

SITUACIÓN DEL SEIN

2013 - 2018

Febrero 2013



SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

RESUMEN AL 2012

- Potencia Efectiva-Año 2012 (1)**

Total : **7 117 MW**

CC.HH. **44%**

CC.TT. **56%**

- Producción – Energía (1)**

Año 2011: **35 217 GWh (2)**

Año 2012: **37 321 GWh (2) (Δ : 6,0 %)**

% Producción 2012:

CC.HH. **56 %**, CC.TT. **44%**

- Máxima Demanda (1)**

Año 2011: **4 961 MW**

Año 2012: **5 291 MW (Δ : 6,6 %)**

- Longitud de líneas de transmisión del COES al año 2012:**

220 kV: 9 988 km (3)

500 kV: 603 km



(1): Generadores COES.

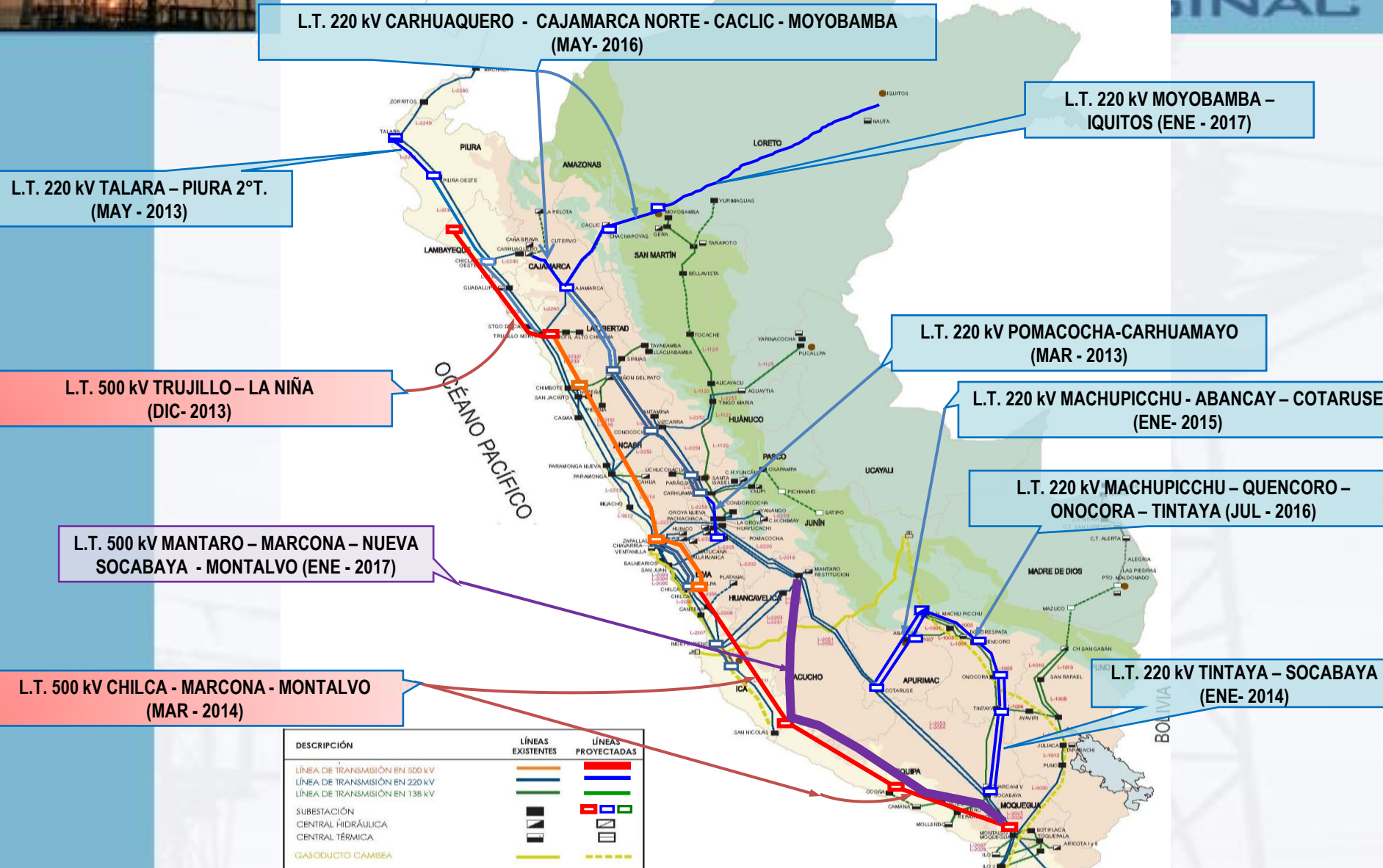
(2): No Incluye la exportación al Ecuador.

(3): Estimado. Considera el sistema secundario de REP, empresas generadoras, distribuidoras y clientes libres.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN 2013 - 2018

SISTEMA DE TRANSMISIÓN: PROYECTOS 2013 - 2018

DES
INAC





Situación Actual del SEIN

Informe MEM: Balance Oferta/Demanda 2013 - 2017



Balance Oferta / Demanda 2013-2017

1. OBJETIVO

Presentar la proyección del balance Oferta - Demanda al año 2017 en los periodos de máxima demanda y estiaje, determinando los márgenes de reserva correspondientes, orientados a anticipar medidas por el lado de la oferta de generación para asegurar el normal abastecimiento de la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

2. PREMISAS

- Las potencias utilizadas son las efectivas de las unidades de generación existentes y de los proyectos.
- Disminución estacional de 22% de capacidad hidroeléctrica durante el periodo de estiaje.
- A la actual capacidad disponible de transporte del gasoducto Camisea para generación eléctrica (390 MMPCD) se considera adicionalmente 80 MMPCD (57.5 MMPCD para CT. Fenix y 22.5 MMPCD para CT Santo Domingo de Olleros).
- Retiro de operación de 140 MW de unidades térmicas obsoletas en el periodo 2013 al 2017.
- No se considera la inyección de la central de emergencia CTE Piura (80 MW).
- No se considera a las centrales eólicas y solares.
- Los reforzamientos y ampliaciones del sistema de transmisión entran en operación según las fechas previstas en sus respectivos contratos.
- Se considera una reducción en la oferta de generación debido a indisponibilidad por mantenimiento.

3. PROYECCIONES

3.1. Proyección de Demanda.

En el periodo 2013-2017, el crecimiento de la demanda del SEIN correspondería a una tasa promedio anual de 8,8%, conforme se muestra en el cuadro N° 1.

Año	DGE	
	Potencia MW	%
2012	5 291	6,6%
2013	5 698	7,7%
2014	6 267	10,0%
2015	6 875	9,7%
2016	7 526	9,5%
2017	7 993	6,2%
Promedio (2013-2017)		8,8%

Cuadro N° 1. Proyección de la Demanda del SEIN

3.2. Proyección de Oferta

En el cuadro N° 2 se muestra la proyección de la nueva oferta de generación.

Proyección (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
CT Tablico					
CS - Térmica		107		100	
CC (TV) - Térmica					100
CC - Fenix	520				
CC - El Faro - Shougea					200
CT - Reserva Fria (*)	701	200	58		
Total CT (MW)	1 201	307	58	100	300
CH-Ins.RER (pendientes)	4	39			
CH-2da.RER	39	122			
CH-Machupichu II			100		
CH-Sta. Teresa			58		
CH-Quitaraco		112			
CH-Chaves			168		
CH-Chagla				406	
CH-Pucará				150	
CH-Cerro del Aguila				525	
CH-Huancá	91				
CH-Carbamba					100
Total CH (MW)	133	279	366	1 081	2 042
CE Marcona	32				
CE Talara	30				
CE Cupulique	80				
CE Tres Hermanas		30			
Total CE (MW)	142	60	0	0	0
CS Panamericana Solar					
CS Majes Solar					
CS Repartido Solar					
CS Tacna Solar					
CS Moscuque IV		30			
Total CS (MW)	0	30	0	0	0
CTB La Gringa V		2			
Total CTB (MW)	0	2	0	0	0
TOTAL Sin Eólica y Solar	1 476	678	424	1 181	2 342
TOTAL Sin Eólica y Solar (*)	1 434	676	424	1 181	2 342

Cuadro N° 2. Proyección de la Oferta 2013-2017



4. ANÁLISIS BALANCE OFERTA - DEMANDA

El margen de reserva se calcula para el periodo de máxima demanda (diciembre), comparando la potencia efectiva, con la máxima demanda del SEIN. Para el caso particular de estiaje se considera la máxima demanda de agosto.

Al año 2017 la demanda llegaría a 7 993 MW, los márgenes de reserva promedio muestran que el abastecimiento de este crecimiento se tiene asegurado.

En el periodo 2013 y 2017 tendríamos un total de 4 080 MW de nueva oferta de generación, de estos 2 040 MW corresponden a centrales hidroeléctricas, lográndose un 59% de participación hidroeléctrica en la producción total de energía al año 2017.

En el cuadro N°3 se muestra los resultados del balance de Oferta-Demanda para el periodo 2013 - 2017.

Base	Balance Oferta - Demanda 2013-2017				
	2013	2014	2015	2016	2017
Máx. Demanda (MW)	3 127	3 498	3 287	3 870	3 126
Oferta (MW)	3 126	3 267	3 142	3 938	4 989
Margen de Reserva (%)	0,0%	-6,3%	-4,4%	1,8%	58,6%
Reserva (MW)	0	-231	-145	68	1 863
Reserva (MW) (según)	100	100	100	100	100
Reserva (MW) (según) - 80%	80	80	80	80	80
Reserva (MW) (según) - 90%	90	90	90	90	90

Cuadro N° 3. Balance Oferta-Demanda 2013-2017

Se puede observar que a partir del año 2013 los márgenes de reserva oscilan en el orden del 30% hasta el año 2017, valores que pueden considerarse adecuados para la operación del SEIN.

Asimismo, en estiaje los márgenes de reserva se encuentran alrededor del 20% hasta el año 2017.

5. CONTINGENCIAS

A continuación se mencionan las contingencias más severas para el SEIN, en orden de relevancia:

- Indisponibilidad del gasoducto Camisea, ocasionaría actualmente una pérdida neta de oferta de generación de 2 360 MW, sin considerar unidades duales que operarían con Diesel ante una contingencia.
- Salida del Complejo Mantaro (880 MW).
- Alta concentración de sólidos en suspensión, implica una reducción de la oferta hidráulica de aproximadamente 500 MW.

Asimismo el margen de reserva podría presentar pequeñas variaciones en las siguientes situaciones:

- Retrasos en la ampliación de transporte de gas natural, que limitaría la operación de las nuevas centrales térmicas localizadas en Chilca.

- Posibles retrasos de nuevos proyectos de transmisión.
- Posibles retrasos de nuevos proyectos térmicos e hidroeléctricos.

6. CONCLUSIONES

- Con los proyectos de generación en construcción, está asegurado el abastecimiento de la demanda hasta el año 2017.

- Se puede afirmar que hasta el año 2017 los márgenes de reserva en promedio, son adecuados conforme se muestra en el cuadro N° 3.

- En todo sistema eléctrico las fallas intempestivas producen cortes temporales de suministro que son solucionados rápidamente. Una falla que produzca interrupciones de suministro por largos periodos, significa que ese sistema no cuenta con el adecuado margen de reserva, situación que no se prevé en el SEIN.

Enero 2013



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

	Base	Balance Oferta - Demanda 2013-2017				
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Máx. Demanda (MW)	5 291	5 698	6 267	6 875	7 526	7 993
Pot. requerida Hidro (MW)						
Pot. requerida Térmico(MW)						
Pot. Efectiva Hidro (MW)	3 136	3 269	3 542	3 908	4 989	5 177
Porcentaje Hidro en la Producción	54%	52%	52%	52%	60%	59%
Pot. Efectiva Total (MW)	6 968	8 335	8 872	9 210	10 319	10 792
Reserva (diciembre)	25%	39%	35%	27%	30%	28%
Reserva (diciembre) - MW	1 307	2 238	2 166	1 854	2 266	2 240
Reserva en Estiaje (agosto)	15%	31%	26%	18%	19%	18%
Reserva en Estiaje (agosto) - MW	761	1 675	1 560	1 186	1 386	1 332

Reserva considerando reducción por mantenimiento

Cuadro N° 3. Balance Oferta-Demanda 2013-2017

MARGEN DE RESERVA OPERATIVA DEL SEIN EN HORAS PUNTA - AVENIDA Y ESTIAJE - ENERO 2011 A ENERO 2013

(%) Margen de Reserva SEIN en Horas Punta

MW

6 000

5 000

4 000

3 000

2 000

1 000

0

90,0%

80,0%

70,0%

60,0%

50,0%

40,0%

30,0%

20,0%

10,0%

0,0%

$$\text{MARGEN DE RESERVA DEL SEIN EN HP (\%)} = \frac{\text{(ReservaFria +Regulación Primaria de Frecuencia)}}{\text{(Potencia Despachada en Horas Punta)}} \times 100$$



ENERO A MAYO 2011
PROM= 9,9%

JUNIO A NOVIEMBRE 2011
PROM= 7,0%

DICIEMBRE A MAYO 2012
PROM= 9,0%

JUNIO A NOVIEMBRE 2012
PROM= 14,9%

DICIEMBRE 2012 A ENERO 2013
PROM= 25,3%

AVENIDA ene-2011 AVENIDA mar-2011 AVENIDA may-2011 ESTIAJE jul-2011 ESTIAJE sep-2011 ESTIAJE nov-2011 AVENIDA feb-2012 AVENIDA abr-2012 ESTIAJE jun-2012 ESTIAJE ago-2012 ESTIAJE oct-2012 AVENIDA ene-2013

EJECUTADO (MW)

(%) MARGEN DE RESERVA DESPACHO EN HP

(%) PROM. MR ESTACIONAL DESPACHO EN HP



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

5. CONTINGENCIAS

A continuación se mencionan las contingencias más severas para el SEIN, en orden de relevancia:

- Indisponibilidad del gasoducto Camisea, ocasionaría actualmente una pérdida neta de oferta de generación de 2 360 MW, sin considerar unidades duales que operarían con Diesel ante una contingencia.
- Salida del Complejo Mantaro (880 MW).
- Alta concentración de sólidos en suspensión, implica una reducción de la oferta hidráulica de aproximadamente 500 MW.



Contingencias



- Indisponibilidad de CH Machu Picchu por 15 días (abril – marzo). Puede provocar restricciones de hasta 70 MW en la zona Sur Este por congestión de la barra de 138 KV SE Tintaya.
- Congestión líneas Chilca – San Juan, Zapallal – Ventanilla y Ventanilla –Chavarria impide aprovechar al máximo los ciclos combinados de Chilca.
- Problemas de baja presión de gas a la llegada a Ventanilla obligaría a utilizar diésel en unidades duales de CT Sta Rosa.
- Enlace Mantaro – Socabaya opera casi permanentemente en congestión.



Contingencias



Purga de la Presa de Tablachaca
Complejo Mantaro
5 días parada total entre 28 Feb – 14 Mar

INTERRUPCION DE SUMINISTRO POR MANTENIMIENTO DEL COMPLEJO MANTARO

Caso	HFP (MW)	HP (MW)	Reserva Fría
Operación Normal sin maniobras especiales	255	280	Existe pero no es despachable
SE Chilca con Barras Separadas	55	85	Existe pero no es despachable
SE Chilca con Barras Separadas y Bypass entre la L-2009 y L-2105	0	0	32

- Requiere declaración de Situación Excepcional por parte del MEM
- Requiere excepción a la NTCSE en caso de interrupciones originadas por las configuraciones temporales, también por parte del MEM.



Presa Tablachaca



Presa Tablachaca

AGRES



9 11:47AM

Presa Tablachaca

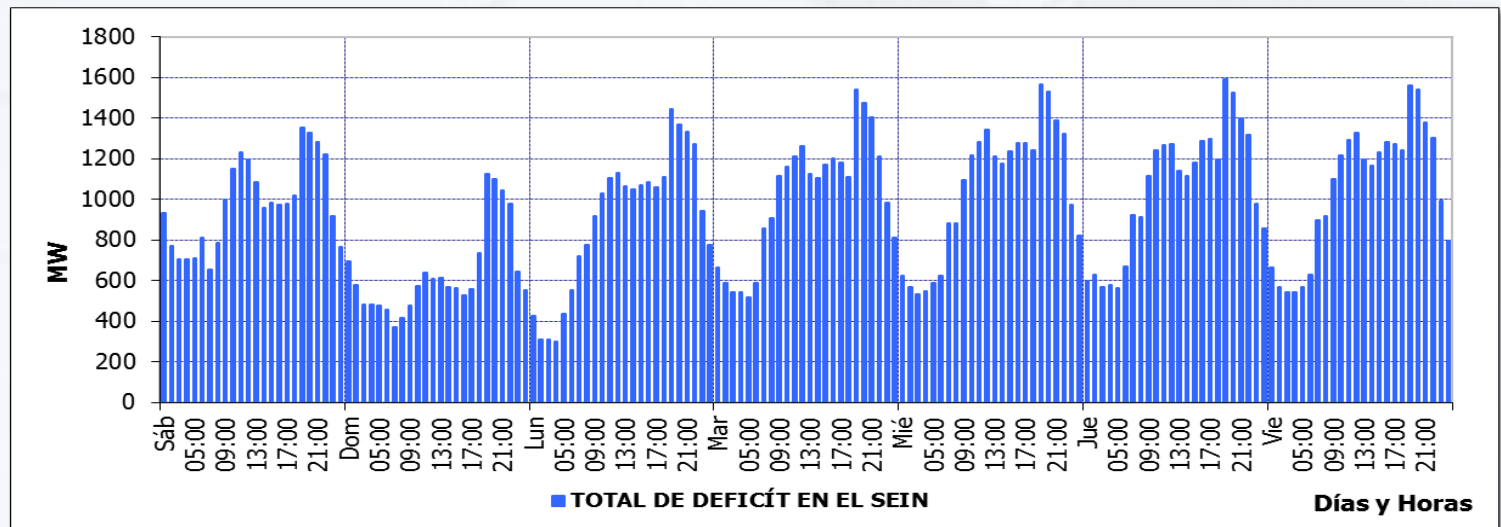


9 2:55PM

Interrupción Total de Suministro de Gas Natural de Camisea



- **Octubre 2012:** Interrupción de suministro de aprox. 1300 MW en media demanda y 1590 MW en máxima demanda.



- **Año 2013:** Máxima interrupción de suministro de aprox. 1100 MW en avenida y 1150 MW en estiaje.

**DEMANDA
2013 - 2018**

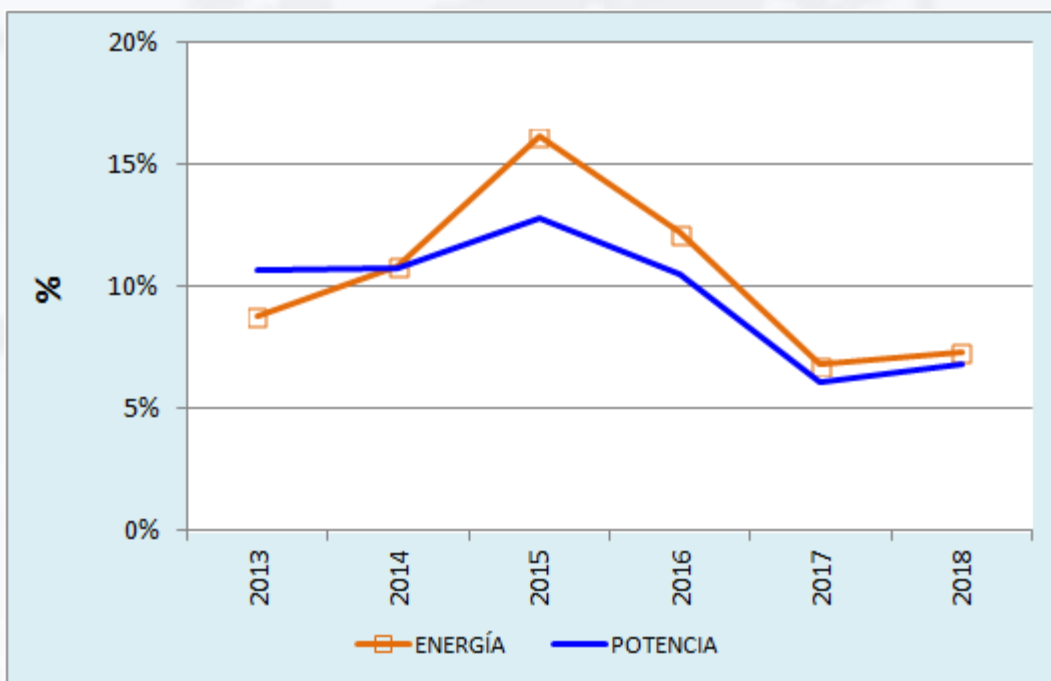
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 2013 - 2018



DEMANDA DEL SEIN

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2013	41330	8.8%	5909	10.7%
2014	45810	10.8%	6544	10.8%
2015	53202	16.1%	7380	12.8%
2016	59690	12.2%	8156	10.5%
2017	63742	6.8%	8652	6.1%
2018	68421	7.3%	9245	6.8%
PROMEDIO 2013 - 2018	10.6%		9.4%	

CRECIMIENTO PROMEDIO

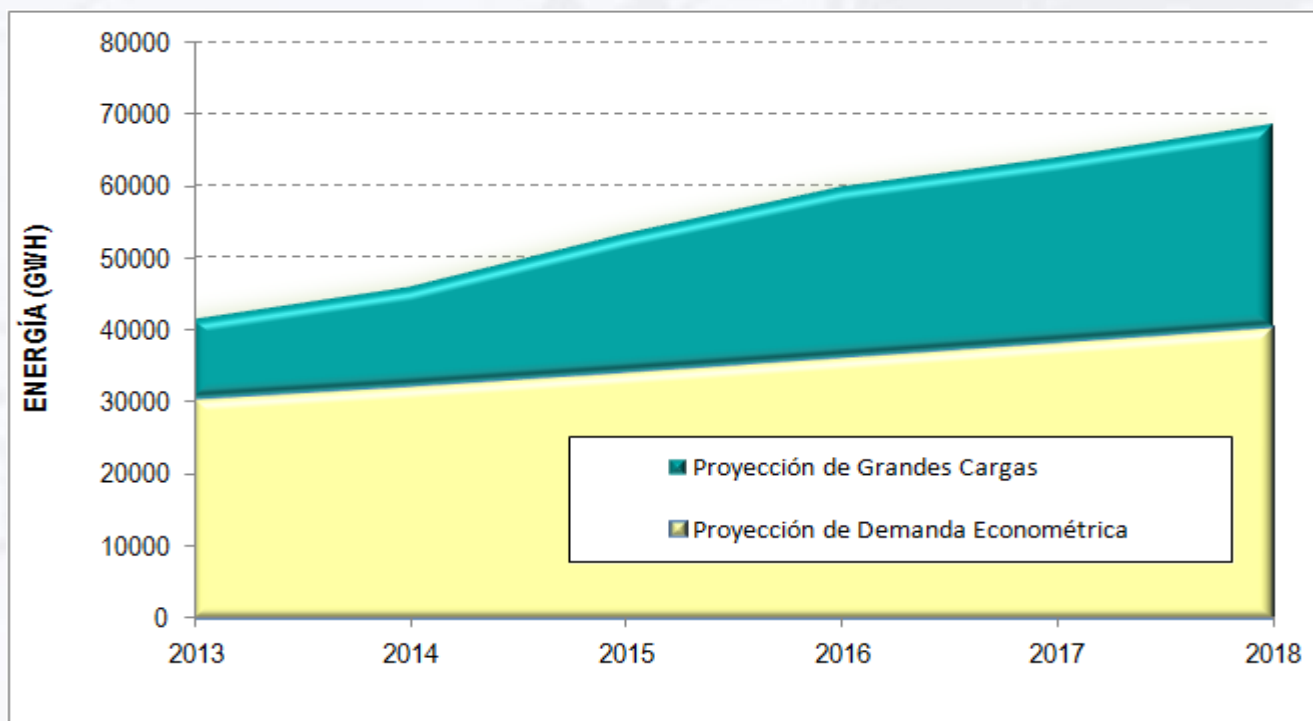


PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 2013- 2018



PROYECCIÓN ECONOMETRICA VEGETATIVA 2013 - 2018

Año	Energía (GWH)	Crecimiento (%)
2013	30386	6.1%
2014	32154	5.8%
2015	34090	6.0%
2016	36135	6.0%
2017	38198	5.7%
2018	40310	5.5%
Crecimiento Promedio 2013 - 2018		5.8%



PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 2013 - 2018

PRINCIPALES PROYECTOS

	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
Proyecto Tia Maria	-	-	-	-	-	-	10	62	14	83	77	643
Ampliación Cerro Verde	-	-	-	-	200	1,069	406	2,838	406	2,838	406	2,838
Ampliación Quimpac (Oquendo)	14	40	25	182	25	182	25	182	25	182	25	182
El Brocal (Colquijirca)	20	104	27	198	27	198	27	198	27	198	27	198
Ampliación Shougang Hierro Perú	-	-	70	202	70	514	70	514	70	514	88	643
Ampliación Antamina	48	372	48	372	48	372	104	804	104	804	186	1,437
Ampliación Concentradora Toquepala	-	-	30	250	72	600	72	600	72	600	72	600
Ampliación Concentradora Cuajone	-	-	-	-	63	525	63	525	63	525	63	525
Ampliación de Aceros Arequipa	20	124	20	124	20	154	55	504	55	604	55	604
Ampliación Cerro Lindo	7	53	7	53	7	53	7	53	7	53	7	53
Ampliación Bayovar	-	-	-	-	12	71	15	138	15	154	16	166
Ampliación Cemento Pacasmayo	-	-	-	-	25	173	25	173	25	173	25	173
Ampliación Cementos Lima	17	72	19	120	20	124	20	124	20	124	20	124
Toromocho	114	189	152	774	152	1,198	152	1,202	152	1,198	156	1,227
Pachapaqui	4	12	8	69	12	104	16	138	16	138	16	138
Antapacay	90	724	93	745	96	771	96	773	96	771	96	771
Marcobre (Mina Justa)	-	-	-	-	5	37	5	37	40	315	40	315
Las Bambas (Apurímac)	28	16	113	313	157	1,228	158	1,270	157	1,267	157	1,267
Constancia	-	-	62	326	87	610	87	610	87	610	87	610
Quellaveco	-	-	-	-	10	36	12	90	95	961	95	1,057
Mina Chapi	-	-	-	-	7	55	26	205	26	205	26	205
Chucapaca - Cañahuire	-	-	-	-	10	60	62	360	62	360	62	360
Pukaqaqa (Milpo)	-	-	-	-	10	79	40	315	40	315	40	315
Shahuindo	-	-	10	79	10	79	10	79	10	79	10	79
Haquira (Antares)	0	-	0	-	12	105	24	210	24	263	88	771
Ampliación de la Fundición de Ilo	-	-	-	-	10	83	10	83	10	83	10	83
Ampliación de la Refinería de cobre	-	-	-	-	8	65	8	65	8	65	8	65
Ampliación modernización Refinería Talara	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56	438
Corani	-	-	10	40	41	323	41	323	41	323	41	323
Salmueras de Sechura	-	-	25	175	25	175	25	175	25	175	25	175
La Arena	-	-	5	43	5	43	65	541	65	541	65	541
El Porvenir	-	-	5	31	24	144	24	144	24	144	24	144
Mina Alpamarca	-	-	8	26	15	79	15	105	15	105	15	105
Cementos Piura	-	-	25	175	25	175	25	175	25	175	25	175
Nueva Planta de Oxidos Volcan	7	23	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118
Ampliación SIDER PERU	-	-	-	-	26	44	34	180	34	316	34	339
Total de Proyectos - Zona Norte	-	-	65	473	128	760	199	1,461	199	1,613	255	2,087
Total de Proyectos - Zona Centro	251	988	405	2,269	450	3,356	576	4,439	610	4,813	714	5,604
Total de Proyectos - Zona Sur	118	740	308	1,673	773	5,530	1,075	8,015	1,161	8,954	1,288	10,118
TOTAL PROYECTOS	370	1,728	778	4,415	1,351	9,647	1,849	13,916	1,970	15,380	2,258	17,808



ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA POR ZONAS

**TOTAL POR ZONAS Y
PROYECTOS 2013, 2014, 2016 y 2018**

DEMANDA 2013 -2018

NORTE

	Demanda	Nuevos
	Total:	Proyectos:
2013	882 MW	0 MW
2014	983 MW	65 MW
2016	1200 MW	199 MW
2018	1345 MW	255 MW

CENTRO

	Demanda	Nuevos
	Total:	Proyectos:
2013	3993 MW	251 MW
2014	4310 MW	405 MW
2016	4846 MW	576 MW
2018	5503 MW	714 MW

NORTE

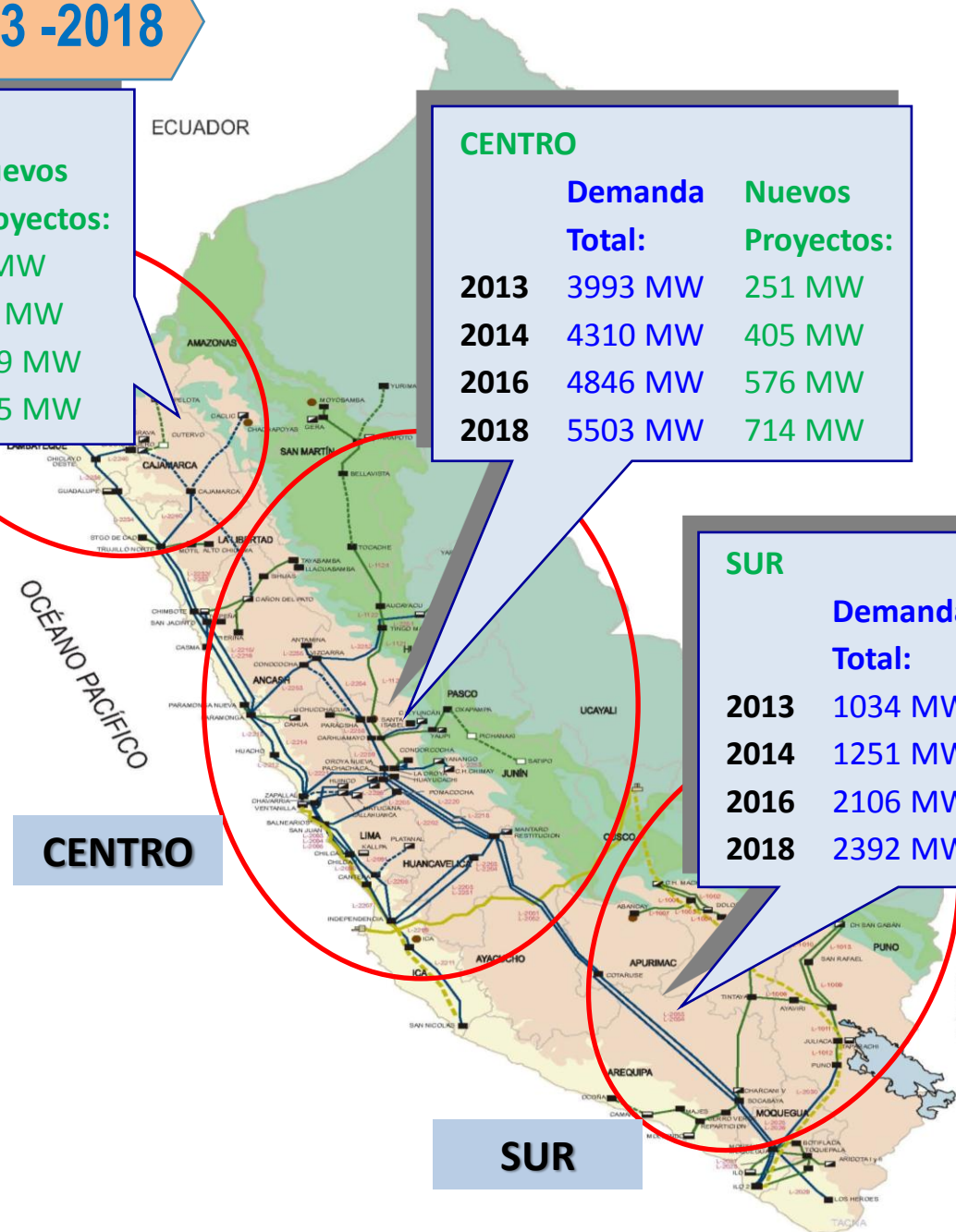
SUR

	Demanda	Nuevos
	Total:	Proyectos:
2013	1034 MW	118 MW
2014	1251 MW	308 MW
2016	2106 MW	1070 MW
2018	2392 MW	1283 MW

CENTRO

SUR

COES



**PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN
PERIODO 2013 – 2016
Y ESCENARIOS DE GENERACIÓN
PERIODO 2017 - 2018**

PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN 2013 – 2016 (1 de 2)



FECHA	PROYECTO	MW
ene-2013	C.H. Yanapampa - ELÉCTRICA YANAPAMPA	4
ene-2013	Retiro de la C.T. de Emergencia en Mollendo - ELECTROPERÚ (operación comercial hasta el 31/12/2013)	60
mar-2013	C.H. Huanza - EMPRESA DE GENERACION HUANZA	91
abr-2013	C.H. Las Pizarras - EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE	18
abr-2013	Reserva Fría de Generación - Planta Talara Dual D2/GasNatural - EEPSA	183
jun-2013	C.T. Fenix - TG1+ TG2 + TV (Ciclo combinado) - FENIX	534
oct-2013	Retiro de la C.T. de Emergencia en Piura - ELECTROPERÚ (operación comercial hasta el 30/09/2013)	80
oct-2013	Reserva Fría de Generación - TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - SUR (Ilo) - ENERSUR	460
oct-2013	C.T. Santo Domingo de los Olleros - TG1- TERMOCHILCA.	198
nov-2013	Central Eólica Cupisnique - ENERGÍA EÓLICA.	80
nov-2013	Central Eólica Talara - ENERGÍA EÓLICA.	30
dic-2013	C.H. Manta - PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES	20
ene-2014	Central Eólica Marcona - PARQUE EÓLICO MARCONA	32
ene-2014	C.H Tingo - COMPAÑÍA HIDROELECTRICA TINGO	9
jun-2014	Reserva Fría de Generación - TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - NORTE (Planta de Eten)	219
jul-2014	C.H. San Marcos - HIDRANDINA	12
jul-2014	C.H. Pelagatos - HIDROELECTRICA PELAGATOS S.AC.	20
jul-2014	C.H. Santa Teresa - LUZ DEL SUR	98
ago-2014	Central Biomasa La Gringa V - CONSORCIO ENERGÍA LIMPIA	2
oct-2014	C.H. Langui II - CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LANGUI S.A.	3
nov-2014	C.H. Quitaracsa - ENERSUR	112
dic-2014	C.H. Muchcapata - ANDES GENERATING CORPORATION S.A.C.	8
dic-2014	C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA	100
ene-2015	C.H. Carpapata III - Cemento Andino	13
ene-2015	C.H. Cheves - SN POWER.	168
ene-2015	C.H. Runatullo III - EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA JUNIN	20

PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN 2013 – 2016 (2 de 2)

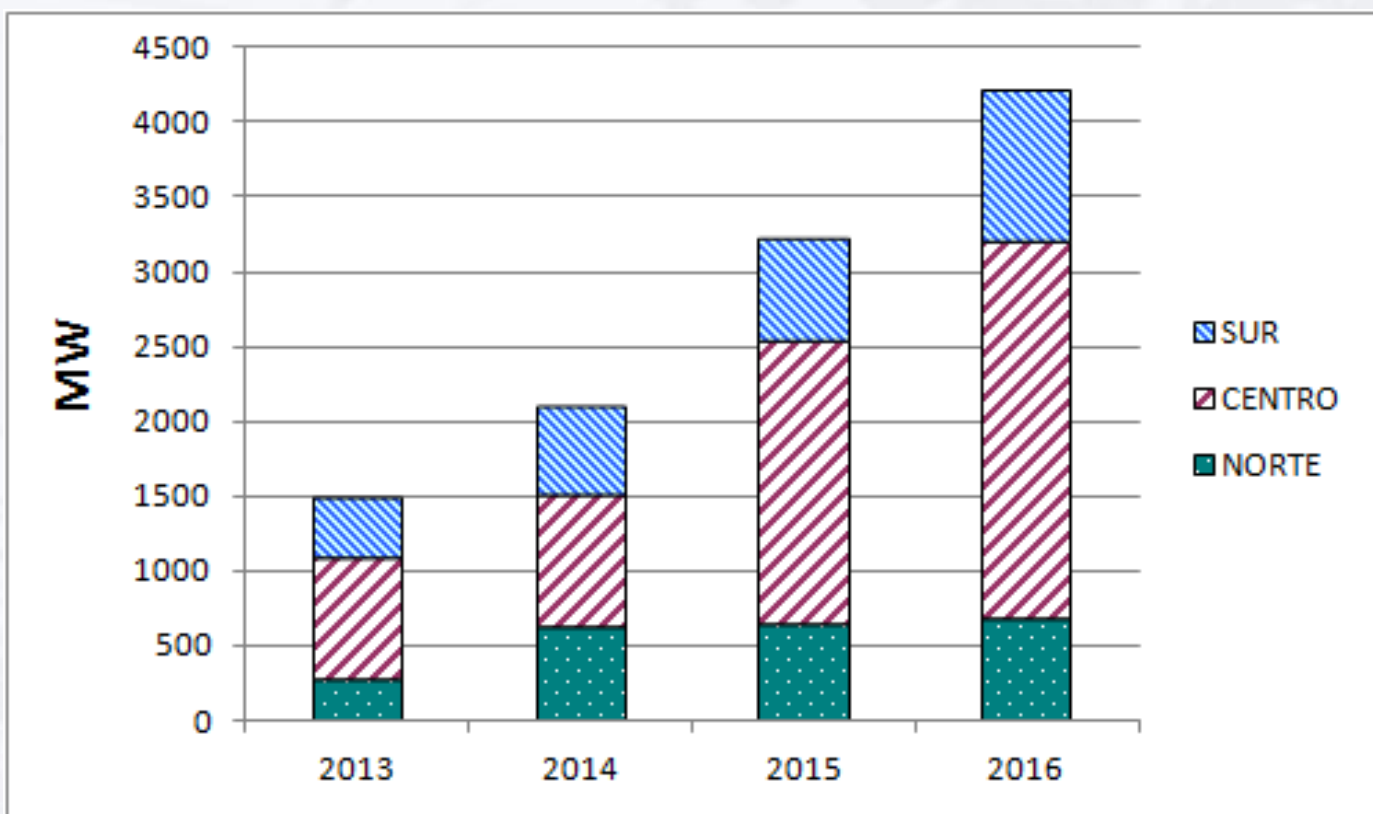


FECHA	PROYECTO	MW
ene-2015	C.H. Runatullo II - EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA JUNIN	18
ene-2015	C.H. 8 de Agosto - ANDES GENERATING CORPORATION	19
ene-2015	C.H. El Carmen - ANDES GENERATING CORPORATION	8
ene-2015	Parque Eólico Tres Hermanas - CONSORCIO TRES HERMANAS	90
ene-2015	Central Solar Moquegua FV - SOLARPARCK CORPORATION TECNOLÓGICA	16
ene-2015	C.H. Canchaylo - ALDANA CONTRATISTAS GENERALES	4
ene-2015	C.H. Huatziroki I - ARSAC CONTRATISTAS GENERALES	11
ene-2015	C.H. RenovAndes H1 - RENOVABLES DE LOS ANDES	20
ene-2015	C.H. Rucuy - EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RIO BAÑOS S.A.C.	20
ene-2015	C.H. Vilcanota 2 - RENEWABLE ENERGY PERÚ S.A.C.	19
mar-2015	Reserva Fría de Generación - DUAL - Planta Puerto Maldonado	18
mar-2015	Reserva Fría de Generación - DUAL - Planta Pucallpa	40
jul-2015	C.H. Angel III - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20
jul-2015	C.H. Chaglla - EMPRESA DE GENERACION DE HUALLAGA	456
jul-2015	C.H. Cola 1 - HIDROELECTRICA COLA	10
jul-2015	C.H. Tulumayo IV - EGEJUNIN TULUMAYO IV	40
jul-2015	C.H. Tulumayo V - EGEJUNIN TULUMAYO V	65
jul-2015	C.H. Macon - EGEJUNIN MACON	10
jul-2015	C.H. Chancay - SINERSA	19
oct-2015	C.H. Zaña - ELECTRO ZAÑA	13
ene-2016	C.H. Cerro del Águila - CERRO DEL AGUILA S.A.	525
ene-2016	C.H. Nueva Esperanza - ANDES GENERATING CORPORATION	8
feb-2016	C.H. La Virgen - PERUANA DE ENERGÍA	64
mar-2016	C.H. Chancay 2 - EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RIO BAÑOS S.A.C.	40
oct-2016	C.H. Potrero - EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL	20
oct-2016	C.H. Pucará - EMPRESA DE GENERACIÓN MACUSANI	150
dic-2016	C.T. Quillabamba - (4 TGs - 50 MW) - Gas Natural - ELECTROPERÚ	200

POTENCIA INSTALADA ACUMULADA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN 2013 – 2016



ZONA	2013 MW	2014 MW	2015 MW	2016 MW
NORTE	251	614	637	657
CENTRO	826	877	1898	2535
SUR	400	601	674	1024
TOTAL	1477	2092	3209	4216

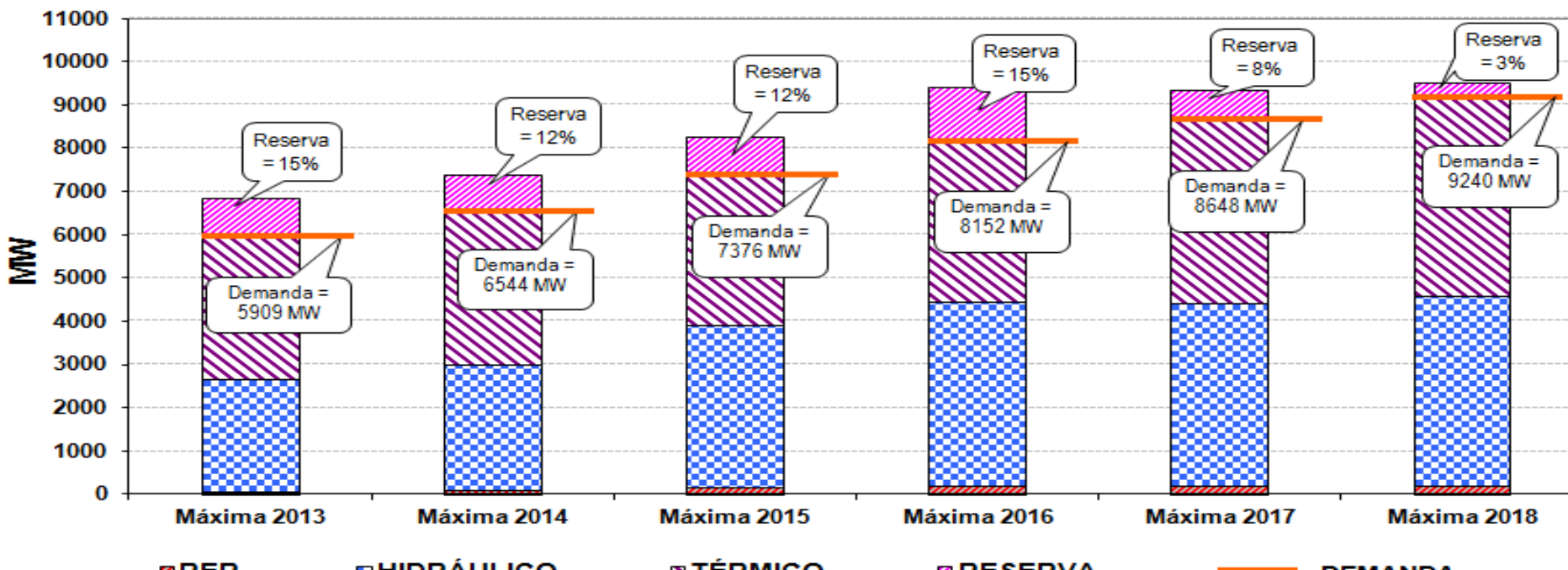
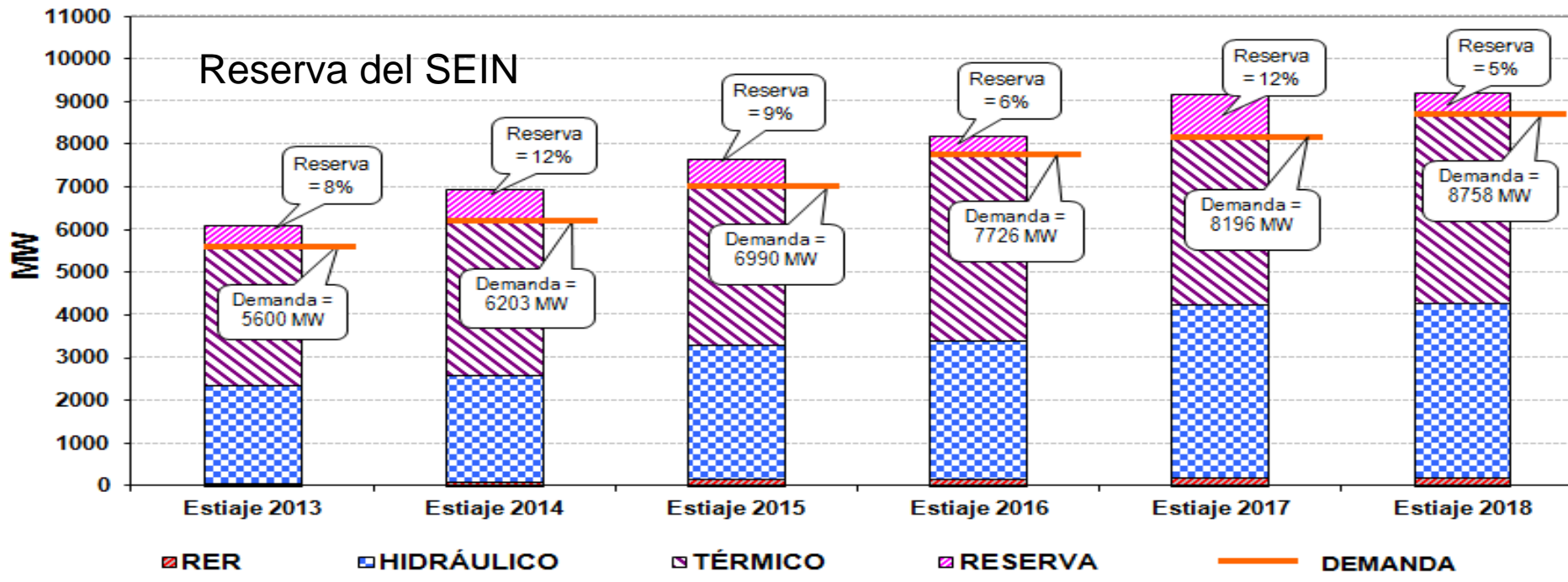




RESERVA DEL SEIN

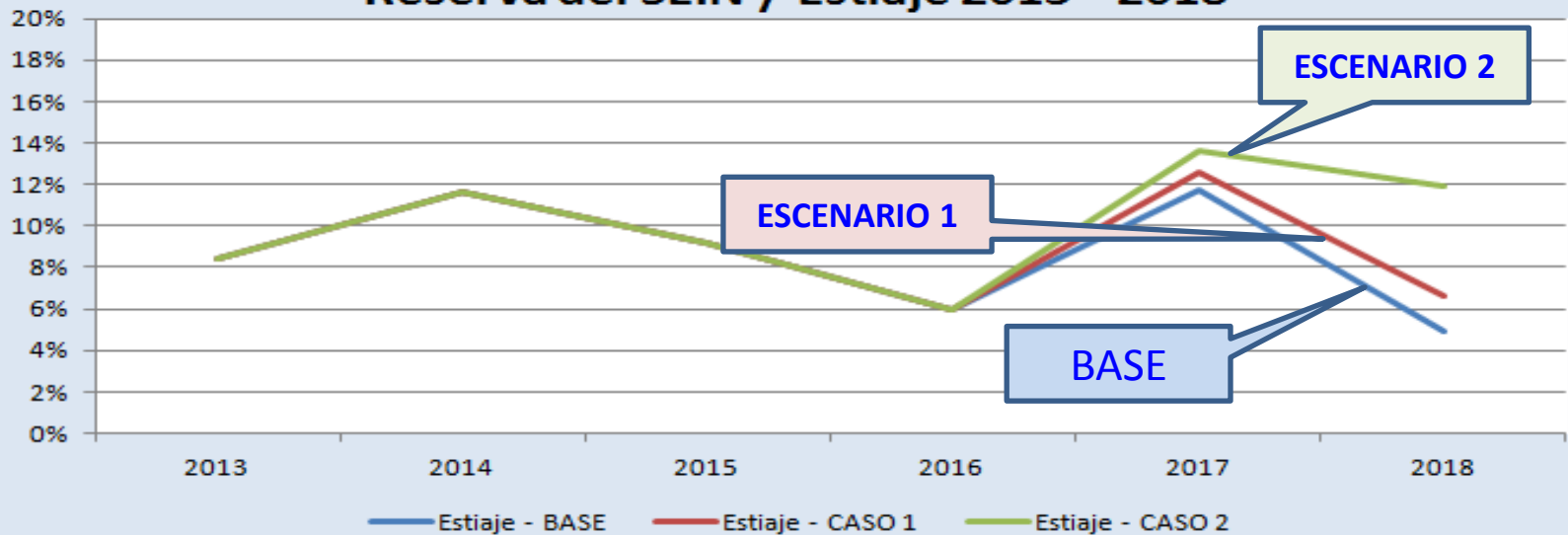
PERIODO 2013 - 2018

Reserva del SEIN



COMPORTAMIENTO DE LA RESERVA DEL SEIN PERIODO 2017 – 2018 SEGÚN ESCENARIO

Reserva del SEIN / Estiaje 2013 - 2018



Reserva del SEIN / Diciembre 2013 - 2018

