

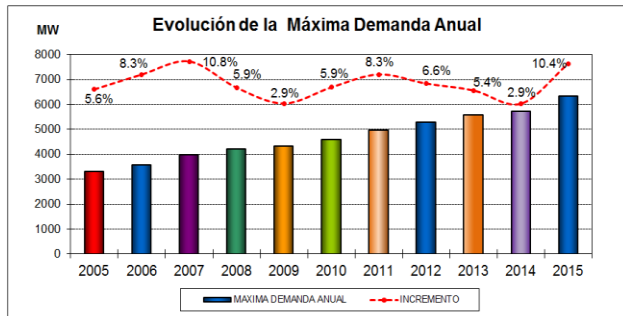
SUPERVISIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

1. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL - SEIN

1.1 Evolución de la demanda 2005-2016

La máxima demanda de potencia durante este periodo tuvo un incremento promedio de 6.6 %. Su evolución se muestra en el Gráfico 1.

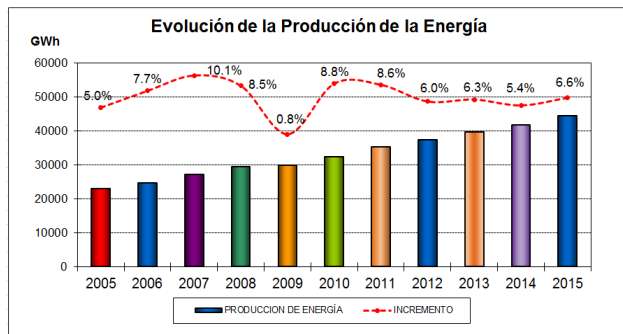
Gráfico 1



Elaboración: DSE

La demanda de energía durante este periodo tuvo un incremento promedio de 6.7 %. Su evolución se muestra en el Gráfico 2.

Gráfico 2



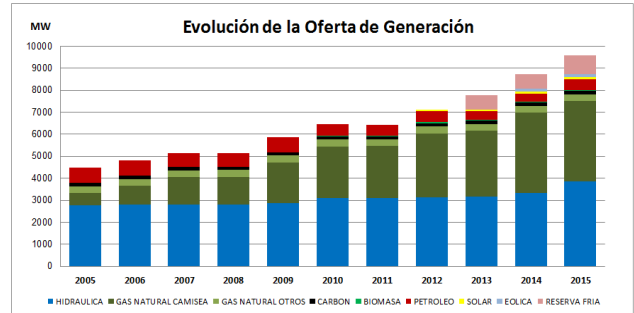
Elaboración: DSE

1.2 Evolución de las Instalaciones 2005-2016

1.2.1 Evolución de la Generación:

La evolución de la oferta durante este periodo tuvo un crecimiento basado principalmente en la utilización del gas natural, observándose que el incremento de oferta hidroeléctrica ha sido reducido; asimismo, en los últimos años ingresaron unidades de reserva fría que utilizan combustible diésel, así como tecnologías de generación fotovoltaica y eólica. La evolución por tipo de fuente de energía primaria se muestra en el Gráfico 3, cabe indicar que la generación denominada Reserva Fría actualmente opera con combustible diésel; sin embargo, se encuentra preparada para operar en un futuro con combustible gas natural.

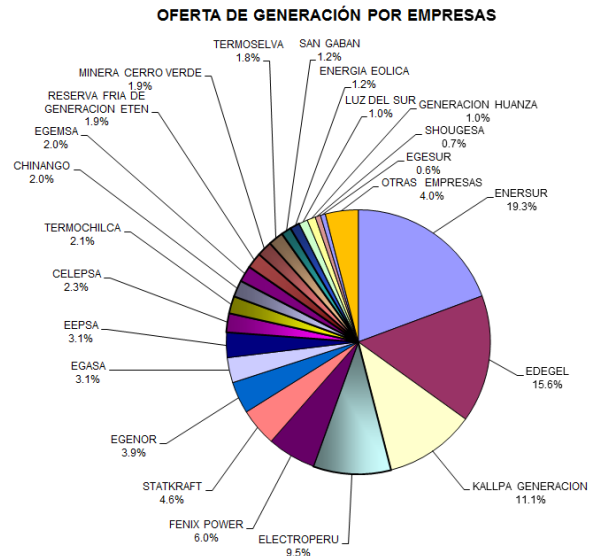
Gráfico 3



Elaboración: DSE

Respecto a la participación en la oferta de generación mostrada en el Gráfico 4, se destacan principalmente las empresas Enersur, Edegel, Kallpa Generación, Electroperú y Fénix Power, cuya participación en su conjunto representa alrededor del 60 %.

Gráfico 4



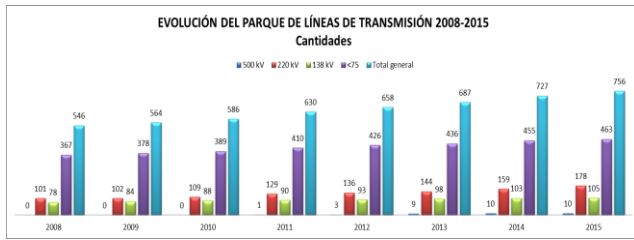
Elaboración: DSE

1.2.2 Evolución de la Transmisión:

En el Gráfico 5 y en el Gráfico 6 se muestra la evolución del crecimiento del parque de transmisión al 31.12.2015.

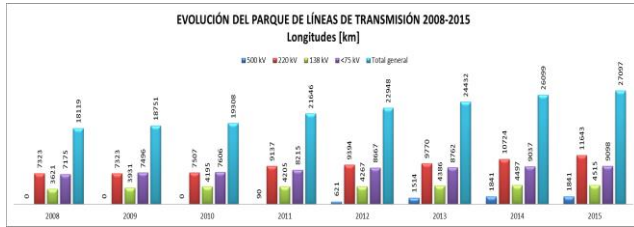
Con relación al año 2014, las líneas de transmisión en el año 2015 se incrementaron en 4% y 3,8% en relación a la cantidad y longitud respectivamente.

Gráfico 5



Elaboración: DSE

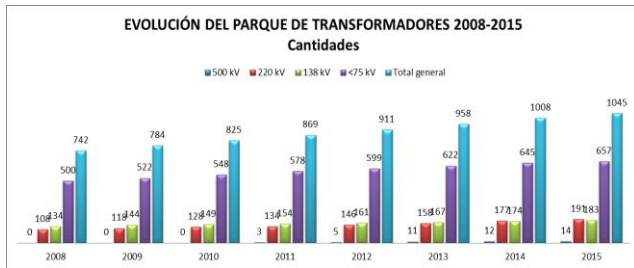
Gráfico 6



Elaboración: DSE

En el año 2015 el número de transformadores se incrementaron en 3,7% en relación al año 2014, como se aprecia en el Gráfico 7.

Gráfico 7



Elaboración: DSE

La infraestructura de transmisión está en constante crecimiento, en la Tabla 1 se resume el parque de transmisión por niveles de tensión, que varían desde 33 kV hasta 500 kV.

Tabla 1

Concepto	2014					2015				
	500 KV	220 KV	138 KV	30-75 KV	TOTAL	500 KV	220 KV	138 KV	30-75 KV	TOTAL
Cantidad de LT	10	159	103	455	727	10	178	105	463	756
Km de LT	1841	10724	4496	9037	26099	1841	11643	4515	9098	27097
Transformador	12	177	174	645	1008	14	191	183	657	1045

Parque de instalaciones de los sistemas de transmisión.

Elaboración: DSE

Al 31.12.2015 se encuentran registradas en el Sistema Extranet, 113 empresas: 18 Transmisoras, 32 Generadoras, 16 Distribuidoras y 47 Mineras, Industriales y otras. Tres de estas empresas se encuentran en proceso el registro de sus instalaciones (San Ignacio de Morococha, Compañía Minera Quiruvilca y Egecsac).

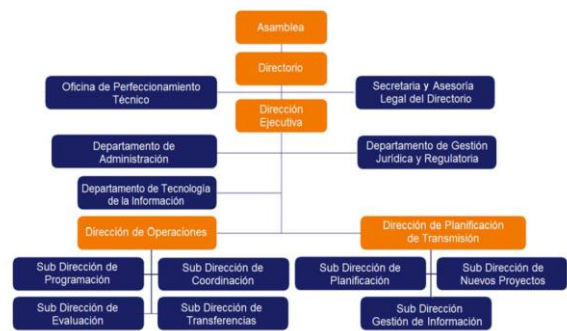
Los datos reportados tienen como fuente el Portal Extranet del Procedimiento, "SITRAE". Se contabiliza las longitudes de cada línea o circuito.

1.3 Comité de Operación Económica del Sistema - COES

El COES es un organismo privado, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público, que está formado por todos los Integrantes, conforme establece el artículo 12° de la Ley 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica". Tiene por finalidad la coordinación de la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, la planificación del desarrollo de la transmisión del SEIN y la administración del Mercado de Corto Plazo. En el Figura 1 se muestra la estructura organizativa del COES.

Figura 1

Estructura organizativa del COES



Funciones de interés público:

1. Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión, conforme éste se define en la Ley.
2. Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por el OSINERGMIN.
3. Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo.
4. Asegurar condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo.
5. Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones.

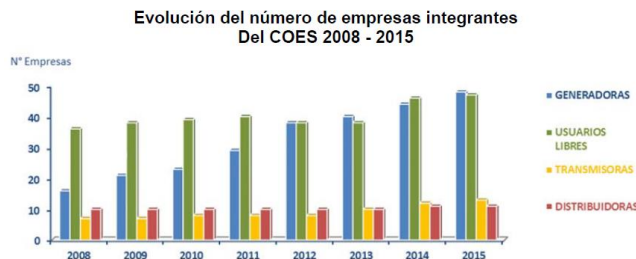
Funciones administrativas:

1. Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución.

2. Programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión.
3. Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico.
4. Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras.
5. Coordinar la operación en tiempo real del SEIN.
6. Coordinar la operación de los enlaces internacionales y administrar las TIE.
7. Administrar el Mercado de Corto Plazo.
8. Determinar y valorizar las transferencias en potencia de energía entre los Integrantes.
9. Asignar responsabilidades en caso de transgresiones a la NTCSE, así como calcular las compensaciones que correspondan.
10. Planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN.
11. Resolver divergencias o controversias derivadas de la aplicación de la LCE, el RLCE, la Ley, el Reglamento, las Normas Técnicas, los Procedimientos del COES y demás disposiciones complementarias, dentro del ámbito de su competencia, así como de los recursos impugnativos que se interpongan contra sus decisiones.
12. Las demás que expresamente señalen la LCE, el RLCE, la Ley, el Reglamento, las Normas Técnicas, los Procedimientos del COES y las demás normas legales aplicables.

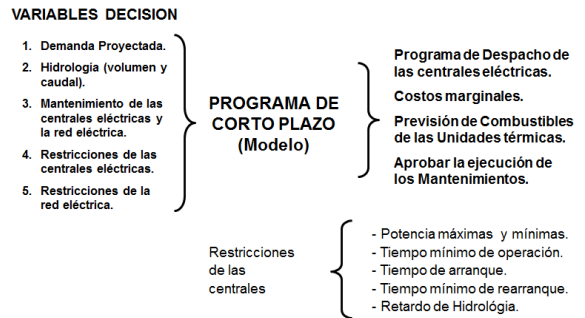
La evolución de los Integrantes que conforman el COES se muestra en el Gráfico 8.

Gráfico 8



La programación de la operación por despacho económico, obedece a la optimización de los recursos bajo restricciones, que involucran aspectos como mantenimientos, eventos de indisponibilidad, pronóstico de demanda, comportamiento de grandes cargas, entre otros. En el Figura 2 se muestra los aspectos que comprende la programación

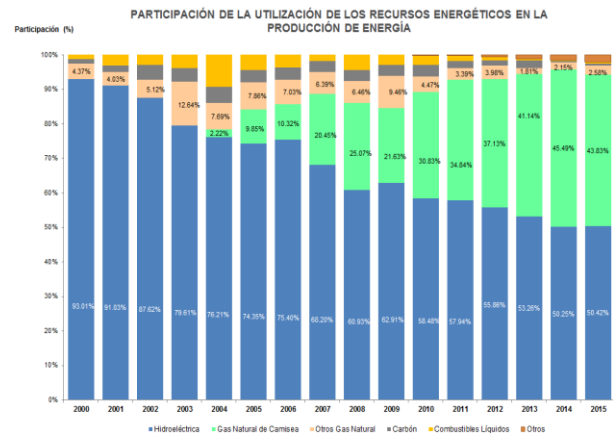
Figura 2



Elaboración: DSE

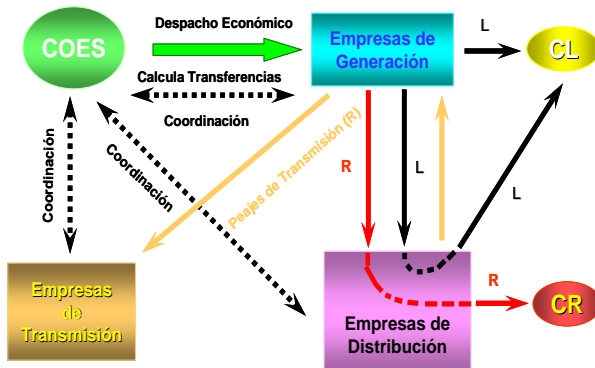
Producto del despacho económico con los recursos disponibles, la participación de la matriz energética en el año 2000 fue predominantemente hidráulica (93%), sin embargo el año 2011 fue diversificada, es decir 58% de generación hidráulica, 34.84 % de generación a gas y el resto otras fuentes, finalmente en la actualidad esta diversificación en más equilibrada entre hidráulica, gas y recursos no convencionales con 50.42%, 46.41% y 3.17% respectivamente, lo que significa una matriz energética equilibrada y limpia, como se muestra en el Gráfico 9.

Gráfico 9



Una función importante del COES es la administración del mercado, relacionada a las transacciones de potencia y energía, cuyo esquema se muestra en la Figura 3.

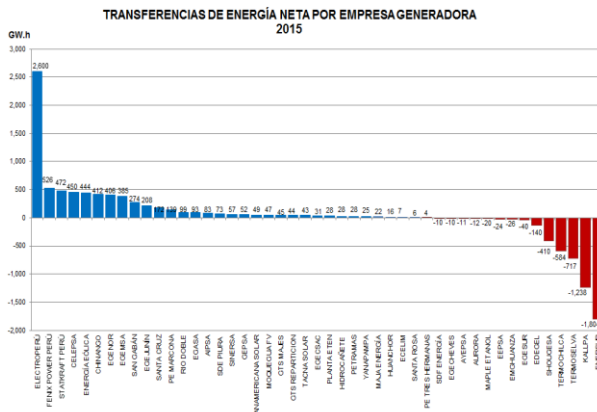
Figura 3



Elaboración: Osinergmin

Las empresas de generación tienen como clientes, a los usuarios libres y a las distribuidoras de electricidad. El COES establece la asignación de la energía inyectada al sistema eléctrico por las centrales de generación de las empresas, así como la retirada por las mismas para atender la demanda de sus clientes. Las valorizaciones de energía se realizan al costo marginal del sistema, lo cual deriva en el establecimiento de las transferencias económicas entre generadores. En el Gráfico 10 se muestran las transferencias netas de energía en el año 2015.

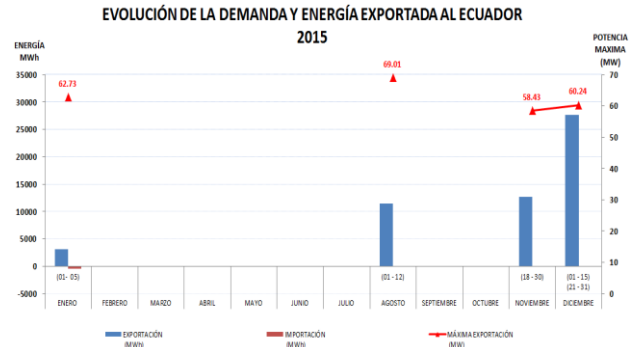
Gráfico 10



Fuente: COES

Como parte de la operación del SEIN y la administración del mercado eléctrico, el COES coordina la operación del enlace con el Ecuador a través de la línea de 220 kV Zorritos – Machala; estableciendo asimismo, las valorizaciones de los intercambios internacionales de electricidad. En el Gráfico 11 se muestra la demanda y energía transada a través del enlace internacional Perú – Ecuador.

Gráfico 11

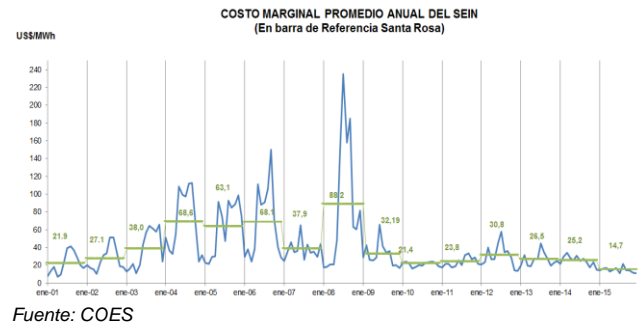


Fuente: COES

1.4 Costos Marginales

Los costos marginales anuales determinados por el COES en los últimos 5 años mostrados en el Gráfico 12, se encuentran alrededor de un promedio de 24 US\$/MWh en la barra de referencia de Santa Rosa.

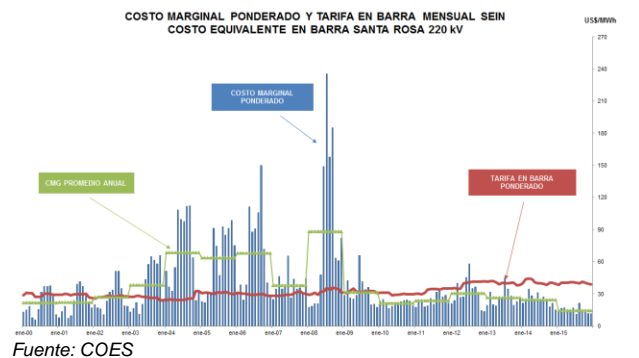
Gráfico 12



Fuente: COES

La tarifa en barra equivalente informada por el COES en los últimos 5 años mostrada en el Gráfico 13, se encuentra alrededor de un promedio de 38 US\$/MWh en la barra de referencia de Santa Rosa.

Gráfico 13



Fuente: COES

1.5 Supervisión de Inversiones

1.5.1 Proyectos de Generación:

En el año 2012 ingresaron en operación comercial proyectos relevantes como la conformación de los ciclos combinados de la CT. Kallpa (857 MW) y la CT. Chilca I (811 MW); asimismo, en dicho año como parte de la generación con recursos renovables ingresaron a operar cuatro centrales fotovoltaicas con un total de 84 MW.

En el año 2013 ingresaron como la CT. Reserva Fría de Ilo (460 MW), la CT. Santo Domingo de los Olleros (208 MW) y la CT. Reserva Fría de Talara (186 MW).

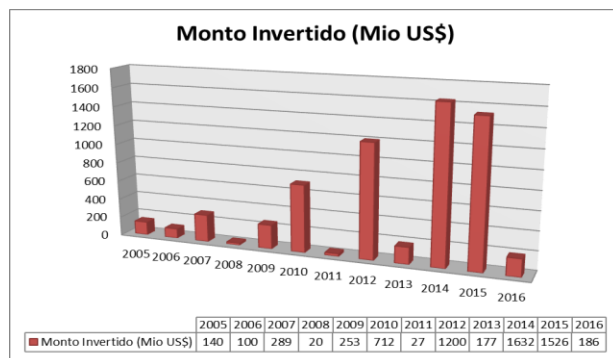
En el año 2014 ingresaron en operación comercial proyectos relevantes como el ciclo combinado de la CT. Fenix (570 MW), la unidad restaurada TG7 de la CT. Santa Rosa (121 MW) y la CH. Huanza (96 MW). Como parte de la generación con recursos renovables ingresaron a operar las centrales eólicas CE. Cupisnique (83 MW), CE. Marcona (32 MW) y la CE. Talara (30 MW); asimismo, cabe mencionar que ingreso a operar una central fotovoltaica (16 MW).

En el año 2015 ingresaron en operación comercial proyectos relevantes como la CT. Reserva Fría Eten (183 MW), la CT. Recka (181 MW), la CH. Cheves (171 MW), la CH. Quitarcas (118 MW), la unidad G4 de la CH. Machupicchu (99 MW).

En lo que va del año 2016 ha ingresado en Operación Comercial la central eólica Parque Eólico Tres Hermanas (97 MW); asimismo, se prevé el ingreso de las siguientes centrales: CT. Puerto Bravo (720 MW - Nodo Energético del Sur), CT. Pucallpa (46 MW - Reserva Fría), CT. Puerto Maldonado (20 MW - Reserva Fría), CH. Cerro del Águila (525 MW), CH. Chaglla (456 MW); asimismo, las centrales hidroeléctricas de Recursos Energéticos Renovables: CH. Chancay (19 MW), CH. Renovandes H1 (20 MW), CH. 8 de Agosto (19 MW) y la CH. El Carmen (8.4 MW).

La evolución de las inversiones en instalaciones de generación que ingresaron en Operación Comercial durante el periodo 2005-2016 se muestra en el Gráfico 14, las cuales suman una inversión de 6599 MM US\$.

Gráfico 14



Elaboración: DSE

1.5.2 Proyectos de Transmisión:

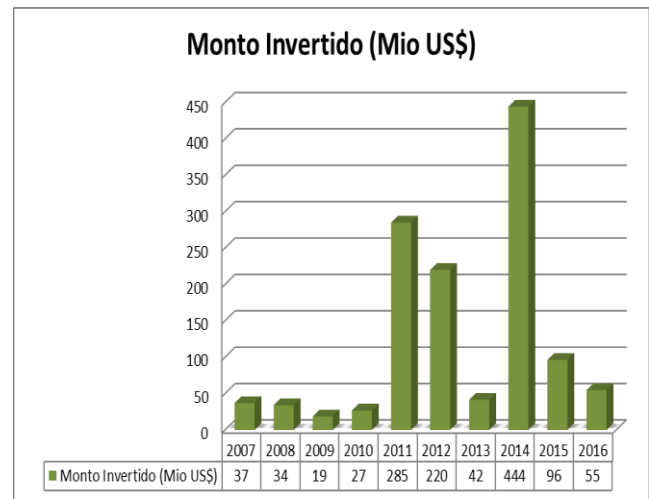
En el año 2014 ingresaron en operación comercial 1404 km de líneas de transmisión eléctrica, invirtiéndose aproximadamente 436 millones de dólares.

Las principales líneas que ingresaron en operación comercial en dicho año, fueron las líneas en 500 kV Chilca-Marcona-Montalvo (872 Km) y Trujillo-Chiclayo (325 Km); asimismo, ingresó la línea en 220 kV Tintaya-Socabaya (207 km).

En el año 2015, ingresó en operación comercial la línea de 220 kV Machupicchu–Abancay-Cotaruse (197 km), invirtiéndose en ella aproximadamente 107 millones de dólares.

La evolución de las inversiones en instalaciones de transmisión durante el periodo 2007-2016 se muestra en el Gráfico 15, las cuales suman una inversión de 1258 MM US\$

Gráfico 15



Elaboración: DSE

1.5.3 Inversiones por proyecto:

Las inversiones realizadas en los proyectos de Transmisión que entraron en Operación Comercial durante el periodo 2007-2016 son los mostrados en la Tabla 2.

Tabla 2

Proyecto	Monto de Oferta (Mio US\$)	Fecha de Puesta Operación Comercial
LT. 220 kV Carhuamayo-Carhuaqueiro	106	26.06.2011
LT. 220 kV Chilca-La Planicie-Zapallal (Doble Terna - 2 c/fase) - Etapa I	17	26.06.2011
LT. 500 kV Chilca - Zapallal (Simple Terna - 4 c/fase) - Etapa II	36	26.06.2011
LT. 220 kV Independencia-Ica (Simple Terna)	9	23.06.2011
LT. 500 kV Zapallal (Carabaylo) -Trujillo	168	29.12.2012
LT. 220 kV Talara - Piura	15	04.05.2013
LT. 220 kV Pomacocha-Carhuamayo	16	20.09.2013
LT. 500 kV Chilca-Marcóna-Montalvo	291	02.05.2014
LT. 220 kV Tintaya-Socabaya	44	01.06.2014
LT. 500 kV Trujillo - Chiclayo	101	26.06.2014
LT. 220 kV Machupicchu - Abancay - Cotaruse	75	21.08.2015
REP (Ampliación N° 1): S.E. Chilca y Ampliación de las Líneas 220 Kv L-2208 y L-2090 en el Tramo San Juan - Chilca.	37	20.06.2007
REP (Ampliación N° 2): Segundo circuito de la LT 220 kV Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1 y Ampliación de SETs Asociadas.	34	26.03.2008
REP (Ampliación N° 3): Ampliación de la S.E. Ica, S.E. Marcona y S.E. Juliaca.	15	16.02.2009
REP (Ampliación N° 4): Compensación Capacitiva en la S.E. Santa Rosa y S.E. Chavarría.	3	16.01.2009
REP (Ampliación N° 5): Ampliación de SETs Quencoro, Azangaro, Trujillo Norte, Piura Oeste y Tingo María; Adecuación para la Conexión Proyecto Tocache-Bellavista y Ampliación de la Barra de 60 kV de la S.E. Independencia.	27	21.12.2010
CTM (Ampliación N° 1): LT. 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya).	93	31.07.2011
REP (Ampliación N° 6): Segunda Terna de la LT 220 kV Chiclayo-Piura.	21	18.08.2011
REP (Ampliación N° 7): Ampliación SETs Chavarría, San Juan, Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal.	23	12.01.2012
REP (Ampliación N° 8): Ampliación de Capacidad de la LT 220 kV Independencia-Ica y LT 220 kV Ica-Marcóna.	3	21.09.2011
REP (Ampliación N° 9): Construcción: a) 2da Terna LT. 220 kV Trujillo-Guadalupe-Chiclayo y SETs asociadas. Ampliar Capacidad de Transmisión de LT. 220 kV (existente) Chiclayo Oeste-Guadalupe-Trujillo Norte. b) Ampliar Capacidad de Transformación SET Chiclayo Oeste. c) Ampliar Capacidad de Transformación SET Huacho. d) Ampliar Capacidad de Transformación SET Guadalupe y e) Sistema de automatismo para la Transferencia de Carga para la Operación de la Interconexión Perú-Ecuador.	30	14.10.2012
REP (Ampliación N° 10): a) Implementación del Reactor Serie entre las barras de 220 kV de las SETs Chilca Nueva y Chilca REP, b) Implementación de la Resistencia de Neutro del Autotransformador en la SET Chilca 500/220 kV y c) Segunda Etapa de Ampliación de la SET Independencia 60 kV.	5	Hito a) 29.04.2013 Hito b) 27.01.2013 Hito c) 05.08.2012
REP (Ampliación N° 11): a) Cambio de Configuración en 220 kV de Barra Simple a Doble Barra de SET Pomacocha, b) Ampliación de Capacidad Transmisión de LT 220 kV Pachachaca-Pomacocha de 152 a 250 MVA y c) Cambio Configuración en 138 kV de Barra Simple a Doble de SET Tintaya.	6	Hito a) 12.07.2013 Hito b) 15.05.2012 Hito c) 15.04.2013
REP (Ampliación N° 12): a) Ampliación de la capacidad de transformación de la Subestación Puno y b) Cambio de la configuración de barras en 138 kV "T" a "PI" de la Subestación Ayaviri"	7	Hito a) 23.02.2014 Hito b) 09.12.2013
ISA PERÚ (Ampliación N° 2) Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 220 kV Paragsha - Vizcarra de 152 MVA a 250 MVA.	1	22.12.2014
REP (Ampliación N° 14): a) Nueva Subestación Reque 220 kV (Trafo 220/60/22,9 kV y 100 MVA). b) Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Trujillo Norte (Autotrafo 220/138/22,9 y 100/100/20 MVA)	21	Hito a) 24.06.2015 Hito b) 27.06.2014
REP (Ampliación N° 15): a) Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la LT. 220 kV San Juan - Chilca (L-2093) de 350 MVA a 700 MVA. b) Ampliación de la Capacidad de Transformación de la LT. Ventanilla - Zapallal (L-2242/L-2243) de 152 MVA a 270 MVA. c) Instalación del Cuarto Circuito 220 kV de 189 MVA (sobre las estructuras de la LT. 220 kV Ventanilla - Chavarría (L-2246) y ampliación de subestaciones asociadas.	45	Hito a) 19.03.2015 Hito b) 20.01.2016 Hito c) 19.12.2015
REP (Ampliación N° 16): a) Construcción de la nueva S.E. Amarillis 138 kV, con configuración de doble barra más seccionador de transferencia y espacios para futuras instalaciones. b) Construcción de los Enlaces de Conexión en 138 kV: i) S.E. Amarillis - S.E. Tingo María, ii) S.E. Amarillis - S.E. Huánuco y iii) S.E. Amarillis - S.E. Paragsha II. c) Ampliación de la capacidad de transmisión de la LT. 138 kV Paragsha-Huánuco (L-1120) de 45 MVA a 75 MVA.	10	Hito a) 14.01.2016 Hito b) 08.04.2015 Hito c) 09.02.2016

Las inversiones realizadas en los proyectos de Generación que entraron en Operación Comercial durante el periodo 2005-2016 se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3

Ítem	Central	Empresa	Potencia Instalada (MW)	Monto Invertido (Mio US\$)	Fecha de Puesta en Servicio
1	C.H. Yuncan	ENERSUR	126.0	140.0	09.07.2005
2	C.T. Ventanilla - ETEVENSA-Ciclo Combinado -GN	ENDESA	180.0	100.0	20.10.2006
3	C.T. Chilca I (2 x 180 MW) - Ciclo Simple -GN (Chilca)	ENERSUR	360.0	216.0 (1)	I (Dic. 2006) II (Jul. 2007)
4	C.T. Kallpa I (1 x 180 MW) - Ciclo Simple -GN (Chilca)	KALLPA GENERACIÓN	180.0	72.5	I (01.07.2007)
5	C.H. Carhuaqueiro IV	Duke Energy Egenor	10.0	20.3 (1)	22.05.2008(1)
6	C.H. Caña Brava	Duke Energy Egenor	6.0	12.2 (1)	19.02.2009(1)
7	C.T. Emergencia de Trujillo (Diesel)	ELP/APR ENERGY	60.0	45.5	15.06.2009
8	C.T. Chilca I - Ciclo Simple -GN (Chilca)	ENERSUR	200.0	120.0 (1)	Ago. 2009
9	C.T. Kallpa II y III - Ciclo Simple -GN (Chilca)	KALLPA GENERACIÓN	380.0	177.4	II (25.06.2009), III (24.03.2010)
10	C.T. Quendo - Cogeneración - GN (Lima)	Sdf ENERGÍA	30.0	23.0	24.04.2009
11	C.H. Paochos 2	SINERSA	10.0	20.3 (1)	27.05.2009(1)
12	C.H. Sta. Cruz Huallanca	Hidroeléctrica Santa Cruz	6.0	12.2 (1)	29.05.2009(1)
13	C.H. La Joya (Arequipa)	Generadora Energía SAC	10.0	19.4 (1)	01.10.2009(1)
14	C.H. El Platanal (Cañete)	CELEPSA	220.0	350.0	30.03.2010
15	C.T. Cogeneración Paramonga	Agro Industrial Paramonga	23.0	31.0 (1)	31.03.2010
16	C.H. Roncador (Unidad N°1)-Barranca	Maja Energía SAC	2.0	4.1 (1)	01.04.2010(1)
17	C.T. Las Flores - Ciclo Simple -GN (Chilca)	EGENOR	192.5	110.0	04.05.2010
18	C.H. Santa Cruz II Huallanca	Hidroeléctrica Santa Cruz	7.0	13.2 (1)	01.07.2010
19	C.T. Pisco - 2x35 MW - EGASA - GN (Pisco)	EGASA	70.0	8.3	02.10.2010
20	C.T. Independencia - 4x6 MW-EGESUR -GN (Pisco)	EGESUR	24.0	13.5	20.10.2010
21	C.H. Roncador (Unidad N°2)-Barranca	Maja Energía SAC	2.0	4.1 (1)	01.12.2010
22	C.H. Purmacana (Barranca)	Eléctrica Santa Rosa	2.0	2.8	18.03.2011
23	C.T. Huachipa - Cogeneración - GN - (Lima)	ILLAPU ENERGY	13.6	14.0	31.09.2011
24	C.T. Huaycoloro	Petramas S.A.C.	4.0	10.5	06.12.2011
25	C.H. Pias I (Pataz - La Libertad)	AGUAS Y ENERGÍA	12.6	27.5	04.01.2012
26	C.H. Huasahuasi I (Caripa-Tarma) - 2 Turbinas de 5MW	Hidroeléctrica Santa Cruz	8.0	17.4	15.02.2012
27	C.H. Nuevo Imperial (Cañete)	Hidrocañete S.A.	4.0	7.5	20.04.2012
28	C.H. Huasahuasi II (Caripa-Tarma) - 2 Turbinas de 5MW	Hidroeléctrica. Santa Cruz	8.0	14.5	05.05.2012
29	C.T. Kallpa IV - Ciclo Combinado -GN (Chilca)	KALLPA GENERACIÓN	293.0	395.0	08.08.2012
30	C.T. Maple-Etanol (Piura)	MAPLE	35.0	22.5	17.08.2012
31	C.T. Tablazo (Paíta)	SUDAMERICANA DE ENERGÍA (SdE)	30.0	22.5	01.09.2012
32	C.S. Majes Solar 20T (Arequipa) - 32 Inversores de 625 kW	Grupo T Solar Global S.A.	20.0	73.6	31.10.2012
33	C.S. Repartición Solar 20T (Arequipa)- 32 Inversores de 625 kW	Grupo T Solar Global S.A.	20.0	73.5	31.10.2012
34	C.S. Tacna Solar (Tacna)-16 grupos de 1.250 kVA	Tacna Solar S.A.C.	20.0	85.0	31.10.2012
35	C.T. Chilca 1 - Ciclo Combinado -GN (Chilca)	ENERSUR	292.0	374.0	15.11.2012
36	C.S. Panamericana Solar (Ilo) - 16 grupos de 1.250 kVA	Panamericana Solar S.A.C.	20.0	87.0	31.12.2012
37	C.H. Yanapampa (Ocos-Ancash) - 3 Turbinas Francis de 1.376 MW c/u	Eléctrica Yanapampa S.A.	4.1	9.0	23.02.2013
38	C.H. Las Pizarras - 2 Turbinas Francis de eje horizontal, de 9 MW c/u	Eléctrica Río Doble S.A.	18.0	39.6	30.04.2013
39	C.T. Planta de Reserva Fria de Ilo (C.T. Ilo)	Enersur	564.0	220.4	20.06.2013
40	C.T. Planta de Reserva Fria de Talara (C.T. Malacás)	EEPSA	200.0	106.4	13.07.2013
41	C.T. Santo Domingo de los Oleros - Ciclo Simple (GN-Chilca)	Termochilca S.A.C.	197.6	128.5	19.10.2013
42	C.T. Lagunas Norte (La Libertad)	Minera Barrick Misquichilca	12.8	12.0	31.01.2014
43	C.E. Marcona (Ica)	Parque Eólico Marcona S.R.L. (Cobra Perú)	32.0	61.1	25.04.2014
44	C.H. Huanza (Santa Eulalia - Lima)	Empresa de Generación Huanza	96.8	251.0	06.06.2014
45	C.E. Talara (Piura)	Energía Eólica S.A.	30.0	101.0	30.08.2014
46	C.E. Cupisnique (Guadalupe)	Energía Eólica S.A.	80.0	242.0	30.08.2014
47	C.H. Runatullo III (Junín)	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C.	20.0	31.1	22.11.2014
48	C.T. Chilca - Ciclo Combinado (Fénix)	Fénix Power Perú	570.1	857.0	24.12.2014
49	C.H. Runatullo II (Junín)	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C.	20.0	35.6	24.12.2014
50	C.S. Moquegua FV (Moquegua)	Solarpark Co. Tecnología	16.0	43.0	31.12.2014
51	C.H. Canchaylo (Canchaylo)	Empresa de Generación Eléctrica Canchaylo S.A.C. - EGESAC	5.0	10.0	31.12.2014
52	C.T. Eten (Lambayeque)	CONSORCIO COBRA-ENERSA	230.0	145.0	02.07.2015
53	C.H. Machupicchu (Cusco)	EGEMSA	101.8	148.8	15.08.2015
54	C.H. Cheves (Lima)	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CHEVES S.A. - SN POWER	168.2	505.8	22.08.2015
55	C.T. La Gringa V (Lima)	CONSORCIO ENERGÍA LIMPIA	3.2	5.1	31.08.2015
56	C.H. Santa Teresa (Cusco)	LUZ DEL SUR S.A.A.	98.2	154.5	01.09.2015
57	C.T. Recka (Lambayeque)	SOIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	181.3	102.5	25.09.2015
58	C.H. Quitaraca	ENERSUR	112.0	464.0	29.10.2015
59	C.E. Tres Hermanas	PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS S.A.C.	90.0	185.7	11.03.2016

(1) Estas centrales se encontraban en operación cuando se firmó el Contrato RER

Central Hidroeléctrica Huasahuasi II



Casa de Máquinas



Sala de Máquinas

Central Fotovoltaica Repartición



Vista aérea de paneles fotovoltaicos



Subestación de transformación

División de Supervisión de Electricidad

Central Térmica Fenix



Unidades de generación



Transformador de una unidad de generación

Central Térmica Reserva Fría de Ilo



Unidades de generación



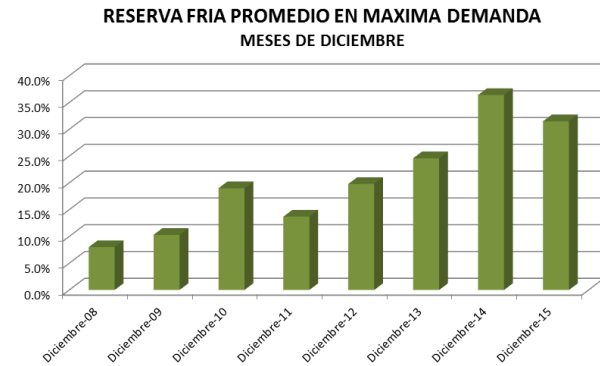
Tanques de combustible

1.6 Reserva de Generación en la Operación

La reserva de generación en la operación es una medida definida por la diferencia entre la capacidad efectiva de generación del sistema y la máxima demanda en un periodo determinado, expresada de manera porcentual respecto a la máxima demanda; se compone de la capacidad aún disponible de las unidades de generación que se encuentran en operación, y de la capacidad de las unidades que no se encuentran operando, pero están disponibles para entrar en operación, estas últimas conforman la denominada reserva fría.

En los últimos años, la reserva fría del SEIN se ha incrementado significativamente, tal como se observa en el Gráfico 16, pasando de 8% como promedio en diciembre 2008 a 31.5 % como promedio en diciembre 2015.

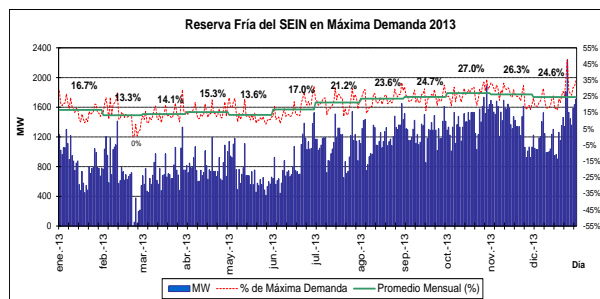
Gráfico 16



Elaboración: DSE

Durante el año 2013 la reserva fría en horas de máxima demanda, pasó de un promedio de 16.7 % en el mes de enero a un promedio de 24.6 % en diciembre, tal como se observa en el Gráfico 17; asimismo, la última semana de febrero de dicho año, el SEIN no contó con unidades en reserva fría durante la máxima demanda, debido a que todas las unidades disponibles se encontraban operando dada la salida del Complejo Hidroeléctrico Mantaro por los trabajos de purga en su Presa Tablachaca.

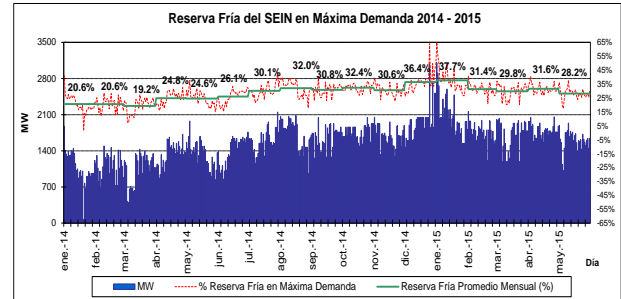
Gráfico 17



Elaboración: DSE

Durante el año 2014 la reserva fría en horas de máxima demanda, pasó de un promedio de 20.6 % en el mes de enero a un promedio de 36.4 % en diciembre, tal como se observa en el Gráfico 18. En marzo 2014 se dio la salida del Complejo Mantaro por los trabajos en la Presa Tablachaca, registrándose un promedio de 10% de reserva fría durante el evento, el mismo evento en marzo 2015 registró un promedio de 23% de reserva fría.

Gráfico 18



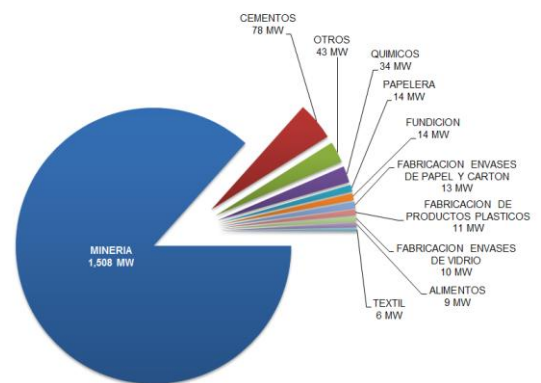
Elaboración: DSE

1.7 Participación de la Demanda Minera

Los grandes usuarios libres, son los principales clientes con los cuales, las empresas generadoras como distribuidoras pueden celebrar contratos bilaterales de suministro de energía eléctrica. El Perú al ser un país con grandes proyectos de explotación minera, los principales usuarios libres están relacionados a dicha actividad. En el Gráfico 19 se muestra la participación del sector minería en la potencia de los grandes usuarios libres.

Gráfico 19

PARTICIPACIÓN DE LA POTENCIA COINCIDENTE EN HORAS PUNTA DE LOS PRINCIPALES GRANDES USUARIOS POR ACTIVIDAD ECONÓMICA



Fuente: COES

Dentro de los usuarios libres del sector minería se pueden mencionar a las empresas Cerro Verde, Southern Perú, Antamina, Chinalco y Votorantim Metais, cuyas demandas superan los 100 MW. En el Gráfico 20 y el Gráfico 21.

- Masificación del Gas.
- Cobertura eléctrica cercana al 100%.
- Incremento de la contribución de las RER al 5%.
- Mantener un balance hidro/gas en el mix de generación eléctrica.
- Modernización de las Refinerías (La Pampilla y Talara) y establecimiento de una Red Nacional de Gasoductos.
- Iniciar la Petroquímica.
- Integración energética regional.

Contempla dos escenarios de crecimiento para el período 2014 – 2025:

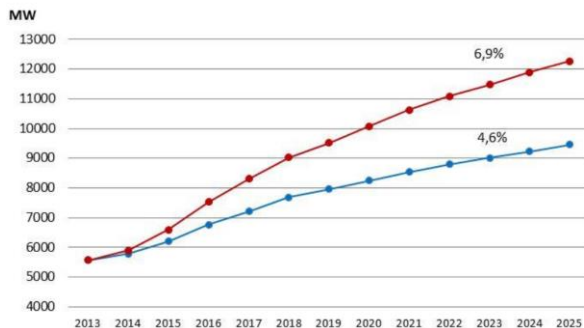
- Base: Incremento proyección de la economía peruana a una tasa promedio anual del PBI del 4,5 %.
- Alternativo: Mantener crecimiento del PBI del 6,5 %, permitirá asegurar que las reservas e infraestructuras soporten tasas de crecimiento más altas.

Los precios de los energéticos en el mercado nacional, seguirán las tendencias de los precios mundiales de la energía, a excepción del gas, cuyo precio reflejará las condiciones contractuales del Lote 88 e incorporación de más lotes a precios acordes a la oferta y demanda nacional. Una baja de 100 a 70 – 80 US\$/BBI en el precio del petróleo WTI no cambia sustancialmente la tendencia de consumo y suministro energéticos en nuestro país.

Disponibilidad de recursos: reservas de hidrocarburos, recursos de hidroelectricidad y energías renovables no convencionales, suficientes para enfrentar el crecimiento de la demanda.

En cuanto a la demanda de electricidad a largo plazo del periodo 2014 -2025, se tiene la proyección mostrada en el Gráfico 25.

Gráfico 25



Fuente: MINEM

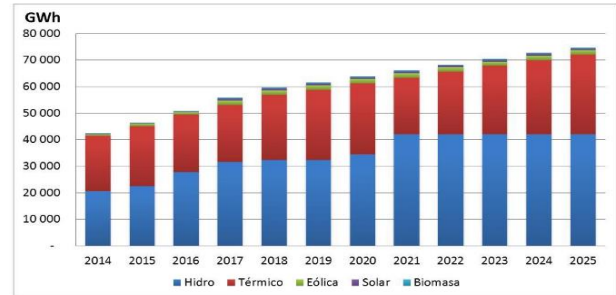
La demanda eléctrica pasaría un rango entre 9500 MW y 12300 MW al año 2025 según los escenarios de crecimiento del PBI de 4.5 % y 6.5 % respectivamente.

División de Supervisión de Electricidad

En cuanto a la producción de energía por tipo de generación, se proyectan los casos mostrados en el Gráfico 26 y en el Gráfico 27.

Gráfico 26

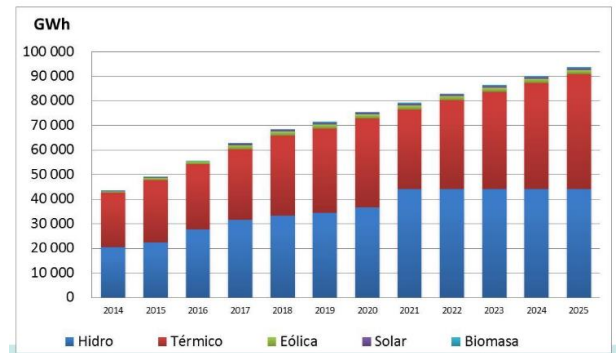
PBI: 4,5%



Fuente: MINEM

Gráfico 27

PBI: 6,5%



Fuente: MINEM

En ambos escenarios un 60% de la generación proviene de fuentes renovables.

Las conclusiones del Plan Energético Nacional del Ministerio de Energía y Minas son las siguientes:

- Espera que el comportamiento del consumo final de energía esté relacionado con el desarrollo de la economía, la puesta en operación de grandes proyectos mineros y la aplicación de medidas de uso eficiente de la energía en los sectores residencial, servicios, industrial y transporte.
- El creciente consumo debe ser abastecido con los recursos energéticos del país y con tecnologías de generación de energía a costos competitivos.
- El gas natural será el recurso más utilizado tanto a nivel del consumo final como en el sector transformación y la petroquímica; requiriéndose impulsar la exploración y desarrollo de hidrocarburos, la construcción de una red de gasoductos y la modernización de las refinerías.

- El acceso a la energía será otro eje de trabajo en la próxima década que permitirá consolidar las reformas sectoriales, principalmente se cerrará la brecha de cobertura eléctrica y se masificará el consumo de gas en las principales ciudades.
- Se impulsarán políticas y programas de eficiencia energética dirigidas al aumento de la competitividad del sector, menores impactos ambientales y la mejora en la equidad y acceso a la energía.
- La mayor preocupación es la reducción del consumo de diésel en el Sector Transporte; entre las opciones está la conversión gradual del parque de camiones a gas natural.
- El compromiso con las energías renovables continuará de manera decidida en el país. Se pondrá en valor el potencial renovable convencional y no convencional como parte una política de contribución al cambio climático.

2.4 Plan de Transmisión

Con Resolución Ministerial N°575-2014-MEM/SEG (publicado 10.01.2015) se aprobó el Plan de Transmisión 2015 – 2024 el mismo que está vigente a partir del 01.01.2015 hasta el 31/12/2016, y contempla los proyectos mostrados en la Tabla 4.

Tabla 4

Proy. 1	Enlace 500 kV Mantaro Nueva- Yanango- Carapongo y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes sub proyectos:
	L.T. Mantaro Nueva - Yanango 500 kV (1 circuito)
	L.T. Nueva Yanango - Carapongo 500 kV (1 circuito)
	L.T. Yanango Nueva - Yanango 220 kV (1 circuito)
	S.E. Nueva Yanango 500/200 kV
Proy. 2	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes sub proyectos :
	L.T. Nueva Yanango-Nueva Huánuco 500 kV (1 circuito)
	L.T. Nueva Huánuco-Yungas 220 kV (1 circuito)
	L.T. Tingo María-Chaglla 220 kV (1 circuito)
	L.T. Nueva Huánuco-Amarilis 138 kV (1 circuito)
	S.E. Nueva Huánuco 500/220/138 kV
	S.E. Yungas 220 kV
	Seccionamiento de la LT Chaglla-Paragsha 220 kV en la SE Nueva Huánuco
	Seccionamiento de la LT Tingo María-Vizcarra 0 en la SE Nueva Huánuco
	Proy. 3
Reconfiguración de la LT Chilca - La Planicie-Carabayllo de 2 circuitos 220 kV a un circuito de 500 kV y enlaces en 500 kV a las SSEE Chilca y Carabayllo	
Segundo transformador 500/220 kV - 600MVA en la SE Chilca y ampliación de barras 500 y 220 kV	
Ampliación de barras 500 kV en SE Carabayllo	
Proy. 4	
	Patio de 500 kV configuración Interruptor y Medio.
	Autotransformador 500/220 kV de 600 MVA y enlace con patio de 220 kV la Planicie.
Proy. 5	Enlace con la LT Chilca-Carabayllo 500 kV
	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kV
Proy. 6	Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV que comprende:
	Repotenciación a 1000 MVA del tramo Carabayllo-

	Chimbote 500 kV con inclusión de compensación capacitiva en serie
	Repotenciación a 1000 MVA del tramo Chimbote-Trujillo 500 kV con inclusión de compensación capacitiva en serie
Proy. 7	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV
Proy. 8	Banco de Reactores de 100 MVAR-500 kV en SE La Niña 500 kV
Proy. 9	L.T. Tintaya-Azángaro 220 kV (1 circuito)
Proy. 10	Repotenciación a 250 MVA L.T. Chiclayo-Carhuaquero 220 kV
Proy. 11	Repotenciación a 250 MVA L.T. Oroya-Carhuamayo 220 kV
Proy. 12	Repotenciación a 250 MVA L.T. Mantaro-Huancavelica

Elaboración: DSE

El Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) publicó (octubre) resolución suprema en la que ratifica el acuerdo adoptado por el Consejo Directivo de la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión) en la cual se acordó incorporar a ocho proyectos de transmisión eléctrica al proceso de promoción de la inversión privada. Entre los referidos proyectos figuran, según cuadro anterior: Proy 1, Proy 2, Proy 7 y Proy 9.

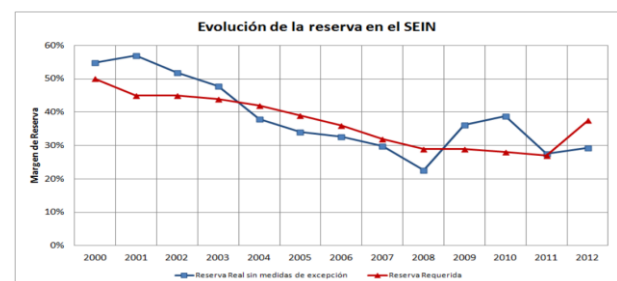
Sin embargo, ninguno de los proyectos que figuran en el cuadro anterior todavía no han sido licitados.

2.5 Margen de Reserva

El margen de reserva es una medida de la capacidad de reserva de un sistema eléctrico interconectado, que es la diferencia entre la capacidad efectiva de generación del sistema y la demanda máxima en un periodo determinado.

El Ministerio de Energía y Minas fija cada cuatro años el margen de reserva que considera apropiado para efectos de mantener la confiabilidad adecuada en la provisión de electricidad. En el siguiente gráfico se muestra la evolución del margen de reserva efectivo aprobado por el MINEM para el SEIN, se observa en el Gráfico 28 que entre los años 2004 y 2008, el crecimiento de la oferta como resultado del actual modelo fue insuficiente respecto de las cantidades que el MINEM determinó como necesarias.

Gráfico 28



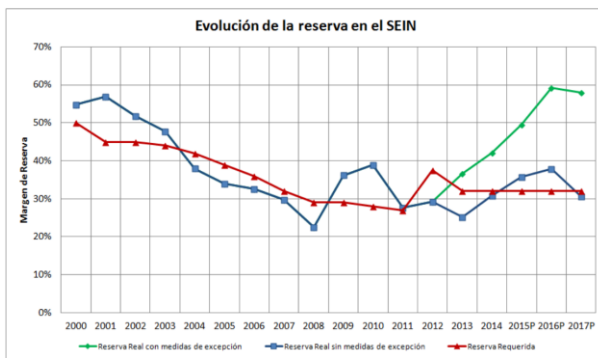
Fuente Informe N° 068-2015- GART: La reserva real es la diferencia de la oferta y demanda, dividida entre la demanda, expresada de manera porcentual. La reserva requerida es la fijada por el Ministerio de Energía y Minas.

Mediante Decreto Supremo N° 038-2013-EM se establecieron disposiciones para incrementar la capacidad mediante subastas de capacidad de generación conducidas por PROINVERSION para efectos de lograr un margen de reserva necesario para afianzar la seguridad energética. Al amparo de esta norma y su ley marco se solicitó la contratación de generación de reserva bajo la denominación de Nodo Energético del Sur.

Cabe mencionar, que a través de PROINVERSION, se han realizado concursos por Reserva Fría adicionales a los inicialmente previstos; resultando que cada central de generación cuenta con un régimen legal distinto y a la vez distinto de la Generación Dual; asimismo, se ha realizado el concurso por 1000 MW para el Nodo Energético del Sur que a su vez cuenta con su propio régimen legal.

Como consecuencia de estas medidas, de contratación de generación de emergencia como de Reserva Fría y del Nodo Energético del Sur, el margen de reserva esperado en el sistema se ha modificado conforme se muestra en el Gráfico 29.

Gráfico 29



Fuente Informe N° 068-2015- GART: La reserva real es la diferencia de la oferta y demanda, dividida entre la demanda, expresada de manera porcentual. La reserva requerida es la fijada por el Ministerio de Energía y Minas.

2.6 Principales Proyectos

La Unidad de Post Privatización actualmente viene Supervisando los Proyectos de Generación y Transmisión en construcción. En la Tabla 5 y en la Tabla 6 se muestran los principales proyectos en ejecución.

Tabla 5

Principales Proyectos de Generación en Construcción

Item	Concesión Autorización	Central	Empresa	Potencia (MW)	Monto de Inversión (Mio US\$)	Avance del Proyecto	Puesta en Operación Comercial
1	Concesión - Proinversión	C.H. CHAGLLA (Huánuco)	EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA S.A.	456	1,247.0	99.7%	31.07.2016
2	Nodo Energético	C.T. PUERTO BRAVO - NODO ENERGÉTICO DEL SUR	SAMAY I S.A.	720	390.0	99.0%	09.06.2016
3	Concesión RER	C.H. CAÑAPATA III (Tarma)	GENERACIÓN ELÉCTRICA ATOCONGO S.A. - GE A.S.A.	13	51.5	89.0%	31.12.2016
4	Concesión - Proinversión	C.H. CERRO DEL ÁGUILA (Huancavelica)	CERRO DEL ÁGUILA S.A.	525	948.0	91.0%	30.06.2016
5	Reserva Fría	C.T. PUCALLPA	CONSORCIO ENERGIAS DEL PERÚ - INFRAESTRUCTURAS Y ENERGIAS DEL PERÚ S.A.C.	46	18.2	85.0%	03.11.2015
6	Reserva Fría	C.T. PUERTO MALDONADO	CONSORCIO ENERGIAS DEL PERÚ - INFRAESTRUCTURAS Y ENERGIAS DEL PERÚ S.A.C.	20	9.3	80.0%	16.09.2015
7	Nodo Energético	C.T. ILO - NODO ENERGÉTICO DEL SUR	ENERSUR S.A.	735	432.4	82.0%	01.03.2017
8	Autorización	C.T. CHILCA 1 (Ampliación de Capacidad)	ENERSUR S.A.	113	140.0	67.0%	13.06.2017
9	Concesión RER	C.H. LA VIRGEN (Junín)	LA VIRGEN S.A.C.	64	107.3	44.0%	31.01.2016
10	Reserva Fría	C.T. IQUITOS NUEVA	GENRENT DEL PERÚ S.A.C.	70	94.4	44.0%	18.03.2016

Elaboración: DSE

Tabla 6

Principales Proyectos de Transmisión en Construcción

Item	Proyecto	Concesionario	Capac. de Transmisión (MW)	Longitud (km)	Monto de Oferta (Mio US\$)	Puesta en Operación Comercial	Avance del proyecto
1	L.T. 500 KV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo (Construcción de 359 km de línea entre Mantaro Nueva y Marcona, 450 km entre Marcona y Socabaya Nueva, 101 km entre Socabaya Nueva y Montalvo, simple terna y construcción de S.E. Mantaro Nueva y S.E. Socabaya Nueva).	CONSORCIO TRANSMANTARO	1400	900	278.4	26.11.2016	52.0%
2	L.T. 220 KV Carhuazero - Cajamarca Norte - Cádiz - Moyobamba (Construcción de 402 km de línea, Carhuazero - Cajamarca Norte en simple terna, Cajamarca Norte - Cádiz - Moyobamba en doble terna, ampliación de las SETs Carhuazero, Cajamarca Norte y construcción de las SETs Cádiz y Moyobamba).	CONCESIONARIA LINEA DE TRANSMISIÓN CCNCM SAC	300	402	106.8	16.05.2016	65.0%
3	L.T. 220 KV Machupichu - Queorro - Onocora - Tintaya y Subestaciones Asociadas (Construcción de 356 km de línea en simple terna a excepción del tramo Onocora - Tintaya en doble terna, ampliación de las SETs Suriray, Queorro y Tintaya Nueva y construcción de las SETs Queorro Nueva y Onocora)	ABINGDA PERÚ - ATN 3 S.A.	300	356	114.3	25.12.2016	43.0%
4	L.T. 220 KV La Planicie - Industriales (Construcción de 17.3 km de línea en simple terna)	CONSORCIO TRANSMANTARO	400	17	35.3	11.09.2016	44.0%
5	L.T. 220 KV Frisapata - Mollepata (Construcción de 90.5 km de línea en simple terna de 250 MVA de capacidad)	CONSORCIO TRANSMANTARO	250	91	25.9	19.12.2016	37.0%
6	S.E. Orotuna (Construcción de una subestación de 50 MVA de capacidad y de un enlace de 5,74 km)	CONSORCIO TRANSMANTARO	50	6	12.8	19.12.2016	35.0%
7	L.T. 220 KV Moyobamba - Iquitos (Construcción de 636 km de línea en simple terna y construcción de S.E. Moyobamba Nueva, S.E. Intermedia y S.E. Iquitos Nueva)	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PIURUMAS S.A.C.	150	636	499.2	06.02.2019	16.0%

Elaboración: DSE

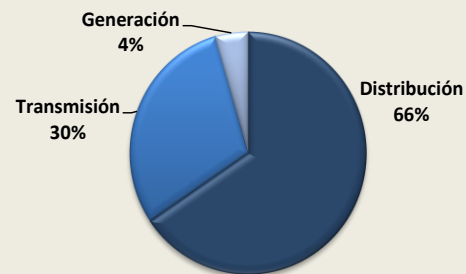
3. CALIDAD DE SERVICIO

3.1 Generación/Transmisión

La calidad del servicio eléctrico se mide mediante los indicadores de duración (SAIDI) y frecuencia (SAIFI) media de interrupciones por cliente en un periodo determinado. En general, la participación de los sistemas de generación y transmisión en la calidad de suministro (interrupciones) que reciben los usuarios se encuentra alrededor del 34%, como se muestra en el Gráfico 30.

Gráfico 30

Incidencia de instalaciones por actividad en el Indicador SAIFI - Año 2015 - Total de interrupciones



Elaboración: DSE

Para el caso del promedio de interrupciones por usuario (Indicador SAIFI), como se muestra en el Gráfico 31, la participación en los últimos 4 años de los sistemas de generación y transmisión varía de alrededor de una (1) interrupción al año, para el caso de Lima, a un valor cercano once (11) al año para la zona rural del resto del país. La tendencia es decreciente y la mayor participación es del sistema de transmisión.

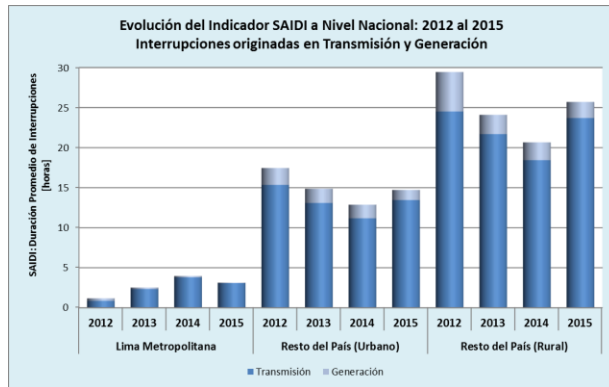
Gráfico 31



Elaboración: DSE

Para el caso de la duración promedio de interrupciones por usuario (Indicador SAIDI), como se muestra en el Gráfico 32, la participación en los últimos 4 años de los sistemas de generación y transmisión varía de un valor menor a tres (3) horas de interrupción al año, para el caso de Lima, a un valor cercano a veinticinco (25) horas al año para la zona rural del resto del país. La tendencia es decreciente en Lima y de un ligero incremento en el resto del País. La mayor participación es del sistema de transmisión.

Gráfico 32



Elaboración: DSE

Respecto a la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para el mercado regulado, las empresas generadoras están obligadas a cumplir con los estándares de calidad en los puntos de entrega de suministro que fijen en sus respectivos contratos con las empresas distribuidoras, mientras que las empresas transmisoras están obligadas a resarcir a la generadoras por las interrupciones que sean de su responsabilidad que afectan la calidad del servicio eléctrico en los puntos de entrega.

Como se observa en la Tabla 7, para el año 2015, veinte (20) empresas de generación que suministraron energía para el mercado regulado a diecinueve (19) empresas distribuidoras, en un total de 1188 puntos de

suministro ubicados en 129 barras del sistema interconectado.

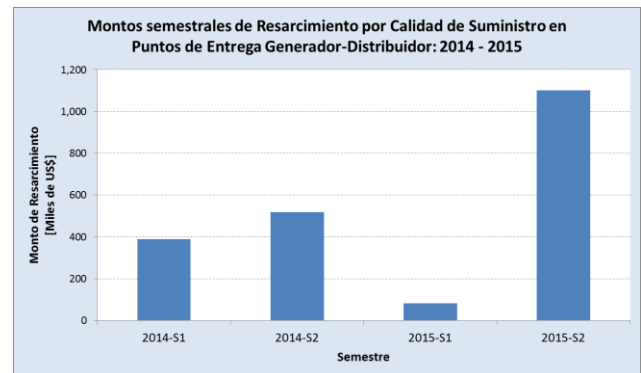
Tabla 7

Nro.	Empresa Generadora	Puntos de Entrega
1	CHINANGO	75
2	CELEPSA	54
3	CURUMUY	3
4	EDEGEL	94
5	EEPSA	62
6	EGASA	59
7	EGEMSA	50
8	EGENOR	68
9	EGESUR	35
10	ELECTROPERU	108
11	ENERSUR	104
12	FENIX POWER	74
13	KALLPA	94
14	SDF ENERGIA	44
15	SDE PIURA	5
16	SAN GABAN	39
17	SM CORONA	22
18	STATKRAFT	57
19	TERMOCHILCA	73
20	TERMOSELVA	68
	Total	1188

Elaboración: DSE

La evaluación de la calidad del suministro se efectúa para un periodo semestral, corresponde efectuar compensación cuando se exceden las tolerancias establecidas. Como se muestra en el Gráfico 33 los valores de compensación varían en cada semestre, para el segundo semestre del 2015 el valor fue cercano al millón de dólares.

Gráfico 33



Elaboración: DSE

3.2 Distribución: Lima y Regiones

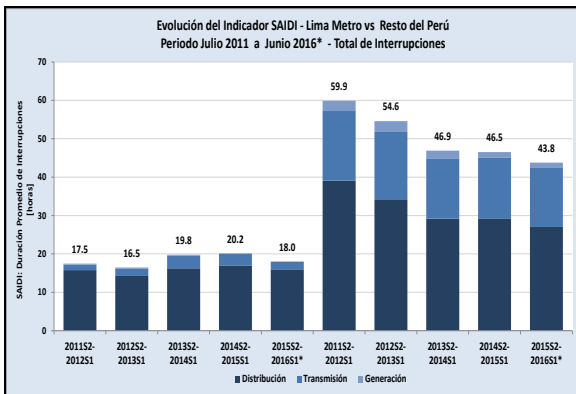
a) Calidad de suministro (Interrupciones)

La calidad de suministro tanto duración y frecuencia media de interrupciones por usuario se monitorean mediante indicadores SAIDI y SAIFI respectivamente, en el año 2015 en lo que respecta al SAIFI el 66% de las interrupciones se originaron en las instalaciones de distribución como se puede

ver en el gráfico 30 y en lo que respecta al SAIDI el 62% de las interrupciones se originaron en las instalaciones de distribución.

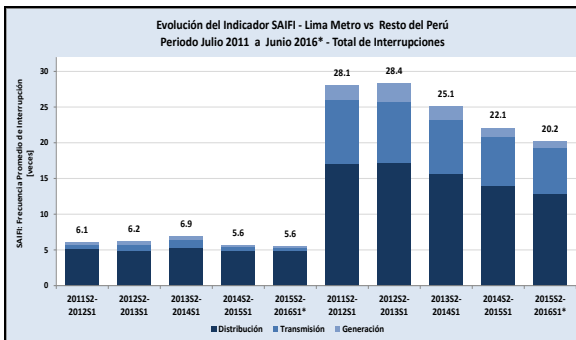
La evolución del SAIDI y SAIFI tanto en la capital Lima Metropolitana y Provincias desde el año 2011 hasta el 2016 (junio proyectado) se puede observar en el gráfico 33a y 33b, donde se muestra el mejoramiento de la calidad del suministro en 5 años es decir; el SAIDI en distribución ha disminuido en un 30% y el SAIFI en distribución ha disminuido en un 24 % en provincias lo que significa que la calidad ha mejorado para más tres millones y medio de usuarios. En Lima Metropolitana la calidad del servicio se ha mantenido tanto en SAIDI con una media de 16 horas de interrupción por año y SAIFI con 5 interrupciones en promedio por año en instalaciones de distribución.

Gráfico 33a



Elaboración: DSE

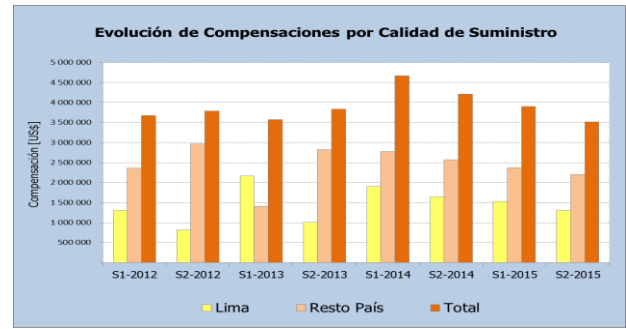
Gráfico 33b



Elaboración: DSE

Las compensaciones se establecen según la Norma Técnica de Calidad del servicio eléctrico, las transgresiones a las tolerancias del número y duración de interrupciones son compensadas semestralmente a cada usuario afectado. En el Gráfico 36 y en el Gráfico 37 se muestra la evolución de las compensaciones, y la cantidad de suministros afectados por mala calidad de suministro en la región de Lima y resto del país.

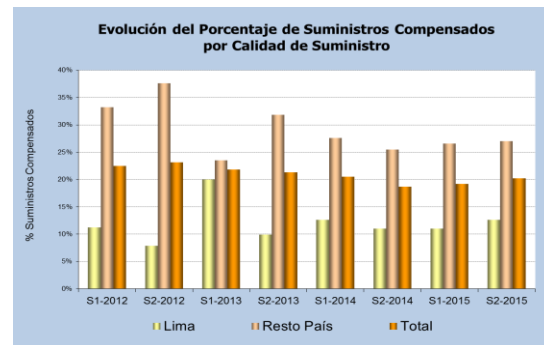
Gráfico 34



Elaboración: DSE

En Lima y en el resto del país, las compensaciones presentan una tendencia decreciente, lo que evidencia un mejor control de las interrupciones por parte de las empresas. Por otro lado, en el último semestre las compensaciones a nivel nacional se redujeron en 11% en comparación del semestre anterior.

Gráfico 35

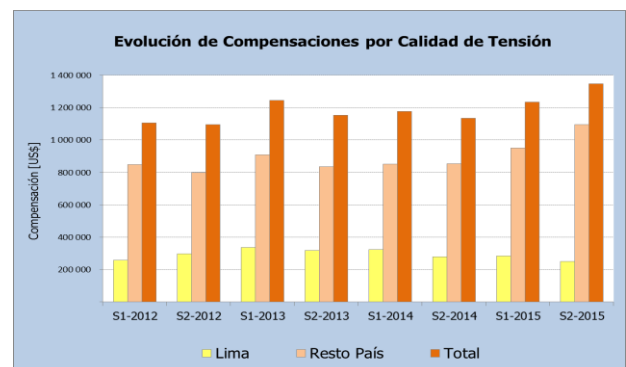


Elaboración: DSE

b) Calidad de Producto (calidad de tensión)

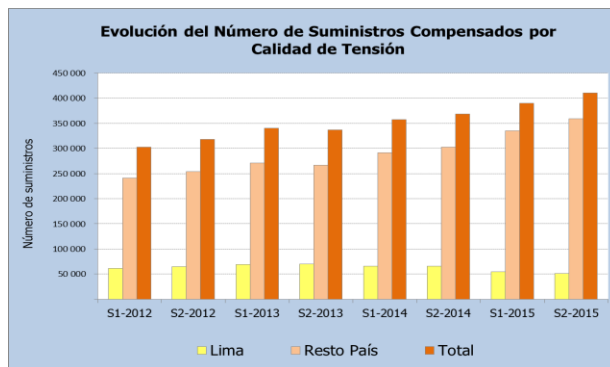
La calidad del producto se mide en % de desviaciones respecto a la nominal según el nivel de tensión, las concesionarias que transgreden compensan a los usuarios mediante una cadena de pagos. En el Gráfico 34 y en el Gráfico 35 se muestra la evolución de las compensaciones, y la cantidad de suministros afectados por mala calidad de tensión en la región de Lima y resto del país.

Gráfico 36



Elaboración: DSE

En el caso de Lima, se presenta una tendencia decreciente en comparación al resto del país, lo que evidencia una mejor calidad de servicio de las empresas privadas. Por otro lado, en el último semestre las compensaciones en Lima se redujeron en 4% del total de compensaciones efectuadas por mala calidad de tensión.

Gráfico 37


Elaboración: DSE

4. SUPERVISIÓN OPERATIVA

La Supervisión Operativa que realiza la División de Supervisión de Electricidad, se encuentra orientada al cumplimiento de las Normas del Sector Electricidad; asimismo, para una supervisión más eficaz, se establecen procedimientos específicos, con una metodología clara y bien definida, que comprende lo siguiente:

- Las Concesionarias y el COES reportan información requerida por cada procedimiento, la cual puede ser verificada en cualquier momento por la supervisión.
- Se calculan indicadores que se comparan con las tolerancias establecidas por cada procedimiento.
- Supervisión verificando la información proporcionada, mediante supervisiones en campo.
- Se generan escalas de multas bajo el criterio económico del beneficio percibido y el daño ocasionado.

4.1 Supervisión de la Generación, el COES y los Integrantes del SEIN

La supervisión se realiza a través de la Unidad de Generación del SEIN, comprendiendo entre otros, la supervisión y fiscalización de la operatividad de las centrales eléctricas y sus componentes; así como, las obligaciones establecidas en los contratos de concesión o en las Resoluciones Ministeriales de autorización. Asimismo, los aspectos relacionados al COES en cumplimiento de los Procedimientos Técnicos aprobados, las Normas Técnicas y Leyes del Subsector Electricidad.

Específicamente se supervisa mediante procedimientos:

- La disponibilidad de las unidades de generación del SEIN.
- El cumplimiento programas de mantenimiento aprobados por el COES.
- El desempeño de las unidades de generación del SEIN.
- La implementación y actuación de los esquemas de rechazo de carga y generación.

a) Supervisión de la disponibilidad y el estado operativo de las unidades de generación del SEIN



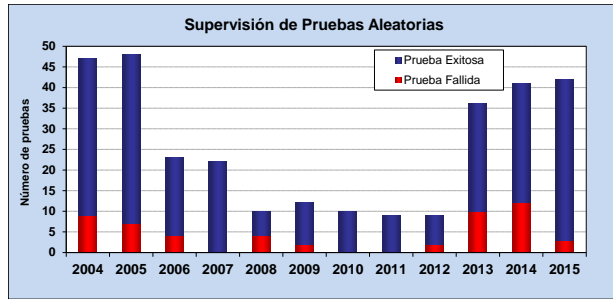
La supervisión de la disponibilidad y el estado operativo de las unidades de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), se efectúa a través del "Procedimiento para supervisar la verificación de la disponibilidad y el estado operativo de las unidades de generación del SEIN", mediante tres aspectos: la supervisión del arranque de las unidades de generación mediante pruebas aleatorias, la verificación del arranque de las unidades de generación por orden del Operador del Sistema del SEIN (Comité de Operación Económica del Sistema - COES) y la verificación de la ejecución de las actividades de mantenimiento en cuanto a su excedencia respecto al tiempo programado aprobado por el COES.

a.1) Verificación de las pruebas aleatorias de las unidades de generación térmica

La verificación se realiza mediante la supervisión de la aplicación del Procedimiento Técnico N° 25 del COES, en lo concerniente a las pruebas aleatorias de las unidades de generación térmica. De acuerdo a lo establecido en el Procedimiento, el Osinergmin ha participado en las pruebas aleatorias, verificando que las unidades sometidas a prueba operen de acuerdo a los parámetros técnicos establecidos. En el Gráfico 38, se muestra la evolución de la supervisión de pruebas aleatorias a las centrales térmicas del SEIN.

En el caso de las pruebas aleatorias se observa, que no se han presentado pruebas fallidas en los años 2007, 2010 y 2011, lo cual evidencia una mejora en la disponibilidad de la reserva de generación térmica; así mismo, en los últimos años, se incrementó la cantidad de pruebas debido a que se dispone de más unidades térmicas que permanecen como reserva, habiéndose registrado un mayor número de pruebas exitosas en comparación al total de pruebas realizadas, dada la operación de las nuevas centrales de generación y la presencia de algunas unidades de generación con varios años de operación.

Gráfico 38

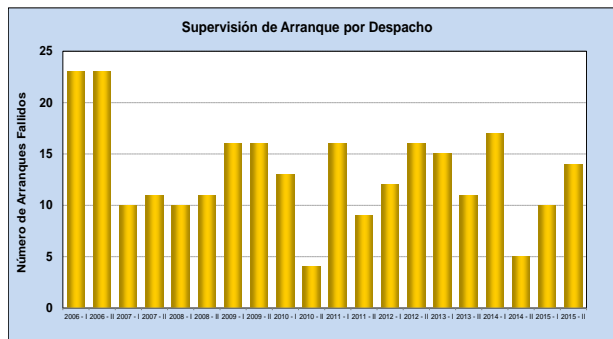


a.2) Verificación del arranque de las unidades de generación por orden del coordinador del SEIN

Osinergmin verifica que la unidad de generación que es requerida para operar, por orden del coordinador de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN, y no está considerada en ningún programa de mantenimiento, arranque y sincronice con el SEIN, con lo cual quedará verificada su disponibilidad para la operación.

En el Gráfico 39 se muestra la evolución de la supervisión de arranques de las unidades por requerimiento del SEIN. Como se puede apreciar, disminuyeron las fallas en el arranque en el segundo semestre 2014 y el primer semestre 2015, lo cual evidencia que las unidades de generación son más confiables en su operación; sin embargo, cabe mencionar que este indicador se ve afectado por el envejecimiento de algunas unidades antiguas, y en otros casos a la puesta a punto de las nuevas unidades durante sus primeros meses de operación.

Gráfico 39

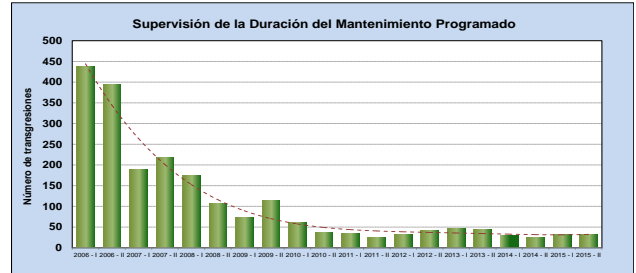


a.3) Supervisión Verificación de la ejecución de los programas de mantenimiento en el tiempo programado

Osinergmin verifica que la ejecución de las actividades de mantenimiento programado y aprobado por el Comité de Operación Económica del Sistema – COES, que ocasiona indisponibilidad de las unidades de generación, hayan sido efectuadas sin exceder la duración del periodo programado.

En el Gráfico 40 se muestra la evolución de la supervisión de las transgresiones por excedencia, como se aprecia las transgresiones por exceso en la duración de la ejecución del mantenimiento se han ido reduciendo notablemente desde la aplicación del Procedimiento.

Gráfico 40



b) Supervisión del cumplimiento de los programas de mantenimiento a cargo del COES-SINAC



La supervisión del cumplimiento de los programas de mantenimiento aprobados por el COES, se efectuaba teniendo como base la Resolución N° 399-2006-OS/CD; luego de la aplicación de la misma, se vio por conveniente mejorar

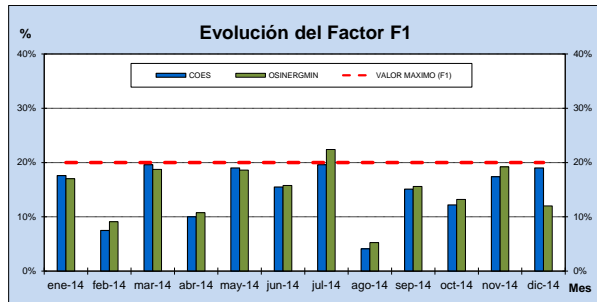
los indicadores con los cuales se evaluaba el desempeño del COES en cuanto a la coordinación y programación de las actividades de mantenimiento mensual mayor del equipamiento e instalaciones del SEIN con salida de servicio, relativo a las actividades de Generación; lo cual motivó la aprobación de la Resolución N° 221-2011-OS/CD, que entró en vigencia en enero 2012, estableciendo dos factores de mantenimiento. En la Figura 4 se muestra un esquema de lo que comprende el proceso.

Figura 4



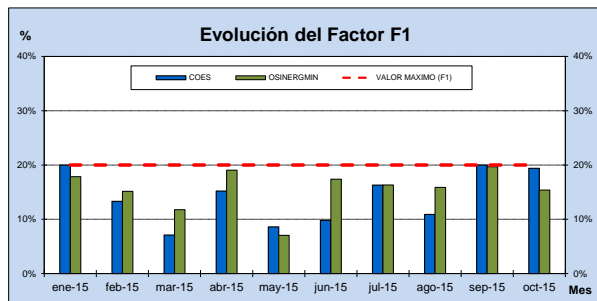
Uno de los factores que forma parte de la supervisión, es el "Factor de mantenimiento programado no efectuado" (F1), mediante el cual se verifica las actividades de mantenimiento mayor programadas que no han sido ejecutadas con relación al Programa de Mantenimiento Mayor del mes, teniendo como valor máximo 20%. Como se aprecia en el Gráfico 41 y en el Gráfico XLII en promedio el indicador se ha reducido en comparación al año 2014.

Gráfico 41



Factor de mantenimiento programado no efectuado 2014

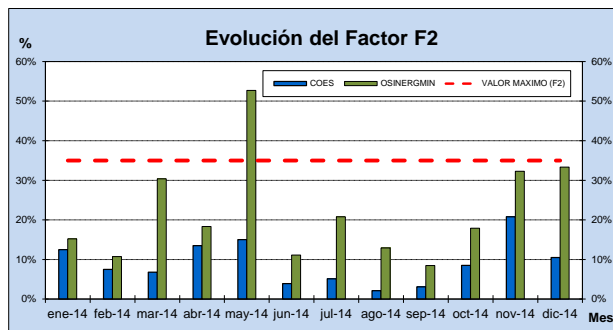
Gráfico 42



Factor de mantenimiento programado no efectuado al cierre de la supervisión 2015

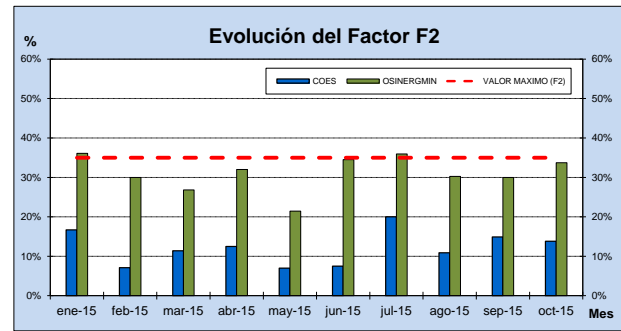
El factor complementario que forma parte de la supervisión, es el "Factor de mantenimiento efectuado no programado" (F2), mediante el cual se verifica las actividades de mantenimiento mayor efectuadas no programadas que han sido ejecutadas con relación al Programa de Mantenimiento Mayor del mes, teniendo como valor máximo 35 %. En el Gráfico 43 y en el Gráfico 44, se muestra la evolución de este indicador.

Gráfico 43



Factor de mantenimiento efectuado no programado 2014

Gráfico 44

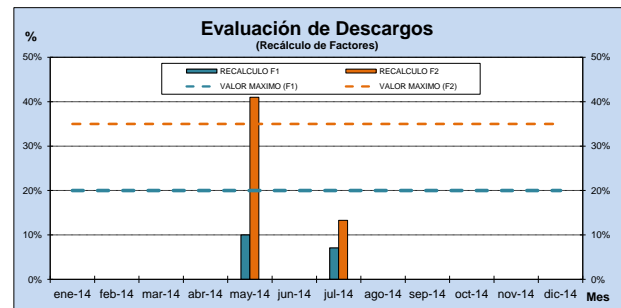


Factor de mantenimiento efectuado no programado 2015 al cierre de la supervisión 2015

Como se puede apreciar en los meses de mayo y julio de 2014 y en los meses de enero y julio 2015 los factores superaron respectivamente sus valores límites; asimismo, dado que el procedimiento contempla una etapa de sustentos, estos luego de su respectivo análisis, originaron un recálculo de los factores de estos meses en particular y como resultado en el año 2014, se registró una transgresión en el mes de mayo 2014 lo cual motivó el inicio de un Procedimiento Administrativo Sancionador al COES.

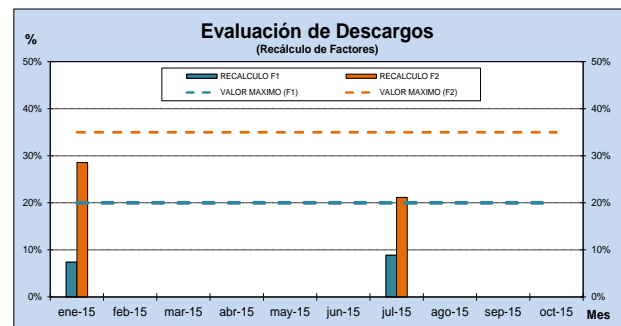
El recálculo de los factores producto de la evaluación de descargos se muestran en los gráficos 45 y 46.

Gráfico 45



Factores finales luego de la evaluación de descargos 2014

Gráfico 46



Factores finales luego de la evaluación de descargos al cierre de la supervisión 2015

c) Supervisión del Esquema de Rechazo Automático de Carga y Generación (ERACG)



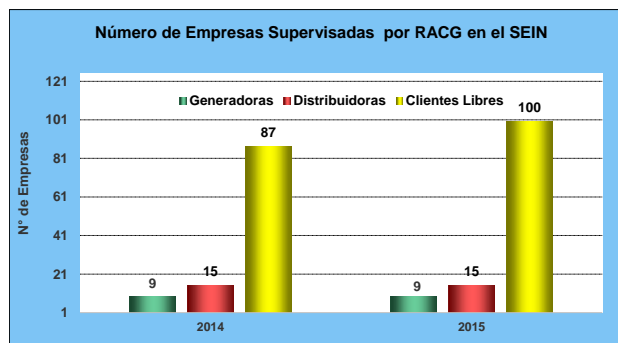
El Rechazo Automático de Carga y Generación (RACG) es un mecanismo de protección para Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ante la ocurrencia de eventos de perturbación de frecuencia causados por desbalances intempestivos entre la oferta y demanda de energía eléctrica que podrían afectar su estabilidad.

El "Procedimiento para Supervisar la Implementación y Actuación de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Generación del Osinergmin" (Procedimiento), tiene como objetivo supervisar la elaboración, implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación.

El Procedimiento establece los mecanismos para supervisar el proceso de elaboración del Estudio de RACG que, según la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI), es elaborado anualmente por el COES. Así mismo, se supervisa la implementación de los esquemas de Rechazo Automático de Carga y Generación (RACG) por parte de los integrantes del sistema. Según la NTCOTRSI, ésta es obligatoria y debe cumplir con las Especificaciones Técnicas definidas en el Estudio de RACG de cada año. Finalmente, se supervisa las activaciones de los esquemas durante la ocurrencia de eventos de perturbación de frecuencia, mediante la cual se verifica la operatividad de los esquemas implementados por las empresas.

En año 2015, se supervisó a 124 empresas entre generadoras, distribuidoras y clientes libres, como se muestra en el Gráfico 47, incrementando principalmente el número de clientes libres (13 empresas) respecto al año 2014.

Gráfico 47



Empresa Supervisadas 2014 - 2015

El Estudio de RACG correspondiente al año 2015, toma como fecha de referencia el 09.07.2014 para el cálculo de la demanda de los integrantes. Las empresas concesionarias de distribución aportan el 55.19% de la carga total a rechazar del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF)

en el SEIN, los Clientes Libres el 44.81%, tal como se aprecia en la Tabla 8.

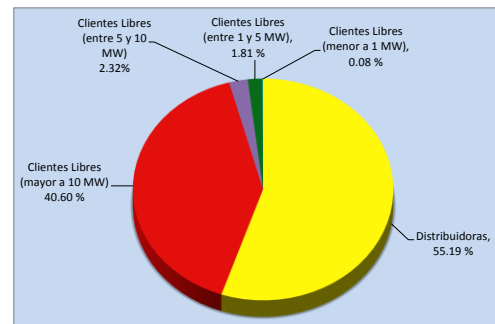
Tabla 8

Tipo de empresa	Demanda (MW)	Aporte al ERACMF	
		MW	%
Distribuidoras	3717.9	1457.5	55.19%
Usuario Libre	Mayor a 10 MW	1963.53	1072.25 40.60%
	Entre 5 y 10 MW	148.2	61.4 2.32%
	Entre 1 y 5 MW	102.37	47.79 1.81%
	Menor a 1 MW	3.97	2.1 0.08%
Total	5935.97	2641.04	100.00%

Aporte de Distribuidoras y Clientes Libres en el ERACMF

Como se puede apreciar en el Gráfico 48, el aporte al rechazo automático de carga de las empresas Distribuidoras más el aporte de los Clientes Libres con demanda mayor a 10 MW representan el 95.79% de la carga total a rechazar en el SEIN. La supervisión se prioriza a este grupo de empresas por ser la más representativa.

Gráfico 48

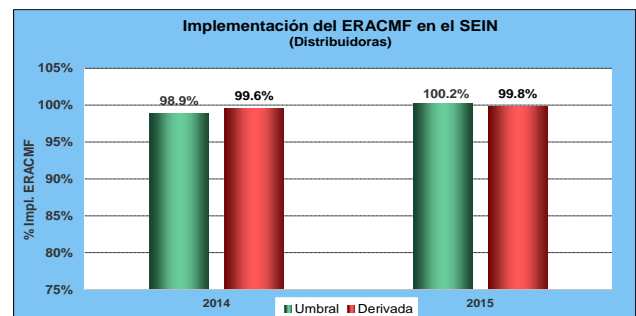


Distribución del rechazo de carga en el ERACMF

El Estudio de RACG del año 2015 establece que los integrantes del sistema deben implementar el ERACMF tanto por umbral de frecuencia como por derivada de frecuencia con los ajustes establecidos en las Especificaciones Técnicas del Estudio.

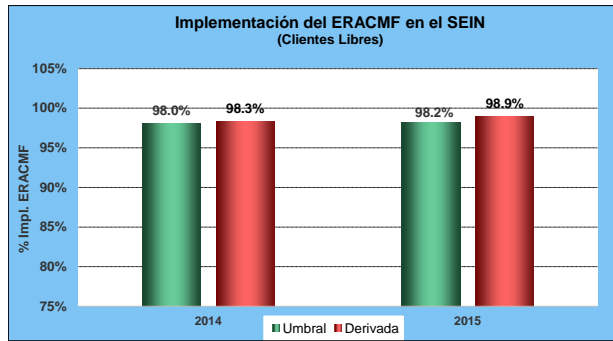
En el Gráfico 49 y en el Gráfico 50, se puede apreciar la implementación del ERACMF por las empresas Distribuidoras y Clientes Libres.

Gráfico 49



Porcentaje de Implementación del ERACMF de empresas Distribuidoras en el SEIN

Gráfico 50



Porcentaje de Implementación del ERACMF de Clientes Libres en el SEIN

d) Supervisión del Desempeño de las Unidades de Generación Despachadas por el COES

La Resolución de Consejo Directivo del Osinergmin N° 304-2009-OS/CD, aprobó el "Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Desempeño de las Unidades de Generación Despachadas por el COES" (en adelante P-304).

El propósito del P-304, es mejorar los niveles de confiabilidad del parque de generación, incrementando con ello la seguridad de un adecuado y oportuno suministro de electricidad para los usuarios del servicio eléctrico abastecidos desde el SEIN.

d.1) Evaluación de los indicadores de desempeño de las Unidades de Generación

El desempeño de las unidades de generación se evalúa entre otros aspectos, a través de los siguientes indicadores: Factor de Indisponibilidad Programada Total (FIPT), Factor de Indisponibilidad fortuita Total (FIFT), Factor de Disponibilidad (FD), Tasa de Indisponibilidad fortuita (TIF), Tasa de Fallas (TF), Índice de Recurrencia (IR) que se calcula con la información reportada por las empresas generadoras a través del sistema extranet.

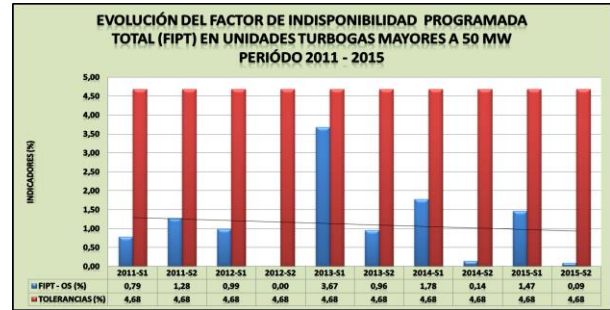
La información reportada y los indicadores calculados, permiten realizar periódicamente una evaluación estadística, lo cual sirve para advertir qué unidades de generación tienen una operación menos eficiente, para ello se requiere realizar una confrontación de los valores obtenidos contra los valores referenciales, considerando adicionalmente el tipo de tecnología de generación. Esta información reportada es utilizada para la supervisión en campo de las unidades de generación.

Los indicadores (FIPT+FIFT+FD = 100%) representan el estado situacional de disponibilidad o indisponibilidad que una determinada unidad debe presentar en un periodo de evaluación, para calificar como operación correcta deberá ocurrir que el FIPT y FIFT no deben superar las tolerancias (valores referenciales) y para el caso del FD este debe ser mayor

o igual a la tolerancia que corresponda, caso contrario se generaría una transgresión a los indicadores.

A continuación se muestran en los gráficos 51, 52 y 53 que describen la evolución de los indicadores más relevantes.

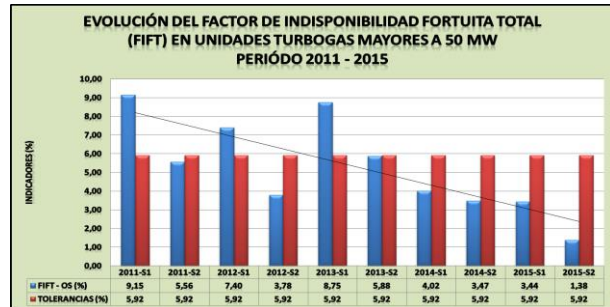
Gráfico 51



Indicador FIPT Periodo 2011-2015

Se observa en el gráfico que los valores registrados del FIPT (promedio) se encuentran dentro de las tolerancias establecidas, indicándonos que se están ejecutando menos mantenimientos programados durante el periodo de evaluación.

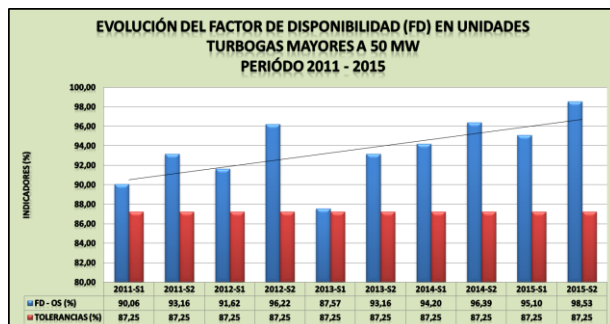
Gráfico 52



Indicador FIFT Periodo 2011-2015

Se observa en el Gráfico 52, una tendencia decreciente del FIFT (promedio) llegando a estar dentro de las tolerancias establecidas, indicándonos que se están realizando menos actividades de mantenimientos correctivos o no programados durante el periodo de evaluación.

Gráfico 53



Indicador FD Periodo 2011-2015

Se observa en el Gráfico 53, que la tendencia del FD es creciente, indicándonos que existen mayores periodos de disponibilidad de las unidades de generación superándose el valor límite inferior requerido para que no se generen transgresiones.

d.2) Supervisión en campo de las Instalaciones de Generación

Se han realizado supervisiones regulares en campo de las centrales de generación eléctrica despachadas por el COES en el marco del Procedimiento de Supervisión y otras normas vigentes relacionadas a este tipo de instalaciones. Así mismo, se han realizado supervisiones especiales a estas centrales cuando se han presentado alguna circunstancia que afecte particularmente el servicio y la infraestructura. En las supervisiones, se verifica el estado operativo de las unidades de generación, tomando en cuenta factores como las horas de operación, las desconexiones fortuitas producidas, y las intervenciones realizadas como parte del mantenimiento.

Entre las supervisiones relevantes realizadas en el año 2015, podemos citar las siguientes:

Supervisión del Complejo Mantaro

Durante la supervisión en campo del Complejo Mantaro efectuada en el mes de octubre del 2015 se verificó que la causa de la desconexión forzada de todo el complejo Mantaro ocurrida el jueves 06 de agosto de 2015 a las 07:43 horas, fue la apertura del seccionador de llegada de Grupo N°2 de SAM en la subestación Campo Armiño (SECA) cuyo mando lo dio el jefe de turno, ocasionando que se produzca un arco eléctrico de alta impedancia y posterior actuación de la protección de sobrecorriente de los transformadores (51T) en los grupos de SAM y (51G) en los grupos de RON, lo cual evidenció que la protección diferencial de barras estaba desactivada.

Cabe señalar que la no actuación de la protección diferencial de barras en SECA ocasionó la actuación de las protecciones de las SS.EE conectadas a SECA y como consecuencia se produjo un retraso considerable en las maniobras de restablecimiento. Al respecto se viene evaluando los descargos e información proporcionada por Electroperú y el COES para consolidar el inicio del procedimiento Administrativo correspondiente.



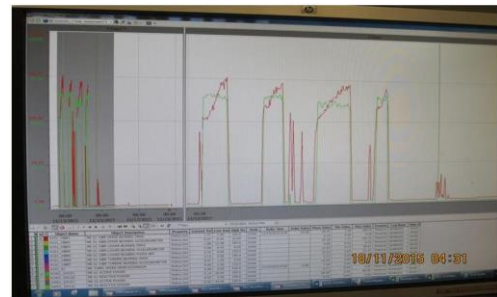
Vista panorámica de las unidades de la CH. Mantaro

Supervisión de la Central Hidroeléctrica Cheves

Desde su puesta en servicio en agosto del año 2015, la C.H. Cheves registró múltiples desconexiones intempestivas por actuación de su sistema de protección por excesivas vibraciones. Habiendo ocurrido 24 eventos, la mayoría de la cuales (19 eventos), han sido causadas por excesivas vibraciones, tanto en el grupo 1 (10 eventos) como en el grupo 2 (9 eventos).

Durante la supervisión en campo se verificó que la empresa Cheves no había detectado la causa raíz que ocasiona las altas vibraciones en los generadores de la CH Cheves.

Posterior a la supervisión y luego que la empresa convocó a la empresa fabricante e instaladora de los equipos electromecánicos JEUMONT para que resuelva el problema de las altas vibraciones en el eje así como luego de evaluar otras hipótesis de causa-raíz y proceder a desarrollar las actividades de descarte y determinación de la causa principal de las altas vibraciones, la empresa concluyó que la causa raíz de las vibraciones en los grupos de la central se debieron a la viscosidad del aceite empleado en los cojinetes de la turbina, con el cambio de lubricante con un grado de viscosidad diferente se subsanó el problema de las vibraciones, quedando operativa las unidades de generación.



Monitoreo de variables Potencia y Vibraciones G1



Parte superior del eje turbina - generador

Supervisión de las Centrales Térmicas que Utilizan Combustibles Líquidos

Para verificar la disponibilidad del parque generador del SEIN que opera con combustible diésel y estar preparados para una rápida normalización de la

situación operativa del SEIN ante eventos muy relevante como los ocurridos por la rotura del ducto de líquidos de Camisea del 30 de abril del 2015 y el incendio del gasoducto de llegada a Chilca ocurrido el 30 de noviembre del 2015, entre los meses de mayo y diciembre del 2015, se efectuó la supervisión especial de la disponibilidad de combustibles líquidos en las unidades duales, centrales térmicas de reserva fría y en el resto de centrales con combustibles líquidos, para asegurar el suministro de energía en caso de contingencias en el suministro del gas de Camisea, verificándose que las unidades contaban con combustible para atender contingencias en el suministro de gas natural.

Para implementar un monitoreo en línea de las existencias de combustible, se cursaron diversos oficios al COES y a las empresas generadoras, habiéndose conseguido que diversas empresas generadoras ya comiencen a remitir información en tiempo real hacia el COES la cual a su vez es reenviada en línea al Osinergmin.



Vista de tanques de combustible CT. Reserva Fría ETEN

Se efectuaron supervisiones especiales para verificar las condiciones de dualidad de las centrales térmicas Santa Rosa y Ventanilla, para asegurar que cuenten con el combustible necesario y que las instalaciones para la operación con el combustible alternativo diesel se encuentren en condiciones adecuadas. Asimismo, se efectuaron las supervisiones del cumplimiento de las condiciones de Reserva Fría, de Generación según lo establecido en el Contrato de Concesión suscrito con Proinversión. Respecto los casos citados, se vienen evaluando los resultados de las supervisiones efectuadas para iniciar los procedimientos administrativos sancionadores que correspondan.



Central Térmica Reserva Fría ETEN

4.2 Transmisión

a) Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión (P-091)



En aplicación del procedimiento, durante el año 2015, se realizó la evaluación de los indicadores de performance, calculados en función al número y duración de desconexiones forzadas de los sistemas de transmisión: líneas, transformadores y equipos, que ocasionaron interrupciones mayores de 3 minutos, exceptuándose- solo para la determinación de multas o sanciones- las calificadas por Osinergmin como fuerza mayor.

a.1) Evaluación del grado de cumplimiento

- Se verificó el 100% de la información remitida por 24 empresas, supervisadas durante el año 2015, de un total de 110 empresas.
- Se verificó en forma discrecional y muestral, la información remitida por 86 empresas comprendidas en el Procedimiento.

a.2) Evaluación de desconexiones que ocasionaron interrupciones de suministro eléctrico a los usuarios

Fuentes de Información

La evaluación de las desconexiones se efectúa utilizando las siguientes fuentes de información:

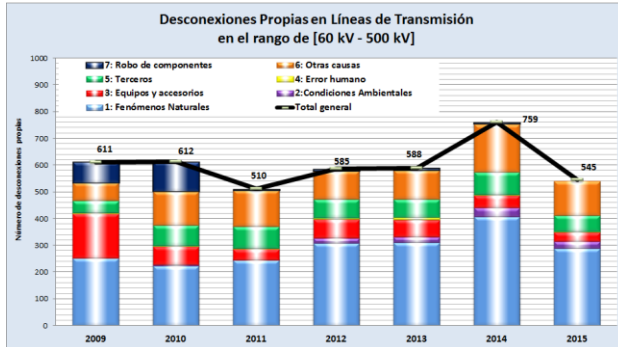
- Sistema de Información de Transmisión Eléctrica-SITRAE (Programa Informático).
- Reportes del SICOES, proporcionados por la Unidad de Generación SEIN

Tendencia de las desconexiones en líneas de transmisión

En el Gráfico 54 se muestra la tendencia del total de desconexiones, por causa y tipo, de líneas de

transmisión de tensiones desde 60 hasta 500 kV, en el periodo entre el año 2009 al 2015. La tendencia de las desconexiones forzadas en líneas de transmisión es descendente entre los años 2010-2011 y 2014-2015.

Gráfico 54



Frecuencia de desconexiones en líneas de transmisión, [60-220] KV del 2009 al 2012, [50-220] KV del 2013 al 2014 y [500].kV del 2013 al 2015

En los gráficos 55, 56, 57, y 58 se muestra la tendencia de las desconexiones que ocasionaron interrupciones mayores de tres (03) minutos y que son consideradas en el cálculo de los indicadores de performance, por región. La información de las desconexiones fue transmitida por las empresas a través del sistema extranet, según lo establecido en el Procedimiento.

Gráfico 55

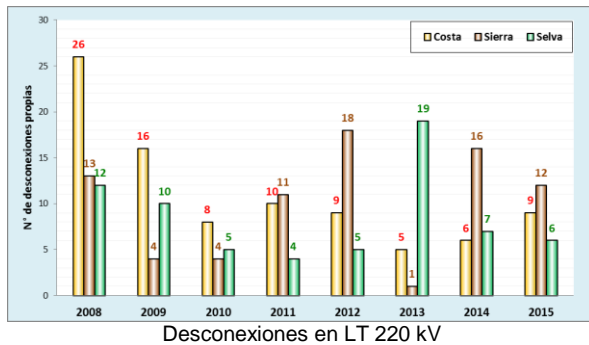


Gráfico 56

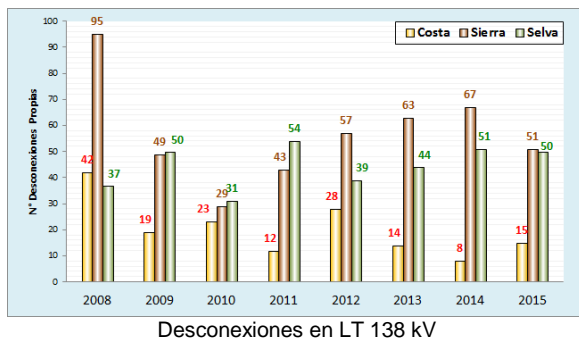


Gráfico 57

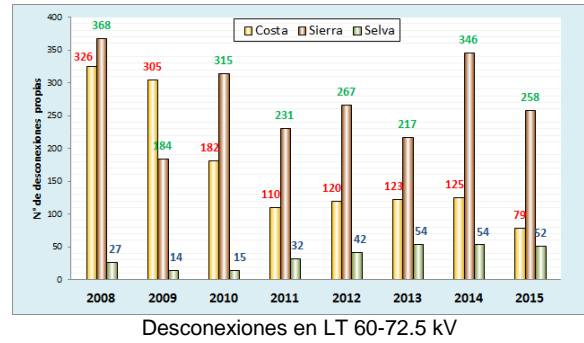
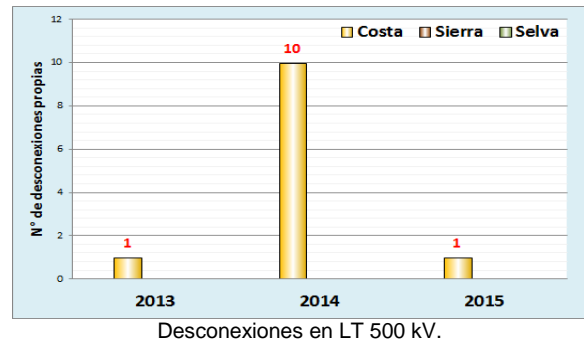


Gráfico 58



Aspectos Relevantes

Integración al SEIN de nuevas instalaciones:

- La Subestación 500 kV San José se conectó al SEIN, el 25/05/2015.

Performance del Sistema de Transmisión 2015:

- La integridad de las áreas Centro-Norte-Sur del SEIN sólo fue afectada en el Evento 028-2015, En este evento se desconectó la Barra "A" de 220 kV de la S.E. Trujillo Norte, causada por error humano (acercamiento de tierra portátil a la fase "S" de la Barra B, durante maniobras de cambio de barras). Como consecuencia el área Norte del SEIN quedó operando en sistema aislado desde la S.E. Guadalupe.
- Se resalta que en el evento EV-036-2015, no se perdió la interconexión Centro-Norte y Su, en 500 kV. El Evento 036-2015 fue causado por la desconexión de la Barra "A" de la SS.EE. Campo Armiño de 220 kV, que involucró la pérdida de 832.24 MW de la generación del Complejo Hidroeléctrico del Mantaro.
- Se produjeron 06 fallas por desprendimiento del conductor y/o cadenas de aisladores, que en su mayoría se debieron a: envejecimiento, puntos calientes, corrosión del conductor y falla mecánica de los aisladores. Según los reportes de las empresas, estas desconexiones no ocasionaron interrupciones.
- En el nivel de 220 kV, las causas de las desconexiones son como sigue: 55% por fallas fugaces, 10% por descargas atmosféricas, 7 % por

lluvias, 7% por contaminación natural, 7 % por causas no clasificadas y 16 % por otras causas.

- En balance de los indicadores de performance en el año 2015 fue:
 - a) 43 líneas de transmisión y 38 equipos de transformación excedieron las tolerancias del indicador “Tasa de Fallas”.
 - b) 82 líneas de transmisión y 29 equipos de transformación excedieron las tolerancias del indicador “Indisponibilidad”.
- El mayor número y duración de las desconexiones se producen en componentes en niveles de tensión, mayores a 30 kV y menores a 138 kV.

El procedimiento contempla que las empresas, para mitigar las causas de las desconexiones, deben proporcionar un programa de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos relevantes que incidan en el performance del sistema de transmisión.

Congestionamiento de líneas de transmisión y sobrecarga de transformadores de potencia:

- Del procesamiento de reportes de máximas cargas en líneas de transmisión que efectúan las empresas, se observa que 15 Líneas de Transmisión operaron congestionadas por más de 6 meses (01 LT de 220 kV, 05 LT de 138 kV y 09 LT del rango 30 a 72,5 kV).
- La línea de transmisión L-1125 Aguaytía- Pucallpa, operó congestionada, todo el año 2015.
- El transformador de la SE. Aguaytía 220/138/10 kV, 60/60/10 MVA alcanzó en cada uno de los meses del 2015, el límite de su capacidad. También se observa que los 5 transformadores de la Tabla 9, en el nivel de 60 kV, durante los últimos 6 meses han superado su límite de capacidad nominal.

Tabla 9

Empresa	Subestación	Equipo
Electro Puno	Ananea	TPA-052
Electronorte	Pomalca	TP6008
Luz Del Sur	Balnearios	Z-T1 60/10 kV
Luz Del Sur	Pachacamac	PA-T1 60/10 kV
Red Energía del Perú	Chiclayo Oeste	T24-61

El COES dispone de rechazos manuales de carga, para salvaguardar la integridad de dichos componentes.

a.3) Componentes que excedieron la tolerancia de los Indicadores de Performance.

En los niveles de tensión de 220 kV, se registraron componentes que han excedido la tolerancia de los indicadores de performance, “Tasa de Falla” e “Indisponibilidad”, tal como se muestran en las Tablas 10 y 11.

Tabla 10

COMPONENTES 220 KV, QUE SOBREPASARON LA TOLERANCIA EN FRECUENCIA DE FALLA					
Empresa	Línea de Transmisión	Región	Tasa de Fallas Líneas de Transmisión de 220 kV.		
			2014	2015	Tolerancia Anual
Abengoa Transmisión Norte	L-2271 Paragsha II - Francoise	Sierra	0	3	2
Eteselva	L-2251 Aguaytía - Tingo María	Selva	3	4	2

Componentes que excedieron la Tolerancia Tasa de Falla, LT 220kV, en el año 2015

Tabla 11

COMPONENTES 220 KV, QUE SOBREPASARON LA TOLERANCIA DE INDISPONIBILIDAD					
Empresa	Línea de Transmisión	Región	Indisponibilidad Líneas de Transmisión de 220 kV.		
			2014	2015	Tolerancia Anual
Red Energía del Perú	L-2249 Talara - Zorritos	Costa	0.84	35	8
Red Energía del Perú	L-2110 Huanza - Carabaylo	Sierra	0.00	43	6

Componentes que excedieron la Tolerancia Indisponibilidad, LT 220kV, en el año 2015

En las Tabla 12 y 13 se muestran los componentes en el niveles de tensión 138 kV, que en el 2015, excedieron la tolerancia del indicador “Tasa de Falla”, establecido por el OSINERGMIN.

Tabla 12

COMPONENTES 138 KV, QUE SOBREPASARON LA TOLERANCIA EN FRECUENCIA DE FALLA					
Empresa	Línea de Transmisión	Región	Tasa de Fallas Líneas de Transmisión de 138 kV		
			2014	2015	Tolerancia Anual
Red Energía Del Perú	L-1124 Aucayacu - Tocache	Selva	3.71	10.21	3
Isa	L1125 Aguaytía - Pucallpa	Selva	3.83	3.06	3
Electro Sureste	L-1014 San Gabán li - Mazuko	Selva	15.00	17.00	4
Electro Sureste	L-1015 Mazuko - Pto. Maldonado	Selva	6.54	5.89	3
Hidrandina	L-1113 Nepeña - Casma	Costa	4.00	5.00	2
Hidrandina	L-1132 Kiman Ayllu - Sihuas	Sierra	2.00	6.00	4

Componentes que excedieron la Tolerancia Tasa de Falla, LT 138kV, en el año 2015

Tabla 13

COMPONENTES 138 KV, QUE SOBREPASARON LA TOLERANCIA EN INDISPONIBILIDAD					
Empresa	Línea de Transmisión	Región	Indisponibilidad Líneas de Transmisión de 138 kV		
			2014	2015	Tolerancia Anual
Statkraft Perú	L-1033 Cahua - Paramonga Existente	Costa	1.98	19.93	6
Rio Doble	L-1141 Pizarra - Espina Colorada	Sierra	45.73	32.86	6
Transmisora Andina	L-1143 Huaraz Oeste - Pierina	Sierra	0.00	6.90	6
Electro Sureste	L-1014 San Gabán li - Mazuko	Selva	44.55	31.52	6
Electro Sureste	L-1015 Mazuko - Puerto Maldonado	Selva	17.83	89.40	8

COMPONENTES 138 KV, QUE SOBREPASARON LA TOLERANCIA EN INDISPONIBILIDAD					
Empresa	Línea de Transmisión	Región	Indisponibilidad Líneas de Transmisión de 138 kV		
			2014	2015	Tolerancia Anual
Hidrandina	L-1113 Nepeña-Casma	Costa	7.36	18.60	6
Hidrandina	L-1115 Trujillo Norte-Motil	Sierra	0.32	9.09	6
Hidrandina	L-1133 Sihuas - Tayabamba	Sierra	0.21	70.03	6
Hidrandina	L-1131 Huallanca - Kiman Ayllu	Sierra	0.00	168.17	6
Seal	L-1031 Repartición-Majes	Sierra	0.23	9.82	6
Seal	L-1032 Majes - Pedregal	Costa	0.00	8.60	6
Seal	L-1036 Pedregal - Camaná	Costa	0.00	8.65	6
Southern Perú	L-1385 Mill Site - Ilo 3	Costa	0.00	26.90	6

Cuadro: Componentes que excedieron la Tolerancia Indisponibilidad, LT 138kV, en el año 2015.

a.4) Sanciones impuestas por Osinergmin por incumplimientos relacionados al P091 entre los años 2014 y 2015.

En las Tabla 14 y 15 se muestran los procesos sancionadores iniciados los años 2014 y 2015 respectivamente.

Tabla 14

Ítem	Periodo Sup.	Entidad	Informe Técnico GFE/UTRA Nº	Tipo de Sanción	UIT
1	2013	Conenhua	246-2014	En Proceso	
2	2013	Edegel	30-2014	Multa	30
3	2013	Edelnor	247-2014	En Proceso	
4	2013	Egasa	369-2014	Multa	1.4
5	2013	Electro Oriente	333-2014	En Proceso	
6	2013	Electro Ucayali	275-2014	Multa/Amonestación	1.2
7	2013	Electrocentro	31-2014	Multa/Amonestación	3
8	2013	Electroperú	120-2014	En Proceso	
9	2013	Electropuno	128-2014	Multa/Amonestación	1
10	2013	Electrosur	171-2014	Multa/Amonestación	0.85
11	2013	Hidrandina	178-2014	Multa/Amonestación	2
12	2013	Luz Del Sur	279-2014	Multa/Amonestación	3
13	2013	Red Energía del Perú	212-2014	Multa	1
14	2013	Seal	312-2014	Multa/Amonestación	0.85
15	2013	Transmantaro	213-2014	En Proceso	
16	2013	Transmisora Callalli	GFE/UTRA-331-2014	En Proceso	
17	2012-2	Abengoa Transmisión Norte	35-2014	Amonestación	0
18	2012-2	Eepsa	48-2014	Pendiente	
19	2012-2	Egesur	1-2014	Multa	1.5
20	2012-2	Transmisora Callalli	5-2014	Pendiente	

PROCESOS SANCIONADORES INICIADOS AÑO 2014

Tabla 15

Ítem	Periodo Supervisado	Entidad	Informe Técnico GFE/UTRA Nº	Tipo de Sanción	UIT
1	2013	Electro Sureste	4-2015	En Proceso	
2	2013	Shougesa	46-2015	En Proceso	
3	2014	Chinango	241-2015	En Proceso	
4	2014	Conenhua	286-2015	En Proceso	
5	2014	Edecañete	160-2015	En Proceso	
6	2014	Edegel	234-2015	En Proceso	
7	2014	Edelnor	138-2015	En Proceso	
8	2014	Electro Centro	594-2015	En Proceso	
9	2014	Electro Dunas	158-2015	Amonestación	0
10	2014	Electro Oriente	542-2015	En Proceso	
11	2014	Electro Sureste	607-2015	En Proceso	
12	2014	Electropuno	213-2015	En Proceso	
13	2014	Electrosur	215-2015	Multa	0.85
14	2014	Eteselva	257-2015	En Proceso	
15	2014	Hidrandina	616-2015	En Proceso	
16	2014	Luz Del Sur	161-2015	Multa	3.25
17	2014	Red Energía del Perú	482-2015	En Proceso	
18	2014	Seal	624-2015	En Proceso	
19	2014	Shougesa	623-2015	En Proceso	
20	2014	Statkraft	309-2015	En Proceso	
21	2014	Transmisora Callalli	546-2015	En Proceso	

PROCESOS SANCIONADORES INICIADOS AÑO 2015

Leyenda:

En Reconsideración: La Supervisada presentó reconsideración.

En Proceso : El proceso sancionador se está tramitando en ALFE.

Archivar : Se resolvió archivar el proceso sancionador.

Multa : Se resolvió multar a la entidad supervisada.

Amonestar : Se resolvió amonestar a la entidad supervisada.

Pendiente : El proceso sancionador está pendiente de trámite en ALFE

4.3 Calidad de Servicio

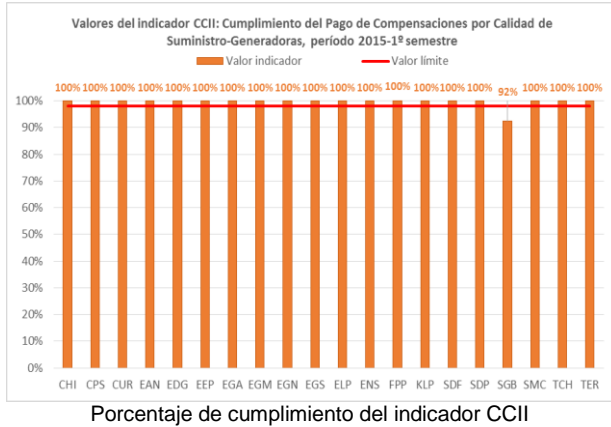
La supervisión de la calidad de suministro en distribución se realiza mediante dos procedimientos de supervisión: Procedimiento de la operación de sistemas eléctricos (Mide performance del sistema eléctrico, indicadores sistémico) y el "Procedimiento para la supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica" que mide mediante indicadores individuales N y D.

En la supervisión se verifica el cumplimiento de los indicadores y sus tolerancias establecidas en el Procedimiento, tanto para las empresas distribuidoras, transmisoras y generadoras. Cuando superan las tolerancias establecidas se inicia proceso sancionador a las empresas.

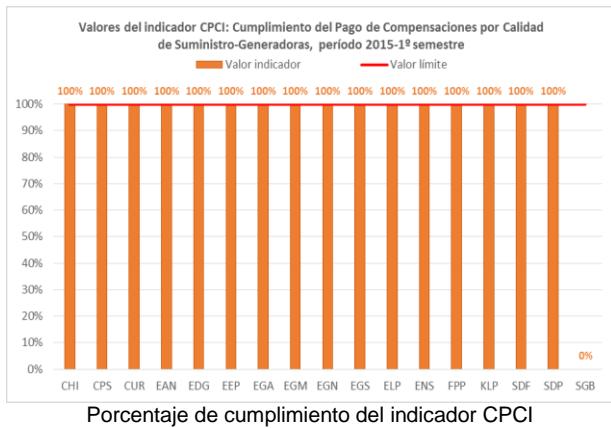
A continuación se presenta los principales indicadores evaluados para el primer semestre 2015.

a) Empresas Generadoras y Transmisoras
a.1) Calidad del Suministro
CCII: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y los montos de compensaciones por interrupciones

En el Gráfico 59 se presenta el resultado del cumplimiento del indicador CCII en las 20 empresas de generación.

Gráfico 59

CPCI: Cumplimiento del pago de compensaciones por mala calidad de interrupciones

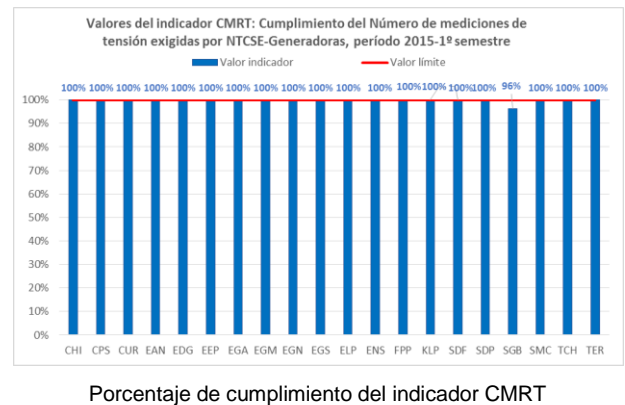
En el Gráfico 60 se presenta el resultado del cumplimiento del indicador en las 20 empresas de generación.

Gráfico 60


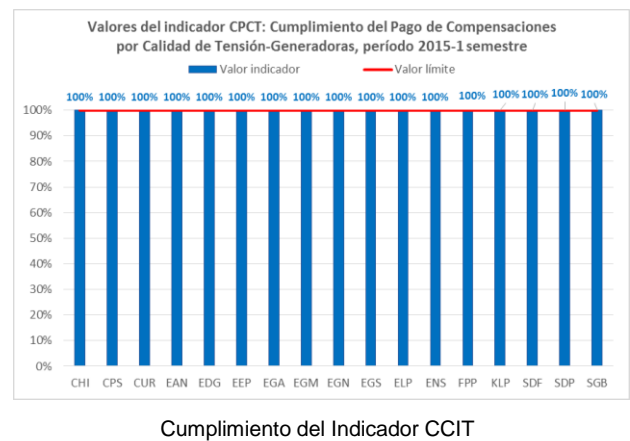
En lo que corresponde al Indicador CCPI: "Cumplimiento de la cadena de pagos (resarcimientos)", solamente las empresas transmisoras Red de Energía del Perú y Transmataro tuvieron incumplimiento del indicador CCPI.

a.2) Calidad de Tensión
CMRT: Cumplimiento del número de mediciones de tensión exigidos por la NTCSE

En el Gráfico 61 se presenta el resultado del cumplimiento del indicador CMRT en las 20 empresas de generación, la cantidad de las mediciones efectuadas por las empresas corresponde a lo indicado en el numeral 5.1.4 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), el valor bajo del indicador para San Gabán fue porque no cumplieron con la repetición de una medición del tipo fallida.

Gráfico 61

CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y montos de compensaciones por calidad de tensión

En el Gráfico 62 se presenta el resultado del cumplimiento del indicador CCIT en las 20 empresas de generación, se ha verificado 19 casos.

Gráfico 62


b) Empresas Distribuidoras
b.1) Calidad del Suministro

La calidad de suministro se mide mediante indicadores sistémicos SAIDI y SAIFI, además los indicadores individuales N y D establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Para el caso de los indicadores sistémicos las tolerancias son las siguientes:

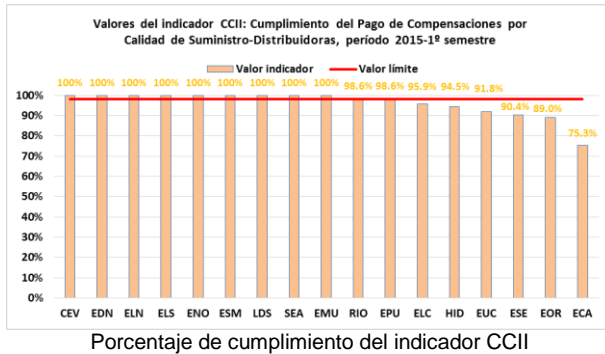
**Desempeño Esperado (DE)
Sistemas Interconectados al SEIN**

Sector Típicos	año 2012		año 2013		año 2014 en Adelante	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
1	3	7.5	3	7	3	6.5
2	9	16	7	13	5	9
3	11	20	9	16	7	12

Para el caso de los indicadores N y D, la supervisión se realiza mediante indicadores de cumplimiento de la NTCSE. A continuación se describe los resultados de cumplimiento de la NTCSE, cabe indicar que estos indicadores solo son para verificar el cumplimiento de la NTCSE y no tienen como objetivo generar el incentivo a la mejora de la calidad como es el caso de los indicadores sistémicos.

CCII: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y los montos de compensaciones por interrupciones

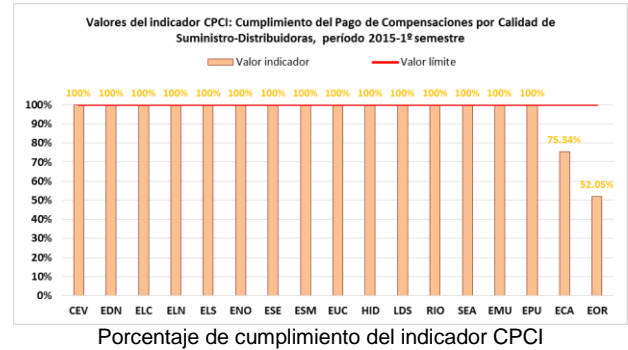
En el Gráfico 63 se presenta el resultado del cumplimiento del indicador CCII en las 17 empresas de distribución, para las empresas Electrocentro, Hidrandina, Electro Ucayali, Electro Sur Este, Electro Oriente y Edecañete los valores bajos son debido a que en la muestra seleccionada se ha identificado errores en los cálculos de los indicadores N y D por usuario afectado.

Gráfico 63


CPCI: Cumplimiento del pago de compensaciones por mala calidad de interrupciones

En el Gráfico 64 se presenta el resultado del cumplimiento del indicador en las 17 empresas de

distribución, el valor de 75,34% para Edecañete y 52,05% para Electro Oriente es por realizar la compensación fuera de plazo.

Gráfico 64


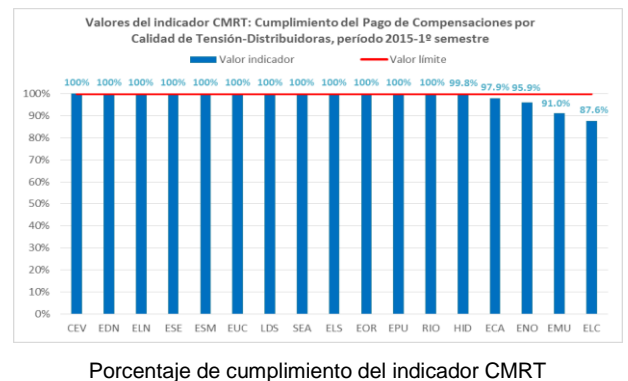
En lo que corresponde al Indicador CCPI: "Cumplimiento de la cadena de pagos (resarcimientos)", ninguna de las empresas distribuidoras incumplieron el indicador.

b.2) Calidad de Tensión

Para la supervisión del cumplimiento de la NTCSE en lo que respecta a calidad de tensión se establecen indicadores de cumplimiento de la NTCSE. A continuación se describe los resultados de los principales indicadores.

CMRT: Cumplimiento del número de mediciones de tensión exigidos por la NTCSE

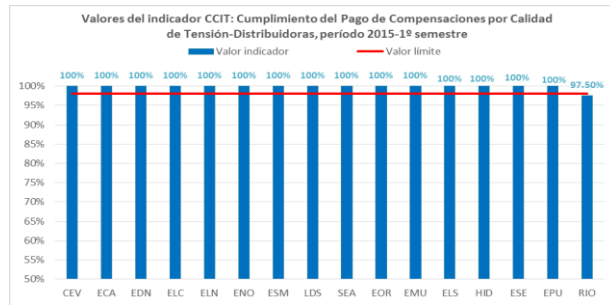
En el Gráfico 65 se presenta el resultado del cumplimiento del indicador CMRT en las 17 empresas de distribución, la cantidad de las mediciones efectuadas por las empresas corresponde a lo indicado en el numeral 5.1.4 de la NTCSE, el valor bajo del indicador para Edecañete, Enosa, Emseusac y Electrocentro fue porque no cumplieron con la cantidad de mediciones programadas, estas mediciones pueden ser básicas o repetición de aquellas con resultado fallido.

Gráfico 65


CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y montos de compensaciones por calidad de tensión

En el Gráfico 66 se presenta el resultado del cumplimiento del indicador CCIT en las 17 empresas de distribución, se ha verificado 1 054 casos, detectándose 7 casos no conformes, el valor bajo del indicador para Sersa es debido a que en la muestra seleccionada se ha identificado errores en los cálculos de los montos de compensación por usuario con mala calidad de tensión.

Para las empresas generadoras, de 19 empresas supervisadas, ninguna incumplió el indicador CCIT.

Gráfico 66


% Cumplimiento del Indicador CCIT

4.4 Supervisión de Contratos

a) Supervisión de Contratos de Generación Eléctrica

a.1) Contratos de Concesión de Generación con Recursos Energéticos Renovables (RER)

Estos contratos de concesión tienen como base legal el Decreto Legislativo N° 1002 que promueve el desarrollo de Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER).

Los contratos adjudicados en una Primera Subasta que fueron suscritos el 31.03.2010 y que han sido supervisados en el año 2015 se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17

Proyecto	Adjudicatario	Potencia Instalada (MW)	Año de Puesta en Servicio
CH. Chancay	SINERSA	19	2016
CH. Ángel I	Generadora Energía S.A.C.	20	2017
CH. Ángel II	Generadora Energía S.A.C.	20	2017
CH. Ángel III	Generadora Energía S.A.C.	20	2017

CH: Central Hidroeléctrica

Contratos de Centrales con Recursos Energéticos Renovables Supervisados en el año 2015 (RER). Primera Subasta

El 23.08.2011, en una Segunda Subasta RER, se adjudicaron a diez (10) concesionarios la construcción

de una (1) central solar, una (1) central eólica, una (1) central biomasa y siete (7) centrales hidroeléctricas; con estas centrales de generación se incorporarán 211 MW al SEIN.

Los contratos RER de la Segunda Subasta que fueron suscritos el 30.09.2011 y que han sido supervisados durante el año 2015 se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18

Proyecto	Adjudicatario	Potencia Instalada (MW)	Año de Puesta en Servicio
CB. La Gringa V	Consortio Energía Limpia	3.2	2015
CH. 8 de Agosto	Generación Andina	19	2016
CH. El Carmen	Generación Andina	8.4	2016
CH. Huatziroki	Empresa Hidráulica Selva	11.1	2016
CE. Tres Hermanas	Consortio Tres Hermanas	90	2016
CH. Manta	Peruana Inv. Energía Renovable	19.8	2016
CH. Renovandes H1	Renovables de los Andes	20	2016

CE: Central Eólica
 CB: Central Biomasa
 CH: Central Hidroeléctrica

Contratos de Centrales con Recursos Energéticos Renovables Supervisados en el año 2015 (RER). Segunda Subasta

Los contratos RER de la Tercera Subasta que fueron suscritos el 18.02.2014 y que han sido supervisados durante el año 2015 se muestran en la Tabla 19.

Tabla 19

Proyecto	Adjudicatario	Potencia Instalada (MW)	Año de Puesta en Servicio
CH. Karpa	Hidroeléctrica Karpa S.A.C.	19	2016
CH. Potrero	Empresa Eléctrica Agua Azul S.A.	19,9	2016
CH. Yarucaya	Huaura Power Group S.A.	16,5	2017
CH. Santa Lorenza	Empresa de Generación Eléctrica Santa Lorenza S.A.C.	18,7	2017
CH. Carhuac	Andean Power	20	2018
CH. Hydrika 1	Sociedad Concesionaria Hydrika 1.	6.6	2018
CH. Hydrika 2	Sociedad Concesionaria Hydrika 2.	4	2018
CH. Hydrika 3	Sociedad Concesionaria Hydrika 3.	10	2018
CH. Hydrika 4	Sociedad Concesionaria Hydrika 4	8	2018
CH. Hydrika 5	Sociedad Concesionaria Hydrika 5	10	2018
CH. Zaña 1	Electro Zaña.	13.2	2018
CH. Laguna Azul	Hidroeléctrica Laguna Azul.	20	2018

Proyecto	Adjudicatario	Potencia Instalada (MW)	Año de Puesta en Servicio
CH. Colca	Empresa de Generación Eléctrica Colca.	12.1	2018

CH: Central Hidroeléctrica

Cuadro: Contratos de Centrales de Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables Supervisados en el año 2015 (RER). Tercera Subasta.

En febrero del año 2016 se ha llevado a cabo la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), habiéndose adjudicado la Buena Pro a trece (13) proyectos entre los cuales tenemos dos (2) Centrales de Biomasa, dos (2) Centrales Solares, tres (3) Centrales Eólicas y seis (6) Centrales Hidroeléctricas. Con estas centrales de generación se incorporarán 430 MW al SEIN (1 742 164 MWh/año). La fecha referencial de la Puesta en Operación Comercial de los proyectos de generación RER de esta subasta deberá ser, a más tardar el 31.12.2018.

Durante su etapa constructiva y hasta su puesta en servicio (etapa pre operativa), se verifica entre otros, el cumplimiento del Cronograma de Ejecución de Obras e hitos tales como: Cierre Financiero, Inicio de Obras Civiles, Arribo de Principal Equipamiento Electromecánico, Inicio de Montaje Electromecánico y Puesta en Operación Comercial.

En la Tabla 20 se muestra el consolidado de veintiocho (28) proyectos, que se encuentran en operación con una potencia de 498 MW, de los cuales 139.8 MW corresponden a centrales hidroeléctricas, 96 MW a centrales solares, 232 MW a centrales eólicas y 30.2 MW a centrales térmicas de biomasa.

Tabla 20

Centrales	Potencia (MW) 1ra Subasta	Potencia (MW) 2da Subasta	Potencia (MW) 3ra Subasta	Potencia (MW) Total
Hidroeléctrica	97.1	23.7	19	139.8
Solares	80	16	-	96
Eólicas	142	90	-	232
Biomasa	27	3.2	-	30.2
Total	346.1	132.9	19	498

Potencia ingresada al SEIN en el año 2015 por tipo de tecnología

Se encuentran en construcción veinticuatro (24) proyectos RER, los cuales una vez culminados aportarán al SEIN un total de 425.3 MW. Por incumplimiento contractual, se resolvió un contrato (CH. Shima), el mismo que tiene Laudo Arbitral favorable.

a.2) Contratos de Concesión de Suministro de Largo Plazo

En el 2015 se supervisó un (1) contrato denominado "Suministro de Largo Plazo" que fue suscrito, por el adjudicatario (inversionista) y empresas distribuidoras. Este contrato cuyo proyecto de generación eléctrica totaliza 112 MW, se muestran en la Tabla 21.

Tabla 21

Proyecto	Adjudicatario	Potencia (MW)	Puesta en Servicio
CH. Quitaracsa	Enersur	112	29.10.2015

Contratos de Concesión de Suministro de Largo Plazo

Como parte de la supervisión de este contrato, se verifica entre otros, el cumplimiento de hitos contractuales, siendo estos: Cierre Financiero, Llegada de Equipamiento Electromecánico, Inicio de Obras Civiles, Inicio de Montaje Electromecánico y Puesta en Operación Comercial.

a.3) Contratos de Proyectos de Generación Eléctrica (PROINVERSIÓN)

En el 2015 se supervisaron cinco (5) contratos denominados "Compromisos de Inversión", y un (1) contrato de concesión para el suministro de energía eléctrica destinada al servicio público de electricidad, que fueron concursados por PROINVERSIÓN. Los proyectos considerados en estos contratos totalizan 1727.4 MW y se muestran en la Tabla 22.

Tabla 22

Central	Adjudicatario	Potencia (MW)	Año de Puesta en Servicio
CH. Cheves	Empresa de Generación Cheves	168.2	2015
CH. Santa Teresa	Luz del Sur	98.2	2015
CH. Cerro del Águila	Cerro del Águila.	525	2016
CH. Chaglla	Empresa Generación Huallaga	456	2016
CH. Pucará	Empresa Generación del Cusco	178	2017
CH. Molloco	Consorcio Corsan Corviam - Engevix - Enx (CEE)	302	2020

Contratos de Proyectos de Generación Eléctrica (PROINVERSIÓN).

Como parte de la supervisión de estos contratos se verifica el cumplimiento de los hitos: Cierre Financiero, Inicio de Obras Civiles, Llegada de Equipamiento Electromecánico, Inicio de Montaje Electromecánico y Puesta en Operación Comercial.

a.4) Contratos de Concesión de Reserva Fría (PROINVERSIÓN)

Estos contratos tienen como base legal el Decreto Urgencia N° 121-2009 y 001-2011 (modificado por el Decreto de Urgencia N° 002-2011) que declararon de necesidad nacional y de ejecución prioritaria los proyectos de "Reserva Fría de Generación".

Mediante estos contratos, el Concesionario suministrará energía en situaciones de emergencia del SEIN; para tal efecto, construirán centrales termoeléctricas. Las centrales supervisadas en el 2015 se muestran a continuación en la Tabla 23.

Tabla 23

Central	Adjudicatario	Potencia (MW)	Año de Puesta en Servicio
Planta Éten	Cobra – Enersa	230	2015
Planta Pucallpa	Infraestructura de Energía del Perú	45.6	2016
Planta Puerto Maldonado		20	2016
Planta Iquitos Nueva	Genrent del Perú	70	2016

Contratos de Concesión de Reserva Fría.

Como parte de la supervisión de estos contratos se verifica el cumplimiento de determinados hitos tales como: Estudio de Impacto Ambiental, Cierre Financiero, Llegada al sitio de obra de las turbinas y generadores y Puesta en Operación Comercial.

a.5) Contratos de Compromiso de Inversión Nodo Energético del Sur-NES (PROINVERSIÓN)

Estos Contratos resultaron del proceso de promoción de la inversión privada de PROINVERSION, como parte de los Proyectos de Seguridad Energética-PRO SEGURIDAD ENERGÉTICA, designado mediante Resolución Suprema N° 010-2013-EF.

Mediante estos contratos se incrementa la reserva de generación del SEIN, el Concesionario suministrará energía según despacho ordenado por el COES, para tal efecto, se construirán centrales termoeléctricas. Las centrales supervisadas en el 2015 se muestran a continuación en la Tabla 24.

Tabla 24

Central	Adjudicatario	Potencia (MW)	Año de Puesta en Servicio
CT. Puerto Bravo - Nodo Energético del Sur	Samay I S.A.	720	2016
CT. Ilo - Nodo Energético del Sur	Enersur S.A.	735	2017

Contratos de Concesión de Compromiso de Inversión Nodo Energético del Sur

Como parte de la supervisión de estos contratos se verifica el cumplimiento de determinados hitos tales como: Estudio de Impacto Ambiental, Cierre Financiero,

Llegada al sitio de obra de las turbinas y generadores y Puesta en Operación Comercial.



Turbogenerador N° 3 en proceso de montaje - CT. Puerto Bravo (Mollendo)

a.6) Contratos de Concesión y Autorizaciones - Ministerio de Energía y Minas

Osinerghin realiza el seguimiento de los Contratos de Concesión Definitiva y Autorizaciones para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica, otorgados por el MINEM. La información relevante de estos contratos supervisados en el 2015 se muestra en la Tabla 25.

Tabla 25

Central	Concesionaria	Potencia (MW)	Año de Puesta en Servicio
C.H. Machupicchu II	EGEMSA	101.8	2015
C.T. Recka	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	181.3	2015
C.H. La Virgen	La Virgen	64	2016
C.H. Centauro I y III	Corporación Minera Perú	25	2016
C.H. Carpapata III	Generación Eléctrica Atocongo S.A.	12.8	2016
C.T. Nueva Esperanza	Empresa Eléctrica Nueva Esperanza S.R.L.	135	2016
C.H. Cola 1	Hidroeléctrica Cola	10.4	2017
C.H. Raura II (Viroc)	Amazonas Generación	12.2	2017
C.T. Santo Domingo de los Olleros - Ciclo Combinado	Termochilca	99.6	2017
C.H. Cativen I y II	Compañía Minera Poderosa S.A.	29	2017
C.H. Rucuy	Empresa de Generación Eléctrica Río Baños S.A.C.	20	2017
C.H. Tulumayo IV	Egejunín Tulumayo S.A.C.	56.2	2017
C.H. Nueva Esperanza	Andes Generating Corporation S.A.C.	9.2	2017
C.H. Marañon	Hidroeléctrica Marañon	88.3	2018

Central	Concesionaria	Potencia (MW)	Año de Puesta en Servicio
C.H. Olmos 1	SINERSA	51	2018
C.H. Pallca	Andean Power S.A.	10.1	2019
C.H. Curibamba	Edegel S.A.	195	2021
C.H. Belo Horizonte	Odebrecht S.A.C.	180	2021
C.H. Veracruz	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	730	2022
C.H. Chadin II	AC Energía S.A.	600	2023
C.H. Tarucani	Tarucani Generating Company	49	2019
C.H. Tingo	Compañía Hidroeléctrica Tingo S.A.	8,8	2018

Contratos de Concesión y Autorizaciones Otorgados por el MINEM

Como parte de la supervisión de estos contratos y Autorizaciones se verifica el cumplimiento de determinados hitos tales como: Cierre Financiero, Inicio de Obras y Puesta en Operación Comercial.

b) Supervisión de Contratos de Transmisión Eléctrica

Osinerghmin supervisa los contratos de concesión de los sistemas de transmisión eléctrica de las empresas REP, TRANSMANTARO, ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE, ABENGOA TRANSMISIÓN SUR, TESUR, REDESUR e ISA.

Se supervisa el oportuno y debido cumplimiento de las obligaciones contractuales referidas a los aspectos técnicos, económicos, contables y legales. También es parte de la supervisión de estos contratos de concesión, verificar la evolución de las Ampliaciones y su cumplimiento.

Se supervisa su etapa pre operativa que consiste en realizar el seguimiento de la ejecución de las obras y la inspección técnica de su calidad constructiva. Se verifica el cumplimiento de determinados hitos contractuales establecidos en el contrato (Estudio de Impacto Ambiental, Cierre Financiero del proyecto, Llegada a obra de los reactores y transformadores y Puesta en Operación Comercial).

Con los nuevos proyectos incorporarán al SEIN 2 527,4 km de líneas de transmisión de alta tensión (138-220 kV) y de extra alta tensión (500 kV), llegándose a invertir US\$ 1 152,2 millones en dichos sistemas de transmisión.

Los contratos de líneas de transmisión que se encuentran en construcción se muestran en las Tablas 26 y 27.

Tabla 26

Proyecto	Monto Oferta (Mio.US\$)	Año de Puesta en Servicio
LT. 220 kV Carhuaquero-Moyobamba (Cobra Perú)	106.8	16.05.2016
LT. 220 kV Machupicchu-Quencoro-Tintaya (ATN3)	114.3	25.12.2016
LT. 500 kV Mantaro-Socabaya-Montalvo (CTM)	278.4	26.11.2016
LT. 220 kV La Planicie-Industriales (CTM)	35.3	11.09.2016
LT. 220 kV Friaspata-Mollepata (CTM)	25.9	19.12.2016
SE. Orcotuna (CTM)	12.8	19.12.2016
LT. 220 kV Moyobamba-Iquitos (ISOLUX)	499.2	06.02.2019
LT. 220 kV Azángaro-Juliaca-Puno (TESUR)	36.8	18.03.2018
SE. Carapongo (ISA)	42.7	11.03.2018

CTM: Consorcio TCTM: Consorcio Transmataro; TESUR: Transmisora Eléctrica del Sur; ISA: Interconexión Eléctrica S.A.

Tabla 27

Ampliación N° 13	<p>a) Construcción Nueva Subestación Pariñas / Traslado de Reactor desde la Subestación Talara.</p> <p>b) Ampliación de la Capacidad de Transmisión LT 220 kV Talara – Piura de 152 MVA a 180 MVA.</p> <p>c) Instalación de Compensación Reactiva de 1x20 MVAR en 60 kV en la Subestación Piura Oeste.</p> <p>d) Construcción de la variante de la LT 220 kV para el retiro de torres en la zona arqueológica de SOJO y TANGARARA</p> <p>Monto de Oferta: US\$ 17,3 millones.</p> <p>Puesta en Servicio: 31.01.2016.</p>
Ampliación N° 15	<p>a) Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la L.T. 220 kV San Juan - Chilca (L-2093) de 350 MVA a 700 MVA (simple terna a doble terna y ampliación de subestaciones asociadas)</p> <p>b) Ampliación de la Capacidad de Transformación de la L.T. Ventanilla - Zapallal (L-2242/L-2243) de 152 MVA a 270 MVA.</p> <p>c) Instalación del Cuarto Circuito 220 kV de 189 MVA (sobre las estructuras de la L.T. 220 kV Ventanilla - Chavarría (L-2246) y ampliación de subestaciones asociadas.</p> <p>Monto de Oferta: US\$ 44,6 millones.</p> <p>Puesta en Servicio: 05.01.2016.</p>
Ampliación N° 16	<p>a) Construcción de la nueva SET Amarilis 138 kV y de los enlaces</p> <p>b) Variante de la LT a la salida de la SET Paragsha de la LT 138 kV Paragsha - Huánuco (L- 1120)</p> <p>c) Ampliación Capacidad Transmisión LT 138 kV Paragsha - Huánuco (L-1120) de 45 a 75 MVA.</p> <p>Monto de Oferta: US\$ 10 millones.</p> <p>Puesta en Servicio: 31.03.2016.</p>
Ampliación N° 17	<p>a) Instalación de bancos de compensación capacitiva 2x7 MVAR en 60 kV en la S.E. Puno.</p> <p>b) Cambio de configuración de barras en 138 kV de T a PI en la S.E. Combapata.</p> <p>c) Ampliación de la capacidad de transformación a 30 MVA de la S.E. Paramonga Nueva.</p> <p>d) Ampliación de la capacidad de transformación a 100 MVA y cambio de configuración en 60 kV de simple barra a doble en la S.E. Ica.</p> <p>e) Cambio de configuración en 220 kV de simple a doble barra con seccionador de transferencia en la S.E. Friaspata.</p> <p>Monto de Oferta: US\$ 28,8 millones.</p> <p>Puesta en Servicio: 09.03.2017.</p>
Ampliación N° 3 - ISA	<p>a) Repotenciación de la L.T. 138 kV Aguaytía-Pucallpa.</p> <p>b.1) Ampliación de la Capacidad de Transformación de la S.E. Pucallpa.</p> <p>b.2) Instalación temporal de Transformador en S.E. Pucallpa.</p> <p>c) Instalación de compensación reactiva en la S.E. Pucallpa.</p> <p>d) Ampliación de la Capacidad de Transformación de la S.E. Aguaytía.</p> <p>Monto de Oferta: US\$ 18,4 millón.</p> <p>Puesta en Servicio: 10.06.2016.</p>

Contratos de Ampliaciones en Construcción (REP – ISA)

En lo que respecta a la verificación de las Especificaciones Técnicas de los proyectos establecidas contractualmente, durante el año 2015, la supervisión se realizó a través de monitoreo del avance de las obras, verificación física del desarrollo de las obras y reuniones periódicas con los concesionarios.

Sobre estos aspectos de la supervisión, los hechos más relevantes acontecidos durante el año 2015 son los siguientes:

- La actividad principal fue supervisar el avance y calidad técnica de las obras de los proyectos en construcción.
- Coordinación con PROINVERSION revisando los proyectos de nuevos Contratos de Concesión, emitiendo opinión según lo establecido en el DL. N° 1012 (Asociaciones Públicas Privadas).
- En el año 2015, iniciaron su operación comercial los proyectos de transmisión que se indican en la Tabla 28.

Tabla 28

Proyecto	Concesionaria	Puesta en Servicio
Ampliación N° 14	REP - ISA	24.06.2015
L.T. 220 kV Machupicchu – Abancay - Cotaruse	CTM	21.08.2015

Cuadro: Sistemas de Transmisión que Ingresaron al SEIN - Año 2015.

4.5 Supervisión de Planes de Contingencia

Con la finalidad de velar por el cumplimiento de la normativa que regula la calidad y eficiencia del servicio eléctrico brindado al usuario y reducir los problemas derivados de las interrupciones que los afecta, OSINERGMIN ha priorizado la elaboración de Planes de Contingencia Operativos (PCO's) por parte de la empresas del sector eléctrico.

Los PCO's tienen por objeto disponer de información que describa, entre otros, las acciones que se ejecutarán en caso se produzca una falla en un determinado sistema eléctrico (generación, transmisión, distribución o sistema eléctrico aislado). Para ello, las empresas han evaluado los riesgos de falla de sus sistemas y han identificado los elementos y situaciones consideradas críticas, luego de lo cual han definido un Plan de Acción para subsanar la respectiva falla en el menor tiempo posible.

Con el propósito de optimizar la supervisión de los PCO's y con ello propender a que se garantice la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, con Resolución OSINERGMIN N° 264-2012-OS/CD del 29.12.2012, se aprobó el "Procedimiento para la Supervisión de los Planes de Contingencias Operativos en el Sector Eléctrico"

En el citado Procedimiento, para supervisar los correspondientes PCO's se han considerado determinados indicadores, siendo estos:

- LIN: Elaboración de los PCO's de acuerdo a los Lineamientos.
- EPA: Elaboración de los Planes de Acción para cada Elemento Crítico y Situación Crítica.
- DIS: Evaluación de la Disponibilidad y Operatividad de los Equipos y Repuestos de Reserva.
- EPC: Evaluación de la Aplicación del PCO en caso de una Contingencia.

Asimismo, se han aprobado los Lineamientos para la elaboración de los PCO's para las actividades siguientes:

- Sistemas de Generación Hidroeléctrica.
- Sistemas de Generación Termoeléctrica con grupos Diesel.
- Sistemas de Generación Termoeléctrica a Gas, Vapor, Ciclo Simple y Ciclo Combinado, estos últimos utilizando gas natural.
- Sistemas de Transmisión Eléctrica.
- Sistemas de Distribución Eléctrica.
- Sistemas Eléctricos Aislados.

En el año 2015, la Gerencia de Fiscalización Eléctrica ha supervisado los PCO's, verificando que se hayan elaborado según los Lineamientos del Procedimiento de Supervisión aprobado con Resolución OSINERGMIN N° 264-2012-OS/CD del 29.12.2012.

Como parte de la supervisión se han realizado inspecciones de verificación in situ, comprobándose que los citados PCO's estén debidamente sustentados, entre otros, verificándose la disponibilidad y operatividad de los equipos y repuestos de reserva.

Para determinar la disponibilidad y operatividad de los equipos y repuestos de reserva se realizó, entre otras, las siguientes actividades:

- Inspección visual de estructuras, postes, aisladores, equipos de maniobra, medición y protección, y transformadores de distribución para redes de MT/BT.
- Pruebas de arranque de grupos electrógenos.
- Revisión del contenido de los documentos emitidos por empresas que realizan pruebas físico-químico y pruebas eléctricas de los transformadores declarados como de reserva.

En la Tabla 29 se muestran los PCO's que fueron evaluados en el año 2015. Existen más PCO's que empresas, debido a que algunas concesionarias presentan más de un PCO.

Tabla 29
**Presentación de Planes de Contingencias Operativos
Período 2015-2016**

Actividad	Empresas	PCO'S Presentados	Periodicidad
Sistemas de Transmisión Eléctrica	93	93 ⁽¹⁾	Bianual
Sistemas de Generación Hidroeléctrica	23	41	Bianual
Sistemas Eléctricos Aislados	7 ⁽²⁾	18	Bianual
Sistemas de Generación Termoeléctrica	16	18	Bianual
Sistemas de Generación Solar	5	5	Bianual
Sistema de Generación Eólica	2	2	Bianual
Sistemas de Distribución Eléctrica	22	21	Bianual
Total	169	198	

⁽¹⁾ REP ha presentado cuatro PCO's, debido a la amplitud de sus zonas operativas.

⁽²⁾ Corresponden a PCO's que son administrados por empresas distribuidoras

Sobre los PCO's es de señalar que en el transcurso del año 2015 se ha continuado con las capacitaciones al personal de las Oficinas Regionales de OSINERGMIN y a los responsables de la elaboración de los PCO's de las empresa concesionarias de generación, transmisión y distribución eléctrica así como responsables de los correspondientes Gobiernos Regionales, Colegio de Ingenieros y Defensoría del Pueblo. En total fueron 8 talleres con participación de 90 profesionales.

División de Supervisión Eléctrica

Magdalena, abril de 2016