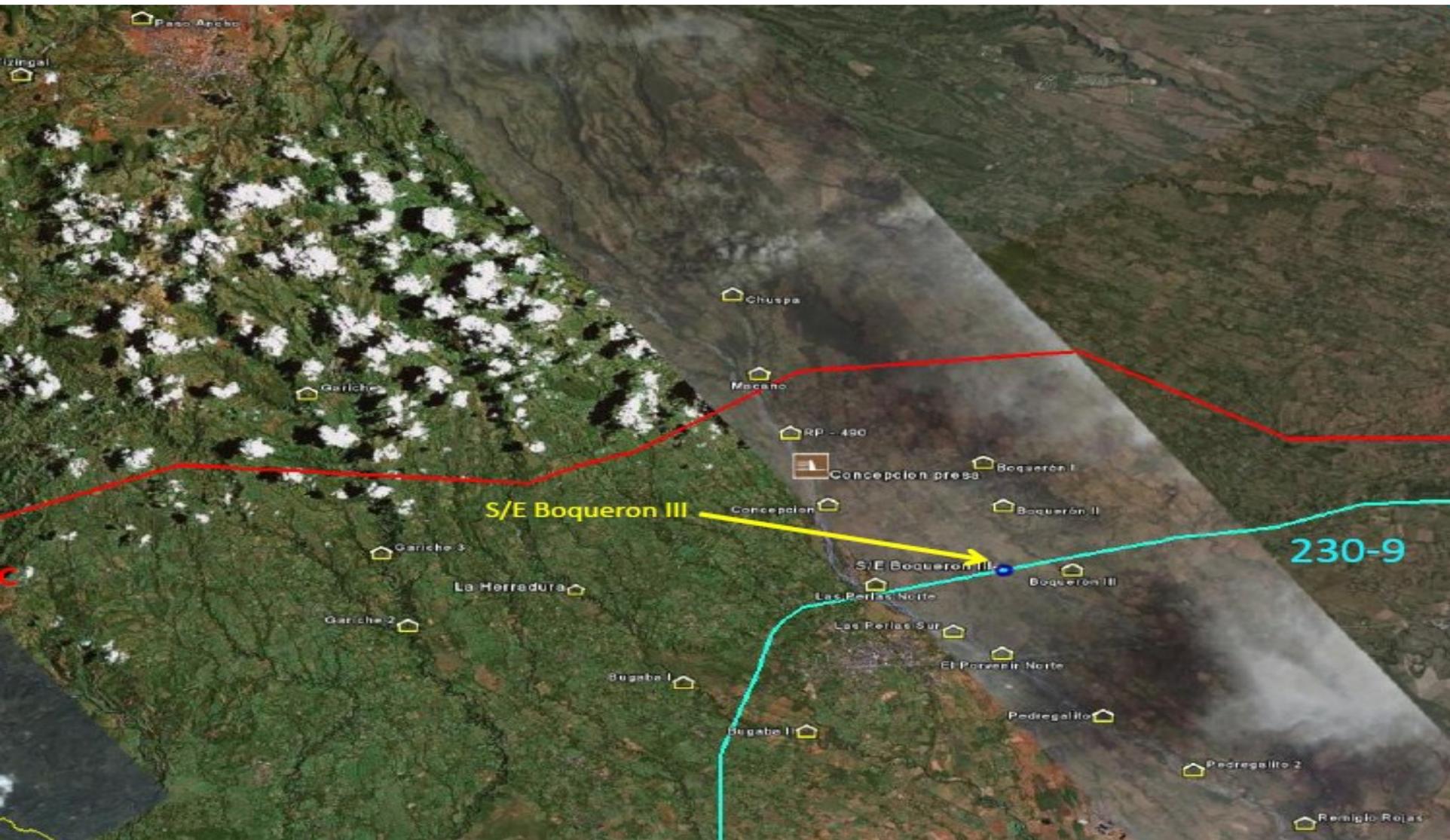
Forma parte del Plan Estratégico.

Costo de B/. 8.41 Millones.

Entrada en operación: octubre de 2015

TRANSFORMADOR 2	
Proyecto	MW
RP - 490	14.00
Bugaba I	4.00
Bugaba II	7.00
Chuspa	8.80
SOLAR SDR	20.00
Cuesta de Piedra	4.50
La Cuchilla	8.28
Bajo de Totuma	5.00
La Herradura	4.00
PSF Bugaba	2.70
Total	78.28
MVA	82.40

Localización de la S/E Boquerón III



5. Nueva S/E San Bartolo

Nueva subestación 230/115/34.5 KV, que inicialmente seccionará los circuitos 230-15/16 (Llano Sánchez – Veladero). Esta subestación incluye tres naves de interruptores para la conexión de las líneas de transmisión y del transformador 230/115/34.5 KV, con capacidad máxima de 150 MVA, con el propósito de brindar un punto de conexión a los proyectos hidroeléctricos identificados en el área:

En su configuración definitiva esta subestación secciona el tramo Veladero – Llano Sánchez de la tercera línea, liberando los circuitos 230-15/16.

Forma parte del Plan Estratégico.

Costo: B/. 18.0 Millones

Entrada en Operación: julio de 2015

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Entrada en Operación (MW)
Las Cruces	19.38	julio 2015
Los Estrechos	9.50	enero 2016
San Bartolo	19.44	enero 2016
Santa María	26.00	julio 2016
La Laguna	13.79	enero 2017
Cañazas	5.94	julio 2017
Santa Rosa	3.00	enero 2018
El Remance	8.00	enero 2022
Cerro Viejo	4.00	enero 2022
Cerro Mina	6.10	enero 2022
Total (MW) =	115.15	

Año 2016

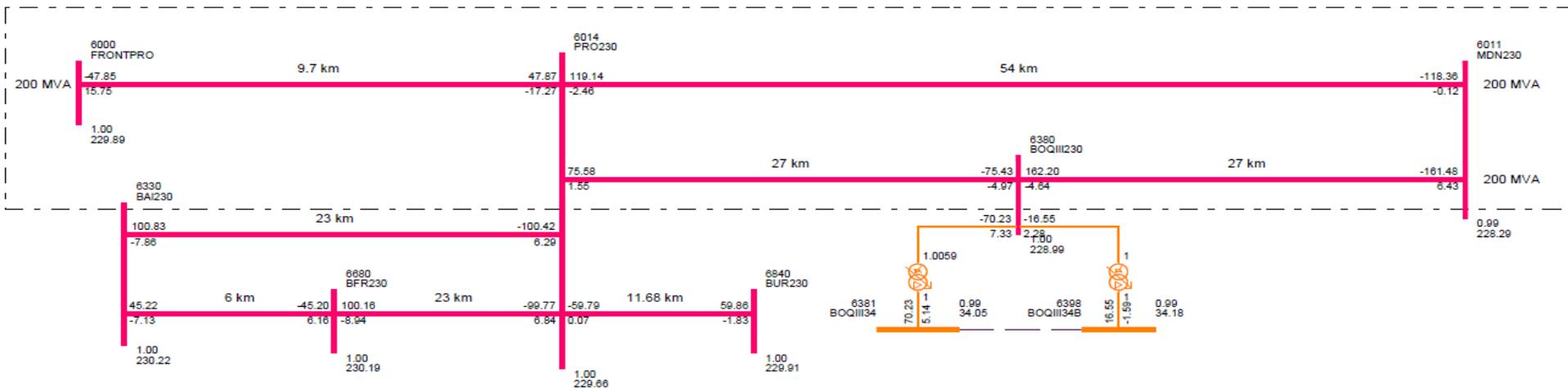
1. Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón 3 – Progreso – Frontera 230 KV

Nueva línea de transmisión a nivel de 230 kV Mata de Nance – Boquerón III – Progreso – Frontera, con longitud aproximada de 64 km en doble circuito y con capacidad de 400 MVA por circuito. Conductor 1200 ACAP

capacidad de 193 MVA.
la actual línea MDN-

Central de Generación	Capacidad (MW)
Bajo de Mina	56.0
Baitún	88.0
Bajo Frio	56.0
Burica	50.0
Proyectos hidro en Boquerón	140.0
TOTAL	390.0

Proyecto (63.7 km)



2. Adición de Transformador T3 en S/E Panamá II

Nuevo transformador similar a los transformadores en operación en esta misma subestación (230/115/13.8 kV), con capacidad de 175/175/30 MVA.

Costo: 9.79 Millones.

Entrada en operación: febrero de 2016.

3. Nuevos Reactores en Changuinola (-40 MVAR) y Guasquitas (-20 MVAR)

Para el control de tensión sobre la región noroccidental del sistema, cuando no se tienen despachadas las centrales Fortuna, Changuinola y Estí (entre otras) y se requiere disminuir el voltaje.

Costo: 16.93 MMD (Changuinola) y 13.86 MMD (Guasquitas).

Entrada en Operación: abril de 2016.

- 4. Tercera Línea de Transmisión Veladero – Panamá en 230 kV**
Doble circuito en 230 kV con un conductor por fase, calibre 1200 ACAR y con capacidad de 500 MVA por circuito. La línea parte desde subestación Veladero, pasando por subestaciones Llano Sánchez, Chorrera y finaliza en subestación Panamá. Con ello se aumenta la capacidad de transmisión del sistema troncal en 1,000 MVA.

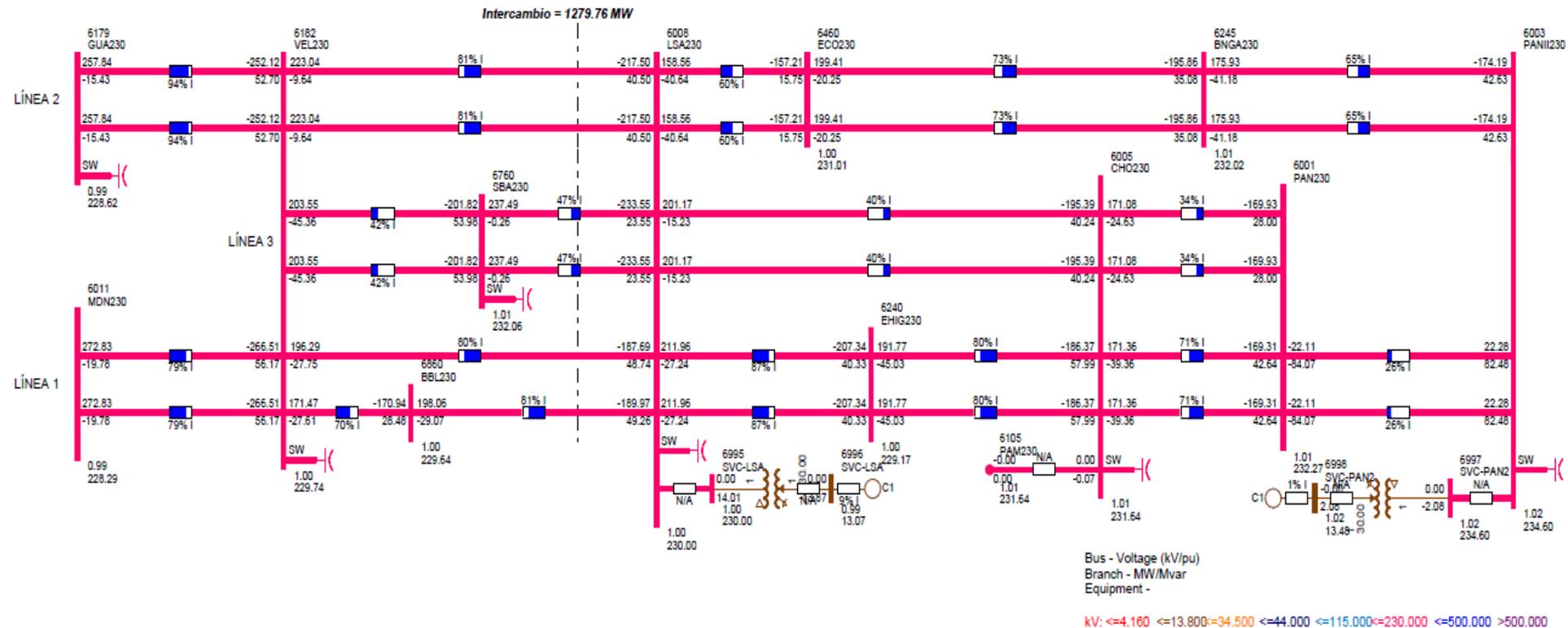
Costo: 218.48 Millones (incluyendo línea y ampliaciones en subestaciones).

Entrada en Operación: Septiembre de 2016

Año	Incremento de Capacidad Hidro (MW) en el Occidente del País
2013	1,172 (existentes)
2014	169.47
2015	142.62
2016	177.68
Total	1,661.77

Tercera Línea de Transmisión Veladero – Panamá en 230 KV

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MAXIMA
 PLAN DE EXPANSIÓN 2014 - EPOCA LLUVIOSA (SEP) 2016
 WED, AUG 08 2014 8:56



5. Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC)

Uno en subestación Llano Sánchez y otro en subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV. Cada SVC contará con capacidad de 120/-30 MVAR y contarán con compensación en bancos de capacitores adicionales en Chorrera (+90 MVAR) y Panamá II (+60 MVAR).



**Costo: SVC Llano Sánchez 22.7 MMD y SVC Panamá II 21.65 MMD.
Entrada en Operación: agosto de 2016**

6. Bancos de Capacitores

Con el fin de brindar soporte a los SVC y poder contar con capacidad remanente ante contingencias y en búsqueda de aumentar las reservas reactivas disponibles en el sistema, se requiere de la adición de:

- Un Banco de Capacitores de +90 MVAR en S/E Veladero 230 kV.
- Un Banco de Capacitores de +120 MVAR en S/E San Bartolo 230 kV.
- Un Banco de Capacitores de +30 MVAR en Llano Sánchez.

Debemos recordar que ambos SVC contemplan de manera adicional Bancos Capacitivos de +60 MVAR en S/E Panamá II (230 kV) y +90 MVAR en Chorrera (230 kV).

Costo: 6.84 Millones (Panamá II - Parte del SVC)

13.17 Millones (Veladero)

19.05 Millones (San Bartolo)

3.45 Millones (Llano Sánchez)

Entrada en Operación: agosto de 2016

7. Reemplazo de la Línea 1 (Mata de Nance – Panamá) – Fase I
Reemplazo del actual circuito 230-5B/6B (Mata de Nance - Veladero), utilizando el mismo derecho de paso. Su diseño similar a la tercera línea, con conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA por circuito. Este proyecto forma parte del reemplazo de la línea 1.

Costo: 32.46 Millones

Entrada en Operación: diciembre de 2016

8. Reemplazo de Transformadores

Para abastecer de manera confiable la demanda de Chiriquí, las Provincias Centrales, Veraguas y Panamá Oeste, se reemplazarán los actuales T1 de Llano Sánchez, T2 de Chorrera y T1 de Mata de Nance, por transformadores de mayor capacidad.

REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES					
TRANSFORMADOR	VOLTAJES (kV)	ACTUAL (MVA)	REEMPLAZO (MVA)	FECHA	COSTO (MMD)
T1 de Llano Sánchez	230/115/34.5	70/60/30	100/100/100	febrero de 2016	4.07
T2 de Chorrera	230/115/34.5	50/50/50	100/100/100	febrero de 2016	4.07
T1 de Mata de Nance	230/115/34.5	70/60/50	100/80/60	julio de 2016	3.86

Año 2017

1. Nueva LT Las Minas 2 – Panamá 115 KV

Reemplazo de la actual línea 115-3/4 (Las Minas 2 – Panamá) de 54 km de longitud, con conductor 636 ACAR y con capacidad de 93 MVA por circuito.

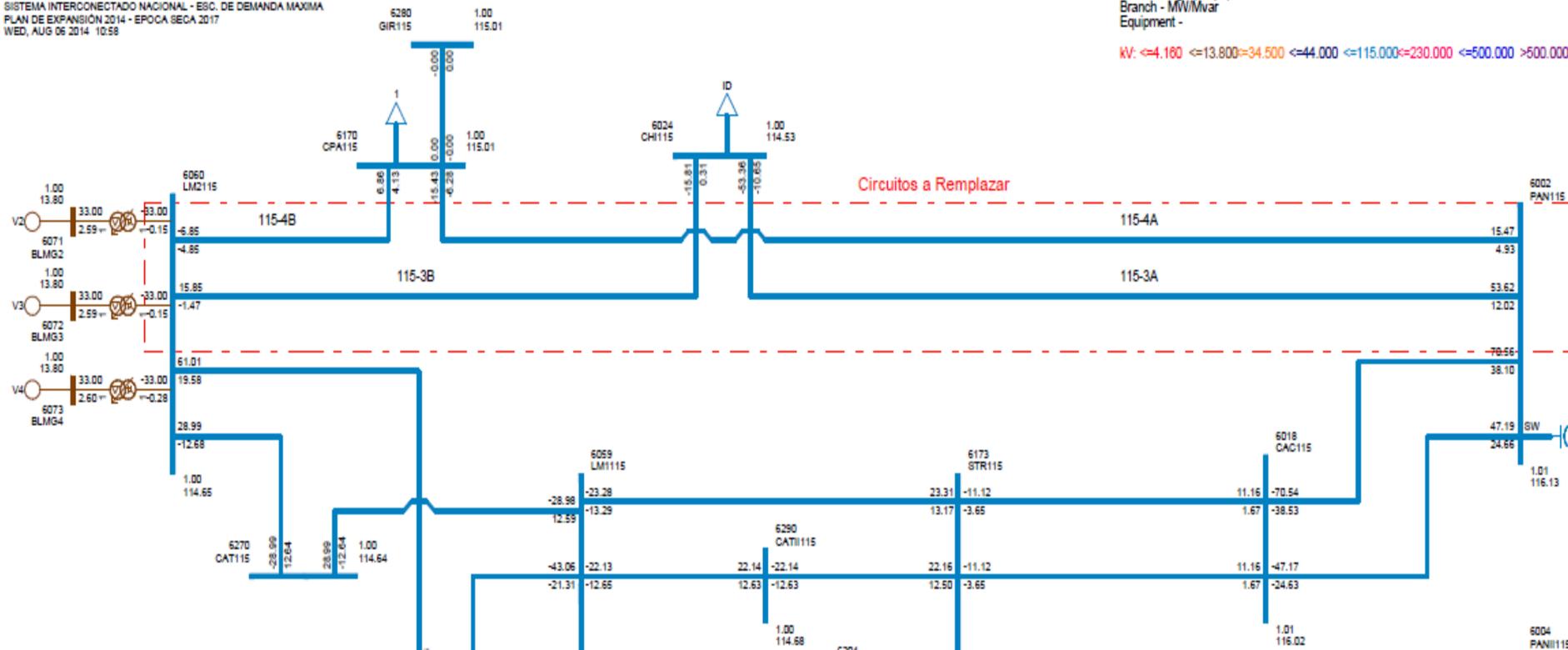
La nueva línea será en doble circuito con conductor 1200 ACAR con capacidad de 203 MVA por circuito.

Costo: 16.63 Millones

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MAXIMA
 PLAN DE EXPANSION 2014 - EPOCA SECA 2017
 WED, AUG 06 2014 10:58

Bus - Voltage (kV/pu)
 Branch - MW/Mvar
 Equipment -

kV: <=4.160 <=13.800 <=34.500 <=44.000 <=115.000 <=230.000 <=500.000 >500.000



2. Nueva subestación Panamá III (230/115/13.8 kV)

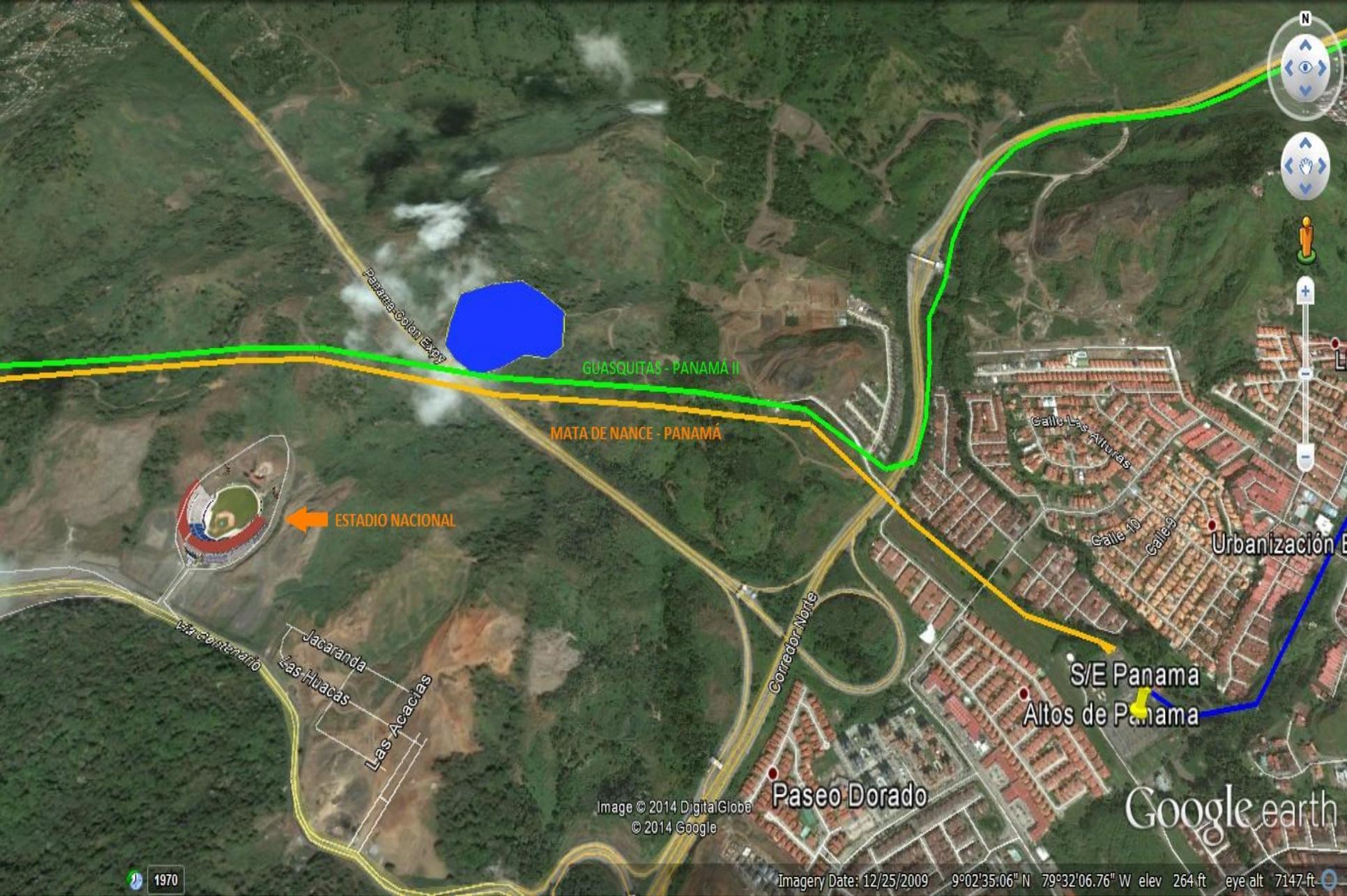
Localizada a 3.13 km de S/E Panamá y seccionando la Línea 2 (Guasquitas – Panamá II) y la Tercera Línea en el Tramo Chorrera – Panamá. Contará con dos (2) transformadores de potencia para una capacidad de transformación de 350 MVA.

Será el tercer punto de retiro en el centro de carga y el nodo de inyección para la generación de la central de Gas Natural de Ciclo Combinado de Telfers (660 MW).

En proceso de re-diseño y definición de tensiones de alimentación (en función de la cuarta línea de transmisión).

Costo: 36.60 Millones.

Entrada en Operación: enero de 2017.



Panama-Colón Expy

GUASQUITAS - PANAMÁ II

MATA DE NANCE - PANAMÁ

ESTADIO NACIONAL

Vía Centenario

Jacaranda
Las Huacas

Las Acacias

Corredor Norte

Paseo Dorado

S/E Panamá
Altos de Panamá

Urbanización E

Calle Las Alturas
Calle 10
Calle 9

Image © 2014 DigitalGlobe
© 2014 Google

Google earth

1970

Imagery Date: 12/25/2009 9°02'35.06" N 79°32'06.76" W elev 264 ft eye alt 7147 ft

3. Línea de Transmisión de 230 kV Telfers – Panamá III

Línea de transmisión para cuatro circuitos, explotada inicialmente en tres circuitos, con dos conductores por fase calibre 750 MCM tipo ACAR y con capacidad de 500 MVA por circuito. Capacidad total de 1,500 MVA térmico.

Costo: 80.73 Millones

Entrada en Operación: enero de 2017

4. Aumento de Capacidad de la línea Guasquitas – Veladero.

Se aumentará la capacidad de transmisión del tramo Guasquitas – Veladero de la Línea 2 (84.3 km), por medio de 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.

La capacidad actual de esta línea es de 275 MVA por circuito y se llevará a 350 MVA por circuito.

Costo: 1.5 Millones

Entrada en Operación: julio de 2017

Plan de Expansión de Largo Plazo 2018 – 2028

Año 2018

1. Reemplazo de Transformadores

Debido a que los actuales T1 de Progreso y T2 de Panamá estarán cumpliendo su tiempo de vida útil y, para brindar mayor confiabilidad de suministro, se reemplazarán estos transformadores por nuevos de igual capacidad.

Costo: 7.05 Millones

Entrada en Operación: enero de 2018

REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES					
TRANSFORMADOR	VOLTAJES (kV)	ACTUAL (MVA)	REEMPLAZO (MVA)	FECHA	COSTO (MMD)
T1 de Progreso	230/115/34.5	50/50/50	50/50/50	enero de 2018	2.98
T2 de Panamá	230/115/13.8	175/175/0.5	175/175/0.5	enero de 2018	4.07

Año 2019

1. Nueva LT Panamá II – Metetí 230 kV

Por indicaciones de la Secretaría Nacional de Energía, en el documento “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014”, se deberá integrar al SIN la provincia de Darién.

Se concibe entonces la construcción de una línea de aproximadamente 215 km desde la Subestación Panamá II a la nueva subestación Metetí 230/34.5 KV. Esta será una línea con torres para doble circuito, montando inicialmente un solo circuito. Será necesaria la ampliación del patio de 230 KV de la S/E Panamá II y la construcción de la nueva Subestación transformadora Metetí 230/34.5 kV.

Costo: 73.77 Millones (Incluye la línea, adición en Panamá II y la nueva S/E Metetí)

Entrada en Operación: enero de 2019

2. Nueva LT subterránea Panamá - Cáceres 115 kV

Debido a la concentración de carga en la subestación Panamá y el crecimiento de la demanda, se requiere de un circuito extra entre Panamá y Cáceres para cumplir el criterio de seguridad N-1 en caso de pérdida de alguno de los circuitos operativos.

El proyecto trata de un circuito sencillo en 115 kV subterráneo con longitud de 0.8 km, similar al circuito 115-37 (Panamá – Cáceres). Contará con una capacidad de 142 MVA.

Costo: 3.33 Millones

Entrada en Operación: enero de 2019

3. Aumento de Capacidad de la Línea 2 (Guasquitas – Panamá II)

Se aumentará la capacidad de transmisión del tramo Veladero – Panamá II de la Línea 2 (305 km), por medio de 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.

La capacidad actual de esta línea es de 275 MVA por circuito y se llevará a 350 MVA por circuito.

Entrada en Operación: enero de 2019

Año 2020

1. Cuarta Línea de Trasmisión 500 kV

1.1 Nueva subestación Chiriquí Grande 500/230 kV

Debido al ingreso en 2020 de la central de generación Changuinola II (214 MW) y el ingreso en 2022 de la central Bocatérmica (350 MW) en la provincia de Bocas del Toro, se requiere de una nueva subestación que sea el punto de inyección para estos proyectos ya que el sistema de transmisión actual no contará con la capacidad para evacuar el total de la capacidad instalada en la zona (tomando en cuenta que también está Changuinola I con 222 MW).

La futura Subestación de Chiriquí Grande, seccionará los circuitos 230-30 (Cañazas – Changuinola) y 230-20A (Fortuna - Las Esperanza) y contará con tres (3) transformadores elevadores (230/500 kV) con capacidad de 500 MVA cada uno, para una capacidad total de transformación de 1,500 MVA. Son requeridos tres transformadores ya que se deberá garantizar la continuidad de servicio en caso de disparo o falla de un transformador (N-1).

Costo: 104.97 Millones

Entrada en Operación: febrero de 2020



Image Landsat
© 2014 Google
Image © 2014 DigitalGlobe
Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO

Google earth

Imagery Date: 4/9/2013 8°58'04.05" N 82°11'55.92" W elev 27 ft eye alt 37.10 mi



2. Reemplazo de Transformadores

Debido a que están próximos a su límite de vida útil y previendo un crecimiento en la demanda, se reemplazará el T2 de Llano Sánchez y el T1 de Chorrera por transformadores de mayor capacidad y se reemplaza el T3 de Panamá por uno de igual capacidad.

REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES					
TRANSFORMADOR	VOLTAJES (kV)	ACTUAL (MVA)	REEMPLAZO (MVA)	FECHA	COSTO (MMD)
T2 de Llano Sánchez	230/115/34.5	70/60/30	100/100/100	enero de 2020	4.07
T1 de Chorrera	230/115/34.5	50/50/50	100/100/100	enero de 2020	4.07
T3 de Panamá	230/115/13.8	350/350/75	350/350/75	diciembre de 2020	4.75

Costo:

Entrada en Operación: febrero de 2020

Años

2021 - 2028

1. LT Panamá – Panamá III subterránea en 230 kV

Refuerzo en el sistema de transmisión del Centro de Carga a causa de la inyección percibida en la subestación Panamá III con el ingreso de la cuarta línea de transmisión.

Línea soterrada de 3.13 km de longitud aproximada, en circuito sencillo a nivel de 230 kV con características similares a la tercera línea con capacidad de 500 MVA.

Costo: 13.02 Millones

Entrada en Operación: julio de 2021

2. Energización de Santa Rita – Panamá II en 230 kV

Debido a la posible adición de centrales a base de carbón en la provincia de Colón, se requerirá ampliar la capacidad de transmisión del sistema en el sentido norte-sur.

Se ampliará Santa Rita por medio de la adición de 2 transformadores de 175 MVA y se energizarán en 230 kV los actuales circuitos 115-45/46 (SRI-PANII). Debemos recordar que la línea de Santa Rita – Panamá II se ha diseñado para operar en 230 kV.

Costo: 21 Millones Entrada en Operación: enero de 2024

3. Reemplazo de la Línea 1 (Mata de Nance – Panamá) – Fase II

Reemplazo de los tramos Veladero – Panamá de la línea 1, utilizando el mismo derecho de paso. Su diseño similar a la tercera línea, con conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA por circuito. Con ello se finaliza el proyecto, reemplazando un total de 375 km de línea en doble circuito.

Se llevará de 247 MVA por circuito a 500 MVA por circuito.

Costo: 107.26 Millones (Incluye todos los tramos y ampliaciones en las subestaciones)

Entrada en Operación: julio de 2024

4. Banco de Capacitores en Panamá III, 230 kV

Con el fin de operar el sistema en cumplimiento a los criterios de seguridad operativa, se requiere de un Banco de Capacitores de 90 MVAR (3X30) en la subestación de Panamá III en 230 kV, para aumentar las reservas reactivas del sistema en el centro de carga.

Costo: 13.17 Millones

Entrada en Operación: enero de 2028

Plan de Inversiones 2014 - 2025

DESCRIPCIÓN	TOTAL
	1,484,074
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO	623,283
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	693,379
PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	7,202
PLAN DE REPOSICIÓN	46,281
SISTEMA DE CONEXIÓN	36,501
PLAN DE PLANTA GENERAL	43,214
PLAN ESTRATEGICO	34,214

Gracias por su Atención