

REPORTE SEMESTRAL DE MONITOREO DEL MERCADO ELÉCTRICO

Segundo Semestre del 2013

Año 2 – Nº 4 – Noviembre 2014



Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar
Lima – Perú

www.osinerg.gob.pe

Oficina de Estudios Económicos

Teléfono: 219-3400 Anexo 1057

http://www.Osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/77.htm

**Segundo Semestre del 2013
Año 2 - N° 4**

Contenido

Resumen ejecutivo.....	1
1. Oferta del sector eléctrico.....	2
Generación	2
Transmisión y Distribución	3
Inversiones	4
2. Demanda del sector eléctrico	5
Máxima demanda.....	5
Margen de reserva	5
Usuarios.....	6
Ventas de electricidad.....	6
Facturación.....	7
Usuarios libres.....	8
3. Costos y precios.....	9
Costos de operación del SEIN.....	9
Costo marginal y precio regulado	9
Tarifas en barra y residenciales.....	9
Tarifas de usuarios libres.....	10
4. Indicadores financieros y mercado de valores	10
Evolución bursátil	12
Bonos corporativos	12
5. Contexto internacional	13
Resumen de indicadores.....	15
Notas	17
Abreviaturas utilizadas.....	20

Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico

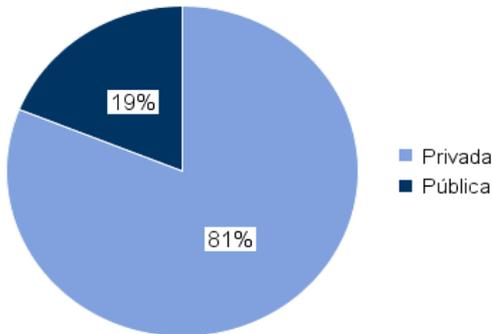
Resumen Ejecutivo

Como parte de las actividades de gestión del conocimiento y difusión de la información, la Oficina de Estudios Económicos (OEE) elabora el Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico (RSMME). En este documento se describen las principales variables que caracterizan la dinámica del mercado eléctrico.

En este reporte se muestra la evolución histórica del mercado eléctrico peruano considerando la información disponible al segundo semestre de 2013. El RSMME consta de cinco secciones. En la primera sección, se analiza la oferta eléctrica organizada y las inversiones. En la segunda sección, se analiza la demanda eléctrica, describiendo los agentes participantes y la evolución de las principales variables. En la tercera sección, se analizan los costos y tarifas del suministro eléctrico. En la cuarta sección, se describen los principales indicadores financieros de las empresas eléctricas y el mercado de valores. Finalmente en la quinta sección, se analiza la industria eléctrica en el contexto internacional.

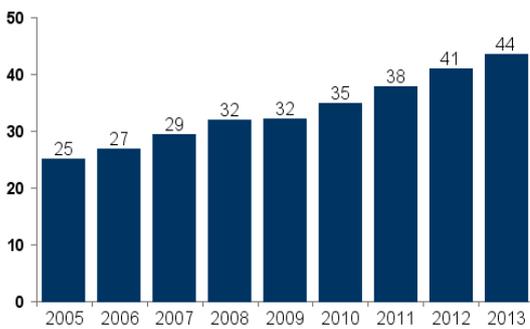
En resumen, se destaca el incremento de 6.2% de la generación eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los sistemas aislados. Asimismo el incremento de la generación RER, la cual creció en 53.8% respecto al año anterior. En cuanto a las inversiones, éstas tuvieron una reducción de 54% respecto del 2012. El precio ponderado regulado fue 54.1% mayor que el costo marginal ponderado del mismo periodo del año anterior. Por último, se considera relevante mencionar el crecimiento en 89.8% del índice bursátil de las principales empresas eléctricas peruanas.

Empresas generadoras II semestre – 2013, según tipo de propiedad



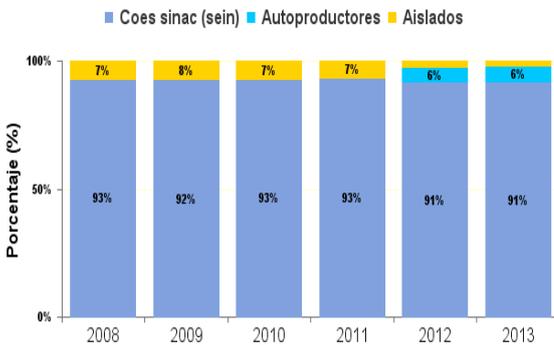
Fuente: GART-Osinermin. Elaboración: OEE-Osinermin.

Producción anual, en miles de GWh



Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinermin.

Producción por tipo de sistema



Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinermin.

1. Oferta del sector eléctrico

Generación

Empresas de generación

En la segunda mitad del 2013 había 37 empresas que produjeron electricidad en el SEIN y los sistemas aislados (sin considerar empresas autoprodutoras); de estas empresas, el 19% eran públicas y el 81% restante pertenecían al sector privado.

Producción

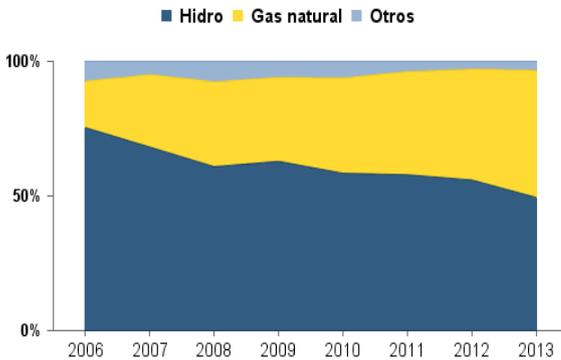
La producción eléctrica del SEIN y de los sistemas aislados aumentó sostenidamente en los últimos años. Al cierre del segundo semestre del 2013, produjeron 43.6 GWh^[1], monto superior en 6.2% respecto del segundo semestre del 2012.

Al cierre del segundo semestre del 2013, en la producción por tipo de sistema, el 91.1% fue generado por las empresas del SEIN mientras que el 8.9% restante por las empresas de los sistemas aislados, siendo dichas participaciones similares a las de los últimos años.

En el segundo semestre de 2013 respecto al mismo periodo del año anterior, la producción nacional en base a tecnología hidráulica aumentó en 1.5%, mientras que la producción en base a tecnología térmica (incluyendo centrales solares) aumentó en 11.6%.

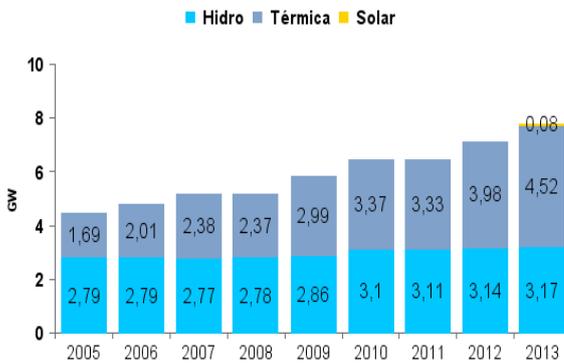
Al cierre del 2013, en la participación por tipo de tecnología, el 51.4% de la producción del sistema eléctrico nacional fue con la tecnología hidráulica y el 48.6% restante con la tecnología térmica. Asimismo, en el período 2006-2013, aumentó la participación de la tecnología térmica y bajó de la hidráulica y de otras tecnologías debido al aumento de la participación del gas natural.

Producción del SEIN por tipo de tecnología



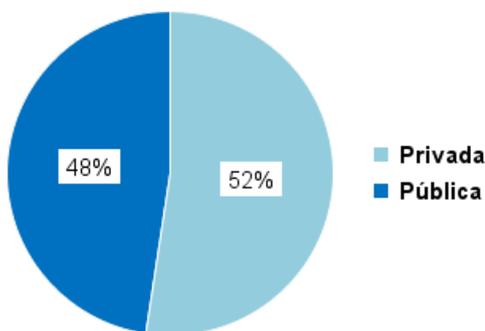
Fuente: GART-Osinerghmin.

Potencia Efectiva del SEIN



Fuente: COES. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Empresas Distribuidoras 2013-II



Fuente: GART-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

En lo que respecta al SEIN, la generación hidráulica representó el 53.6%, la de gas natural el 40% y la de recursos energéticos renovables (RER)^[2] el 0.4% del total producido al segundo semestre del 2013. Así, respecto a lo registrado al cierre del 2012, la producción hidráulica aumentó en 1.3% y la de gas natural aumentó en 1.8% continuando con la tendencia mostrada en los últimos años.

Al término del 2013 respecto del 2012, la producción con RER aumentó en 53.8%, alcanzando los 194.6 GWh. A la fecha, en cuanto a la producción por tipo de tecnología RER tenemos a los de biogás, solar, biomasa y cogeneración^[3].

Potencia Efectiva

La potencia efectiva^[4] del SEIN alcanzó los 7,776 MW a diciembre del 2013 aumentando en 19.3% respecto del mismo periodo del 2012, siguiendo con la tendencia creciente de años previos.

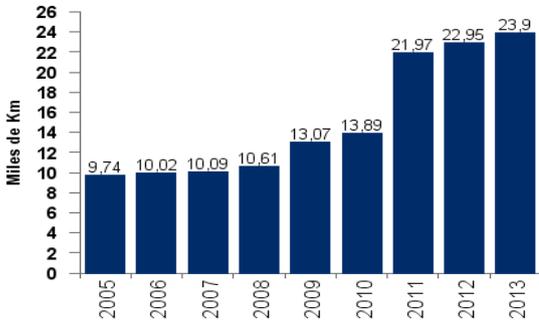
Del total de la potencia efectiva, el 57.8% fue térmica; el 40.8%, hidráulica, y el restante, solar.

Transmisión y Distribución

Empresas de transmisión y distribución

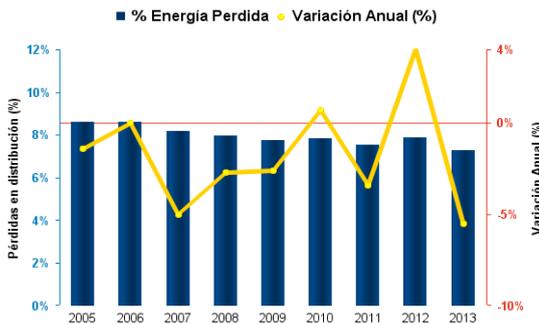
A diciembre del 2013, en la actividad de transmisión se contó con 9 empresas privadas^[5], a diferencia del periodo anterior en el que se contó con 8. Asimismo, en la de distribución operaron 21 empresas, de las cuales el 48% fueron empresas públicas y el 52% restante, privadas.

Longitud de líneas de transmisión (Miles de Km.)



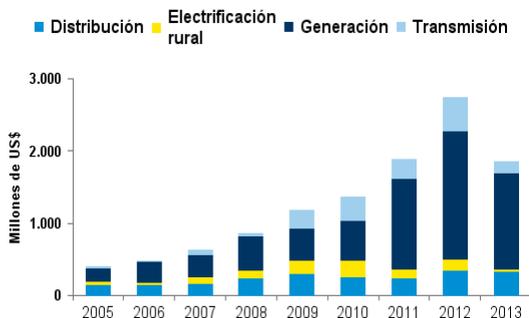
Fuentes: COES Y GFE. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Pérdidas de energía en distribución, participación y variación anual



Fuente: GART-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Evolución de las inversiones ejecutadas



Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Líneas de transmisión^[6]

Durante la segunda mitad del 2013, se estima que se incorporaron 773.2 km de líneas de transmisión al SEIN, alcanzando los 23,899 Km en total.

Pérdidas de energía

Debido a que en la operación de los sistemas eléctricos se generan pérdidas de energía^[7], el total de la energía producida no llega a los consumidores finales.

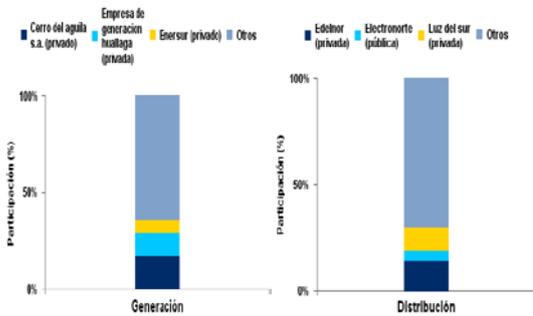
Al término del 2013, en la etapa de distribución, las pérdidas representaron el 7.4% de la energía entregada al sistema de distribución en media y baja tensión. Este monto representó una reducción de 0.3 puntos porcentuales en relación con las pérdidas del año 2012. En el segundo semestre del 2013, las distribuidoras que presentaron mayor porcentaje de pérdidas en relación a la energía recibida fueron Emsemsa (25.3%) y Electro Tocache (18%).

Inversiones

La inversión total ejecutada en el sector eléctrico fue US\$ 1,859.7 millones, de los cuales US\$ 1821.7 millones fueron destinados a las actividades de generación, transmisión y distribución, y US\$ 38 millones se destinaron a los proyectos de electrificación rural a cargo del Estado.

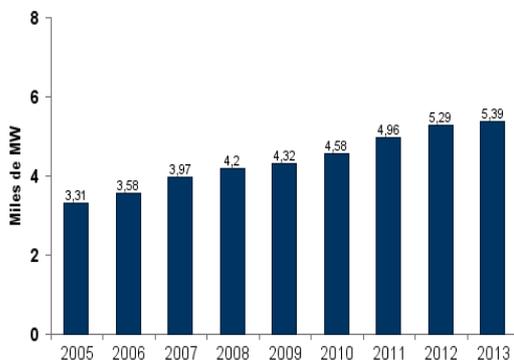
En la actividad de generación se ejecutó una mayor cantidad de inversión (US\$ 1,326 millones), seguido de la distribución (US\$ 323.6 millones) y transmisión (US\$ 171.1 millones) en ese orden. Asimismo, el 90% de la inversión fue ejecutada por empresas privadas, participación similar a la registrada en el 2012. Sin embargo, la inversión en el sector eléctrico tuvo una reducción de 54% con respecto al año anterior.

Inversión ejecutada durante el 2013-II



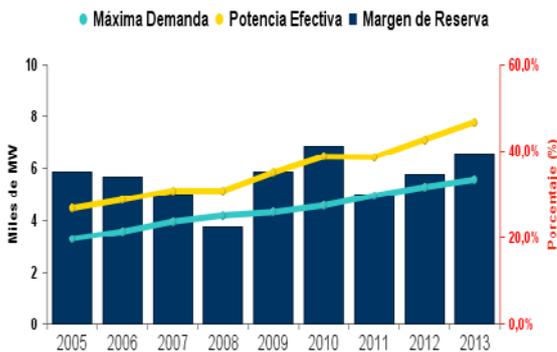
Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergrmin.

Máxima Demanda



Fuente: COES. Elaboración: OEE-Osinergrmin.

Margen de Reserva Efectivo



Fuente: COES. Elaboración: OEE-Osinergrmin.

Entre las inversiones más importantes destacan la construcción de la Central Hidroeléctrica Cerro del Águila a cargo de Kallpa Generación (US\$ 223 millones), Chaglla a cargo de la Empresa de Generación Huallaga (US\$ 156 millones), y las inversiones en la actividad de distribución realizadas por Enersur (US\$ 91 millones), Edelnor (US\$ 46 millones), Luz del sur (US\$ 38 millones), entre otros.

2. Demanda del sector eléctrico

Máxima Demanda

Al término del segundo semestre del 2013, la máxima demanda fue 5,575 MW y ocurrió el 11 de diciembre a las 20:15, superior en 5.4% respecto a la reportada al término del año 2012.

La máxima demanda fue atendida por la generación térmica e hidráulica en igual porcentaje (48.9% cada una) y la restante por la tecnología RER.

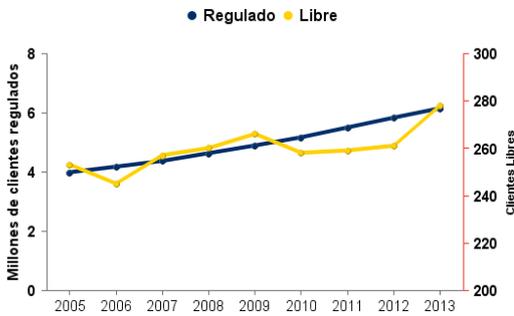
Entre las principales empresas que participaron en la máxima demanda destacan: EDEGEL (23%), Enersur (20.7%), Electroperú (14.9%) y Kallpa (10.0%).

Margen de Reserva

La potencia efectiva y la máxima demanda crecieron en los últimos años. Un concepto asociado a estos indicadores es el margen de reserva efectivo que mide el porcentaje de potencia efectiva que excede a la máxima demanda^[8].

El margen de reserva efectivo durante el 2013 fue 39.5%, siendo mayor en 4% al registrado en el 2012. Ello debido al mayor aumento de la potencia efectiva (9.3%) en comparación con la máxima demanda (5.4%).

Usuarios del sector eléctrico



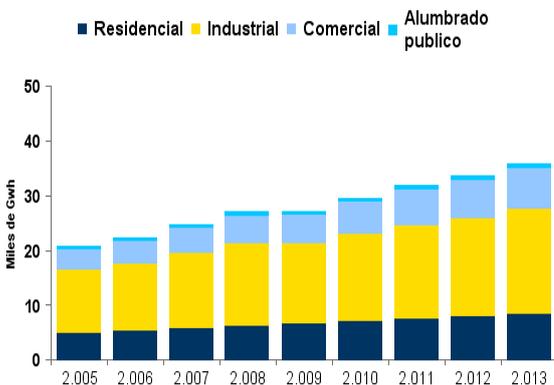
Fuente: SICOM. Elaboración: OEE-Osinerghmin.
Tipo Nota: [a].

Ventas de electricidad por tipo cliente



Fuente: GART-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Ventas de electricidad, por uso



Fuente: GART-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Usuarios

Los usuarios del sector eléctrico se clasifican en libres y regulados^[9]. Al cierre del segundo semestre del 2013, los usuarios libres aumentaron a 278, superior en 6.5% al número de usuarios registrados al segundo semestre del año 2012. Los usuarios regulados fueron 6.2 millones, superior en 5.4% con respecto a la cifra reportada en el mismo periodo del año 2012 (5.8 millones).

Al término del segundo semestre del 2013, de los 278 usuarios libres, se observó que el 21.2%, 20.9% y 57.9% se concentraron en alta, muy alta tensión y media tensión, respectivamente. Y con respecto a los usuarios regulados casi el 100% se concentró en baja tensión.

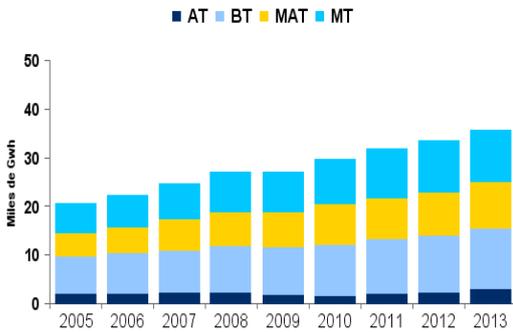
Ventas de electricidad

Al finalizar el año 2013, las ventas ascendieron a 35,747 GWh, superior en 6.3% respecto al mismo periodo del 2012. El 44.4% del total de ventas de energía se destinó a los usuarios libres, mientras que el 55.6% restante a los usuarios regulados.

En el segundo semestre del 2013, la mayor parte de las ventas de energía se destinaron al sector industrial (53.8%) que incluye a las empresas mineras, seguido del residencial (23.4%), comercial (20.4%) y alumbrado público (2.4%).

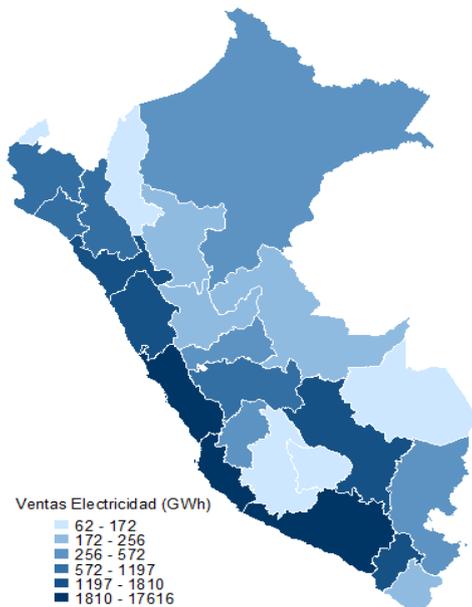
Al finalizar el 2013, Las ventas al sector industrial aumentó en 7.3%, mientras que para los sectores residencial y comercial en 5.4% y 4.8% respectivamente, en comparación al 2012.

Ventas de electricidad, por nivel de tensión



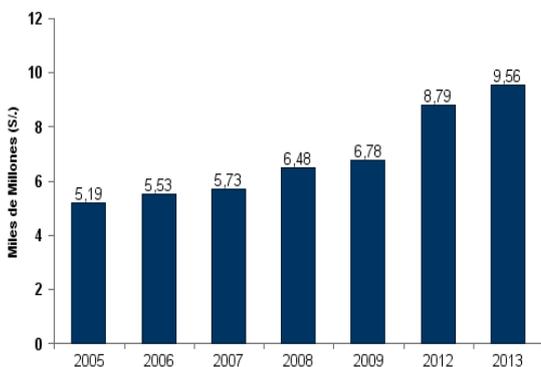
Fuente: GART-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.
Tipo Nota: [b].

Ventas de electricidad 2013, por región



Fuente: GART-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Ventas de electricidad



Fuente: GART-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.
Tipo Nota: [b].

Por otro lado, el 34.7% de las ventas de energía fue en baja tensión; el 30.4%, en media tensión; el 26.6%, en muy alta tensión, y el 8.3%, en alta tensión. Al respecto, se destaca el aumento de las ventas en muy alta tensión (7.3%) y alta tensión (39.2%), respecto del mismo periodo del año 2012.

Al segundo semestre del 2013, a nivel departamental la mayor venta de energía se dio en Lima (49.3% de las ventas totales), seguida por Arequipa (7.2%), Ica (5.3%), Moquegua (5.1%) y Ancash (5.1%), debido a que en estos departamentos existen importantes actividades mineras. En relación al año anterior, se observa un aumento de 5.5% para el departamento de Lima; 2.4% para Ancash; 1.5% para Arequipa; 1.6% para Ica, y 3.7% para Moquegua.

Cabe destacar el significativo aumento de las ventas en los departamentos de Cusco (49.3%), Ayacucho (28.1%) y Junín (22.5%).

Facturación

En el 2013, la facturación del sector eléctrico alcanzó los S/. 9,563 millones, superior en 8.7% al facturado en el mismo periodo del año anterior. Debido al aumento de los precios medios de electricidad (0.2%)^[10] y al mayor nivel de ventas de energía (6.3%).

Durante el 2013, La facturación a usuarios libres representó el 31.3% de total facturado, y la de usuarios regulados, el 68.7% restante. Se destaca la facturación de las empresas generadoras Enersur (22%) y Edegel (14.3%) que representaron los mayores porcentajes del total facturado.

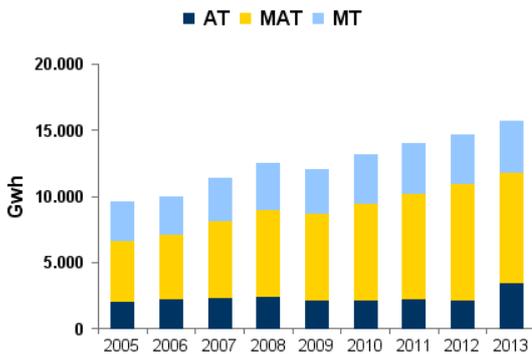
Las empresas generadoras y distribuidoras registraron el 26.1% y 73.9% del total facturado, respectivamente. Se destaca la facturación de Enersur (26.37%) entre las empresas generadoras, y de Luz del Sur (29.9%) entre las distribuidoras.

Número de puntos de suministro y contratos de usuarios libres



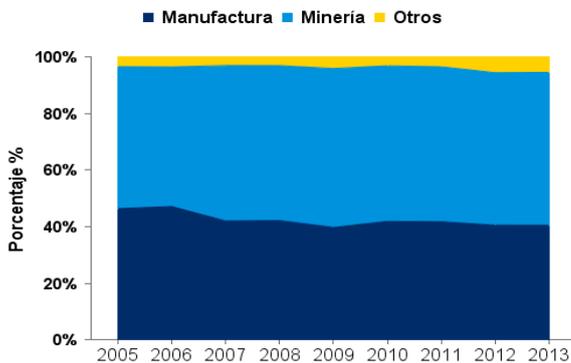
Fuente: GART-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Ventas a usuarios libres por nivel tensión



Fuente: GART-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Ventas a usuarios libres, por tipo de actividad



Fuente: GART-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Usuarios libres

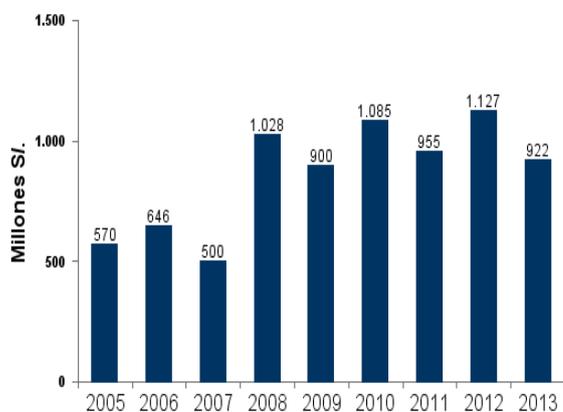
Los usuarios libres tienen la posibilidad de comprar energía a las distribuidoras y generadoras mediante contratos^[11]. En el segundo semestre del 2013, el número de contratos de los usuarios libres fue 291, mientras que el número de puntos de suministro fue 294. El 43% de los contratos fueron suscritos con distribuidoras y el 57% restante con generadoras.

En el 2013, las ventas a usuarios libres fueron de 15,723 GWh^[12] aumentando en 7.5% respecto al mismo periodo del año anterior.

Las ventas en muy alta tensión, alta tensión y media tensión representaron el 53%, 22% y 25% del total de ventas a los usuarios libres, respectivamente. En relación al año 2012, se destaca el aumento en 66.5% de las ventas en alta tensión, y en 5.2% de las ventas en media tensión que compensaron la disminución de 5.4% de las ventas en muy alta tensión.

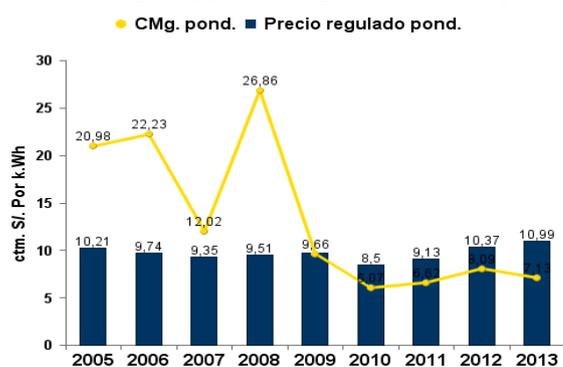
Al término del segundo semestre del 2013, de acuerdo al tipo de cliente por actividad económica, se observó que las actividades de minería y manufactura generaron el 54.1% y el 40.5% del total de ventas, respectivamente, y el 5.5% restante fueron destinadas a al comercio, construcción, entre otros.

Costos de operación



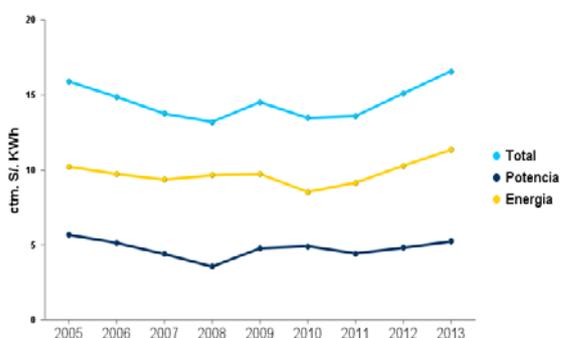
Fuente: COES. Elaboración: OEE-Osinergrmin.

Costo marginal y precios regulados de energía



Fuente: GART-Osinergrmin. Elaboración: OEE-Osinergrmin.
Tipo Nota: [c].

Tarifa en barra de Lima, 220 kv



Fuente: GART-Osinergrmin. Elaboración: OEE-Osinergrmin.

3. Costos y Precios

Costos de operación del SEIN

Al término del segundo semestre del 2013, los costos de operación fueron S/. 922 millones, menor en 18.2% a lo registrado en el mismo periodo del año anterior.

Costo marginal y precio regulado

Desde el año 2009 el concepto que se emplea del costo marginal idealizado ^[13] es costo marginal de corto plazo del SEIN considerando que no existe ninguna restricción en la producción o transporte de gas natural y en la transmisión de electricidad. Por otro lado, los precios ponderados regulados de energía ^[14] son los precios de generación que pagan los usuarios regulados.

En el segundo semestre del 2013, el costo marginal idealizado fue 7.1 ctm de S/. por kWh, menor en 11.9% respecto al mismo periodo del año anterior.

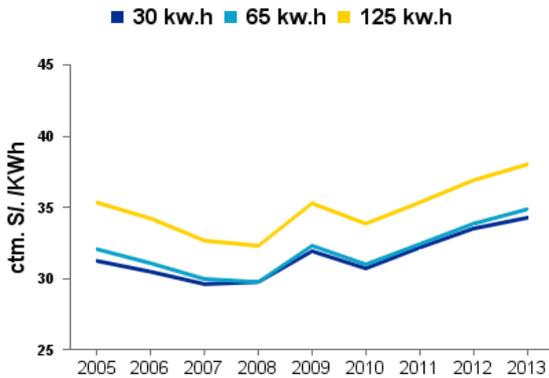
Asimismo, en el segundo semestre del 2013, el precio ponderado regulado de energía fue 11 ctm de S/. por kWh, 54.1% mayor que el costo marginal ponderado del mismo periodo del 2012. El precio ponderado regulado de energía aumentó en 6% respecto al año anterior.

Tarifas en barra y residenciales

Las tarifas en barra están compuestas por los precios de energía y de potencia ^[15]. Las tarifas presentadas se calculan en la barra de Lima (barra de referencia de Santa Rosa) ^[16].

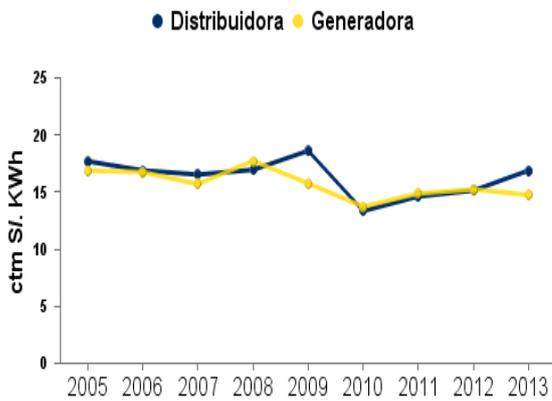
En el primer semestre del 2013, la tarifa en barra de Lima (220 Kv) aumentó en 9.8% respecto al mismo periodo del año anterior. Esto fue el resultado del aumento de los precios de potencia y energía en 8.7% y 10.3%, respectivamente.

Tarifa residencial para Lima Norte, BT5B



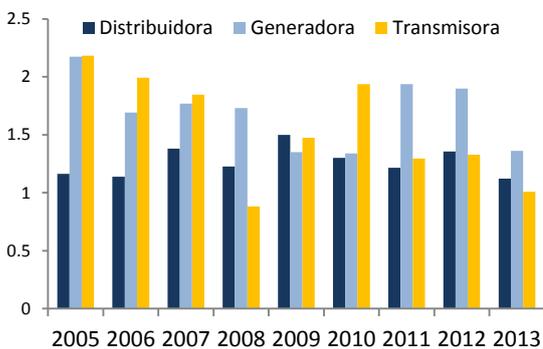
Fuente: GART-Osinermin. Elaboración: OEE-Osinermin.

Tarifa promedio para usuarios



Fuente: GART-Osinermin. Elaboración: OEE-Osinermin.

Ratio de liquidez (razón corriente)



Fuente: GART-Osinermin. Elaboración: OEE-Osinermin.

Al segundo semestre del 2013, las tarifas residenciales ^[17] con un consumo promedio de 30, 65 y 125 KWh fueron 34.8, 35.6 y 38.7 ctm de S/., respectivamente. Aumentando en 4.3%, 5.6% y 5.4% respectivamente, en relación al segundo semestre del año anterior.

Tarifas para usuarios libres

Las tarifas para los usuarios libres incluyen la facturación por energía y potencia ^[18]. Al término del segundo semestre del 2013, la tarifa promedio fue 15.83 ctm de S/. por KWh, mayor en 4% que la tarifa registrada en el mismo periodo del año anterior. La tarifa promedio cobrada por las empresas distribuidoras fue 16.9 ctm de S/. por KWh, mayor en 11.6% respecto al segundo semestre del 2012. Por su parte, la tarifa promedio cobrada por las empresas generadoras fue 14.76 ctm de S/. por KWh, menor en 3.2 % respecto al segundo semestre del 2012.

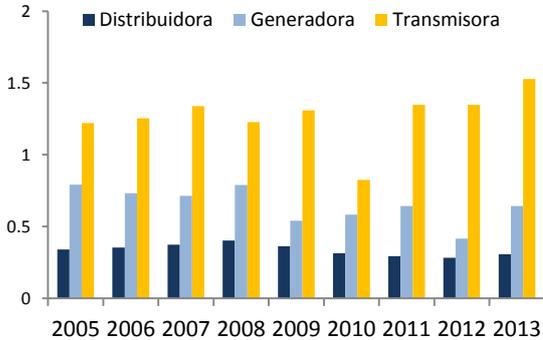
4. Indicadores financieros y mercado de valores ^[19]

El indicador de liquidez, definido como la “razón corriente” (activo corriente entre pasivo corriente) mide la capacidad de pago de las empresas en el corto plazo.

En el segundo semestre del 2013, las empresas de generación registraron los mayores niveles de liquidez con un valor promedio de 1.4. Se destaca los niveles de liquidez de las empresas generadoras Egesur (7.7) y Egasa (5.8).

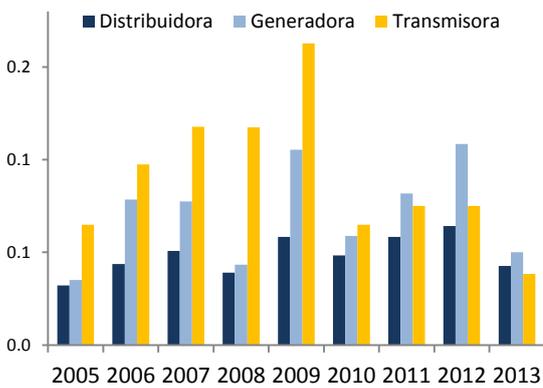
Las empresas transmisoras mostraron los menores niveles de liquidez con un valor promedio de 1. Asimismo, las empresas distribuidoras estatales registraron los menores niveles de liquidez presentando un promedio de 1.36 que corresponde a Electrosur.

Ratio de solvencia, endeudamiento patrimonial



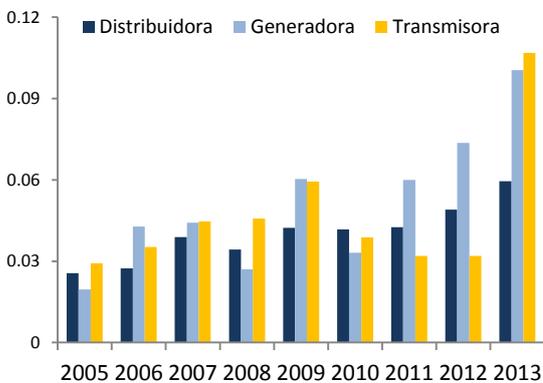
Fuente: GART- Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Rentabilidad, ROA



Fuente: GART-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Rentabilidad, ROE



Fuente: GART-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

El indicador de solvencia, definido por el ratio de “endeudamiento patrimonial” (pasivo total entre patrimonio neto), mide la relación entre los fondos propios de la empresa y las deudas asumidas.

En el segundo semestre del 2013, de manera similar a lo registrado en el 2012, las empresas de transmisión presentaron los mayores niveles de endeudamiento patrimonial con un valor promedio de 1.5. Se destaca los niveles de endeudamiento de las empresas trasmisoras Red de Energía del Perú (1.8) y Transmantaro (1.9).

Por otro lado, las empresas de distribución mostraron los menores niveles de endeudamiento con un valor promedio de 0.31. Al respecto, las empresas distribuidoras Adinelsa (0.1) y Electro Ucayali (0.1) fueron las que registraron los menores niveles de endeudamiento.

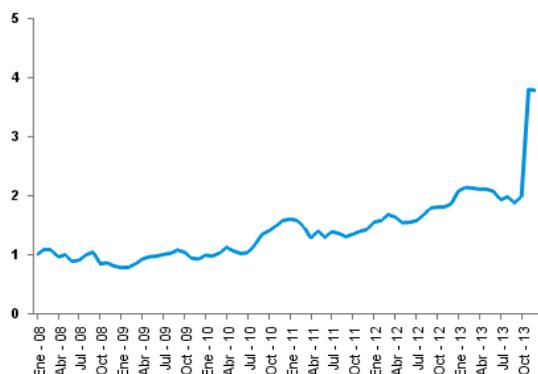
Por otro lado, los indicadores de rentabilidad miden la eficiencia de las empresas para generar utilidades a través de las ventas, controlando los costos de producción. Los indicadores utilizados son los ratios de rentabilidad sobre los activos (ROA) y sobre el patrimonio (ROE).

En el segundo semestre del 2013, las empresas generadoras mostraron los mayores niveles de ROA con un valor promedio de 0.05, destacando Edegel (0.11) y Termoselva (0.18).

Por otro lado, las transmisoras mostraron mayores niveles de ROE con un valor promedio de 0.11, destacando la empresa Redesur (0.23). Sin embargo, las empresas distribuidoras registraron los menores niveles de ROE con un valor promedio de 0.06, destacando la empresa Adinelsa cuya rentabilidad fue la menor (-0.01).

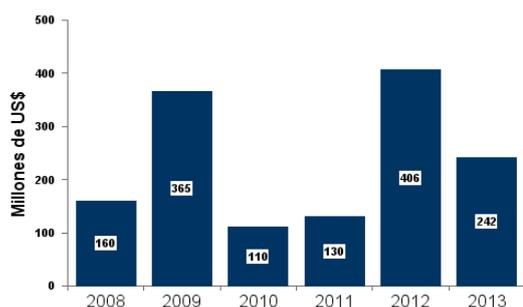
Cabe señalar que, entre todas las empresas del sector eléctrico, la empresa que registró el mayor ROE fue la distribuidora Electro Tocache y la que presentó el menor ROE fue la distribuidora Adinelsa.

Índice bursátil de las empresas eléctricas (Índice Enero 2008 = 100)



Fuente: Bloomberg. Elaboración: OEE-Osinermin.

Monto de la colocación de bonos corporativos por empresa, 2013



Fuente: SMV. Elaboración: OEE-Osinermin.

Monto de la colocación de bonos corporativos de las empresas del sector eléctrico

Emisor	Monto Colocación (US\$)	Monto Colocación (S/.)	Plazo (años)	Tasa de Interés (%)
Edelnor	0	100	20	10.25
Edelnor	0	96	25	14.66
Edelnor	0	100	7	12.95
Luz del Sur	0	83	4	5.81
Luz del Sur	0	83	8	7.03
Red de Energía del Perú	0	155	10	10.25
Red de Energía del Perú	20	0	5	9.25
Total:	20	616	-	-

Fuente: SMV. Elaboración: OEE-Osinermin.

Evolución bursátil

La cotización bursátil se mide a través del índice bursátil^[20] de las empresas del sector eléctrico que cotizan en la Bolsa Valores de Lima. En diciembre del 2013, el índice aumentó en 89.8% respecto al mismo mes del año anterior. Debido a la mayor cotización bursátil de Edegel (30%), Enersur (27%), Luz del Sur (19%) y Edelnor (11%) que compensaron las pérdidas de Eléctrica de Piura (-0.4%) e Hidroandina (-30%).

En diciembre del 2013, el valor bursátil de las acciones de las empresas Edegel, Enersur y Luz del Sur representaron el 30%, 28% y 23% del monto total registrado por las empresas del sector eléctrico, respectivamente.

Colocación de bonos corporativos

El monto de colocación de bonos corporativos de las empresas eléctricas fue US\$ 242 millones, lo que significó una disminución del 43% respecto al monto colocado en el 2012.

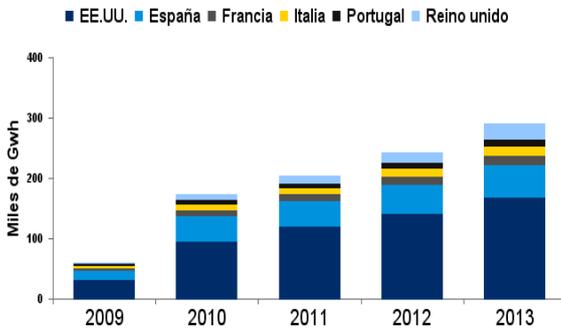
Asimismo, la participación de los bonos corporativos de las empresas eléctricas con respecto al total de bonos corporativos colocados en el mercado de valores fue 13.8% en el 2013, 11% menos que la participación observada en el mismo periodo del 2012.

Durante el 2013, Edelnor registró los mayores montos de colocación de bonos corporativos con un total de US\$ 106 millones, seguida por Luz del Sur (US\$ 60 millones). Estas empresas representaron el 44% y el 31% del total de bonos corporativos colocados por las empresas eléctricas en el periodo de referencia, respectivamente.

En relación al año anterior, Edelnor aumentó su emisión de bonos. Luz del Sur, quien fue la empresa con mayor emisión de bonos en el 2012, tuvo una disminución del 47%. Por otro lado, cabe señalar que la empresa Duke Energy Perú no emitió bonos en el presente periodo.

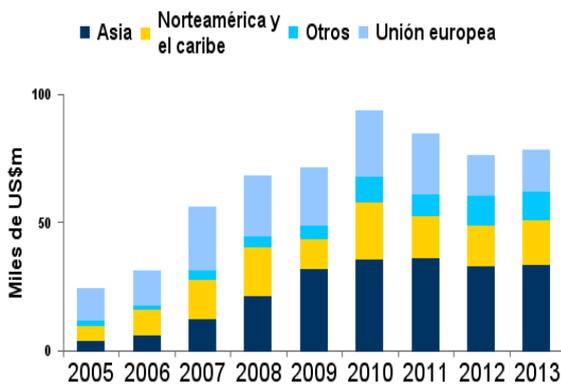
Conviene señalar que la emisión de deuda por parte de la empresa REP, forma parte de la primera emisión del Tercer Programa de Bonos Corporativos de REP, cuya entidad estructuradora es el BBVA Continental.

Generación de tecnología Eólica en Europa (Miles de GWh)



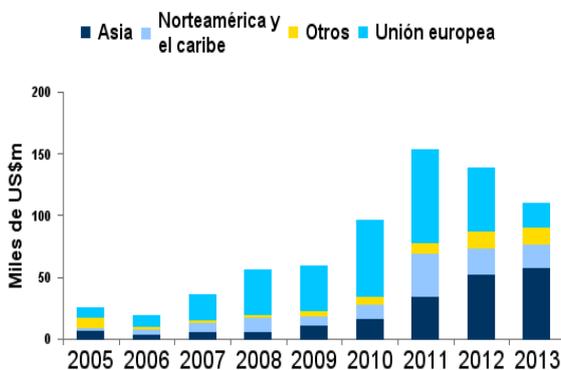
Fuente: Bloomberg. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Inversión en tecnología eólica por regiones



Fuente: Bloomberg. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Inversión en tecnología solar por regiones



Fuente: Bloomberg. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

5. Contexto internacional

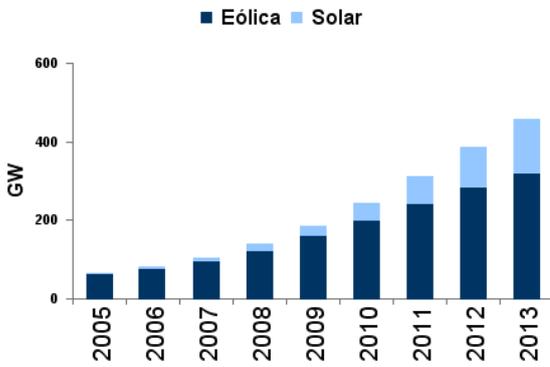
Al término del 2013, la generación eólica en Europa -considerando la información disponible de Francia, Italia, Portugal, España y Reino Unido- alcanzó los 122.3 mil GWh aumentando en 19.3% respecto al mismo periodo del 2012. Se destaca el aumento de la producción eléctrica con energía eólica en el Reino Unido (54%) que compensó el moderado crecimiento de Francia (6.8%).

Por otro lado, las inversiones en energía eólica en el planeta alcanzaron los US\$ 78.4 miles de millones. De este monto el 42.6% corresponde a inversiones en la región Asia, seguidas por Norteamérica y el Caribe y Europa con 22.4% y 20.9%, respectivamente. El 14.1% restante de las inversiones se reparte entre África, América Central y del Sur, Medio Oriente, países europeos no pertenecientes a la Unión Europea y Oceanía.

Comparando con las inversiones del año 2012, la inversión en tecnología eólica bajó en 5.6% en las regiones de África, América Central y del Sur, Medio Oriente, países europeos no pertenecientes a la Unión Europea y Oceanía. Sin embargo, en las regiones de Norteamérica y el Caribe, Unión Europea y Asia se registró un aumento de 8.8%, 4.0% y 2.6%, respectivamente. En síntesis, se registró un aumento del total de inversiones en energía eólica en 2.9% con respecto al año 2012.

Por otro lado, la inversión en proyectos de energía solar en el planeta fue US\$ 109.6 miles de millones. Siendo Asia la región con mayor participación en las inversiones, contabilizándose US\$ 57 miles de millones en el 2013 y representando el 52% de la inversión total. En la Unión Europea y Norte América y el Caribe se registraron participaciones de 18.4% y 17.7% de la inversión total, respectivamente. Finalmente, el 11.9% restante corresponde a la inversión realizada en África, América Central y del Sur, Medio Oriente, países europeos no pertenecientes a la Unión Europea y Oceanía.

Potencia instalada solar y eólica en el mundo



Fuente: Bloomberg. Elaboración: OEE-Osinermin.

En comparación al 2012, en Asia se observó un aumento de 9.2% en la inversión de tecnología solar. Mientras que en la Unión Europea bajó en 61.3%; en África, América Central y del Sur, Medio Oriente, países europeos no pertenecientes a la Unión Europea y Oceanía, en 9.6%, y en Norteamérica y El Caribe, en 4.2%. En síntesis, las inversiones en energía solar en el planeta bajaron en 21.2% con respecto al año anterior.

Al 2013, la potencia instalada de las centrales solares y eólicas en el planeta fue 457,742MW; de los cuales 318,105 MW (69.5%) corresponden a centrales eólicas y 139,637MW (30.5%) a las solares. Asimismo, durante el periodo 2005-2013 la tasa de crecimiento promedio anual de las centrales solares fue de 50% y de las eólicas, 23.6%.

**Resumen de indicadores del sector eléctrico
(2001- 2013)**

Variables	Detalles	Unidades	2001	2012	2013
Cobertura	Cobertura	%	72.1	92	92.4
	Nº Clientes	Miles	3,451.7	5,828.1	6,100
	Ventas de Energía	GWh	16,417	33,635	35,748
	Facturación	Millones S/.	3,973	8,808	9,563
	Máxima Demanda SEIN	MW	2,798	5,291	5,575
	Potencia Instalada Efectiva	MW	4,382	7,117	7,776
	Participación Gas Natural	% (Capacidad)		5.43	45.87
% (Producción)			4.02	41.12	41
Agentes	Empresas				
	Generación	Cantidad	32	41	37
	Transmisión*	Cantidad	6	8	9
	Distribución	Cantidad	21	21	21
	Centrales generadoras				
	Hidráulicas	Cantidad	24	23	32
	Termoeléctricas	Cantidad	30	27	26
	Diésel		n.d.	8	6
	Residual		n.d.	6	5
	Gas Natural		n.d.	11	13
	Carbón		n.d.	1	1
	Cogeneración		n.d.	1	1
	RER	Cantidad	0	30	24
	Biomasa		0	2	3
	Hidráulica**		0	24	16
Solar		0	4	4	
Bagazo		0	0	1	
Eficiencia	Pérdidas de Energía -Distribución	%	9.7	7.9	7.4
	Pérdidas de Energía SPT***	%	2.3	4.3	N.d.
Rentabilidad	Total Sector Eléctrico				
	ROA	%	0.8	6.4	0.043
	ROE	%	1.1	10.7	0.071
	Generadoras				
	ROA	%	3.9	7.0	5.0
	ROE	%	4.7	11.4	10.0
	Transmisoras				
	ROA	%	1.2	3.4	3.7
	ROE	%	1.7	7.5	10.7
	Distribuidoras				
ROA	%	0.5	6.3	4.3	
ROE	%	0.7	10.2	5.9	

Facturación	Generadoras	%	23.9	25.6	26.10
	Distribuidoras	%	76.1	74.4	73.90
Participación Privada	Generación	% (Capacidad)	65.9	76.8	79.2
	Transmisión	% (Kms. líneas)	35	100	100
	Distribución SEIN	% (Ventas)	31.9	47.8	47.1

Notas:

*Se considera para el año 2001 la información publicada por el MINEM y para el año 2012 en adelante a las empresas de transmisión pertenecientes al COES.

**A partir del 2008 se considera como Central Hidráulica RER a las centrales hidráulicas con una potencia instalada menor a 20 MW, según el Decreto Legislativo N° 1002.

***Se considera información anual publicada por el COES por lo que el dato tiene periodicidad anual.

N.d.: No disponible.

Fuentes: GART-Osinermin, COES e INEI.

Elaboración: OEE-Osinermin.

Notas

^[1] Se considera como producción de sistemas aislados a la producción asociada a estos sistemas incluyendo la generación de electricidad dirigida al uso propio (autoconsumo) de las generadoras.

^[2] Según el Decreto Legislativo N° 1002 se considera como recursos energéticos renovables (RER) a las mini centrales hidráulicas con potencia menor a 20 MW. Para efectos de este informe, la producción de estas mini centrales hidráulicas se incluye como parte de la producción hidráulica.

^[3] Hasta el año 2013, se han llevado a cabo dos procesos de subastas (2009 y 2011). En la primera subasta se logró adjudicar 429.1 MW de potencia RER, a un precio promedio ponderado de 8.12 ctv. US\$ por KWh. Mientras que en la segunda subasta se adjudicó un total de 210 MW, a un precio de 7.8 ctv. US\$ por KWh.

^[4] La potencia indica la cantidad de energía que puede producir una central y/o sistema. En particular, la potencia efectiva indica la capacidad real de energía que las centrales pueden entregar de forma continua al sistema eléctrico.

^[5] En los anteriores reportes se consideró a las empresas de transmisión con información financiera a disposición de la GART – Osinermin. Para el presente reporte se considera a las empresas de transmisión integrantes al COES.

^[6] En el país, el sistema de transmisión está compuesto por el Sistema Principal de Transmisión (SPT), el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), el Sistema Secundario de Transmisión (SST) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT). El SPT está compuesto por las líneas de transmisión de alta (entre 35 y 230 Kv) y muy alta tensión (≥ 230 Kv).

Para el periodo 2013-I se estimó la longitud de líneas de transmisión a partir de la información remitida por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE) – Osinermin.

^[7] Las pérdidas de energía o potencia se clasifican en pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas son causadas por las propiedades físicas de los componentes del sistema eléctrico. Por otro lado, las pérdidas no técnicas son generadas por factores externos a los sistemas eléctricos como robos de energía, errores de medición (lectura) y errores de facturación. Ver Suriyamongkol, D. (2002), *Non-Technical Losses in Electrical Power Systems*, Tesis de Maestría, Ohio University, EE.UU., pág. 85. Las pérdidas no técnicas, por su naturaleza, suelen presentarse en la redes de distribución.

El ratio de pérdidas en el sistema de distribución se define como las pérdidas en distribución entre la energía entregada al sistema de distribución en media y baja tensión.

^[8] El margen de reserva efectivo se define de la siguiente manera: Margen de reserva efectivo = $[(\text{Potencia Efectiva} - \text{Máxima Demanda}) / \text{Máxima Demanda}]$.

^[9] Se consideran como usuarios libres a los usuarios conectados al SEIN no sujetos a la regulación de precios debido a la magnitud de energía y/o potencia que pueden contratar (mayor a 200 KW). Por otro lado, los usuarios

regulados son aquellos usuarios sujetos a la regulación del precio de la energía y de potencia y que se encuentran dentro de la concesión del distribuidor, con demandas de potencia que no superan los 200 KW.

^[10] El precio medio de la electricidad se calcula como el ratio entre el nivel de facturación y el nivel de ventas de electricidad.

^[11] En los contratos de los usuarios libres se establecen los precios de potencia y energía a ser transferidos en la barra de generación correspondiente al punto o puntos de suministro del usuario libre. Los contratos y facturas consideran de manera desagregada los precios para cada uno de los conceptos involucrados en la prestación del servicio (precios negociados a nivel de la barra de generación y los cargos regulados de la transmisión principal, secundaria, de distribución y comercialización). Asimismo, en los contratos se determinan las condiciones de la calidad del suministro eléctrico, que no podrán ser inferiores a lo establecido en las normas técnicas de calidad del sector eléctrico.

^[12] Los datos estadísticos analizados y procesados sobre las ventas de energía en el mercado libre, corresponden a los datos de Barra de Entrega reflejados en Barras de Referencia de Generación.

^[13] El costo marginal es igual al costo variable de energía de la última unidad térmica que operó en el sistema. El costo variable está compuesto por el costo variable combustible (consumo de combustible para producir una unidad de energía) y el costo variable no combustible (asociado a la hidrología, congestión, etc.).

Los costos marginales mensuales se calculan como un promedio ponderado de los costos marginales en hora punta y fuera de punta, utilizando energía consumida como ponderador. El costo marginal promedio anual se calcula como un promedio simple entre los costos marginales mensuales.

Por su parte, el concepto de costo marginal idealizado fue introducido por el Decreto de Urgencia N° 049-2008, cuya vigencia fue extendida por el Decreto de Urgencia N° 079-2010.

^[14] Los precios ponderados regulados de energía se calculan en base a los costos de producción de energía para los próximos 24 meses con estimados de oferta y demanda. El cálculo de precios de energía funciona como un mecanismo que suaviza los costos y permite manejar la volatilidad de los precios de los insumos, tales como la hidrología, congestión, precios de los combustibles, entre otros. Para este cálculo se utiliza el modelo PERSEO que viene a ser una representación del sistema eléctrico donde se combinan los estimados de costos y la proyección de la demanda. Adicionalmente, se considera el precio de promedio ponderado de los precios de las licitaciones efectuadas al amparo de la Ley 28832.

^[15] El precio de potencia considera la unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

^[16] Se considera el Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) expresado en S/. por kW-mes, y el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) expresado en céntimos de S/. por kWh.

^[17] La tarifa residencial que se consideró es la BT5B para la empresa Edelnor. La tarifa agrega los precios de energía, potencia, peajes de transmisión, cargos por distribución, y -si el consumidor final posee un consumo mensual mayor a los 100 kWh- se le añade un cargo por el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).

^[18] Se consideran los precios medios ponderados calculados en la barra de referencia de generación, utilizando como ponderador la energía consumida.

^[19] Se analizan los indicadores financieros de liquidez, de solvencia y rentabilidad. Estos indicadores fueron calculados a partir de la información financiera de las empresas del sector eléctrico en sus distintas etapas. Cada uno de los gráficos muestra la mediana del indicador financiero registrado por las empresas en cada etapa (generación, distribución y transmisión). Se considera como valor promedio a la mediana de los indicadores financieros.

^[20] Para la composición del índice se consideró solamente las empresas vinculadas al sector eléctrico (distribución, transmisión y generación) que tengan cotizaciones vigentes a la fecha. Este índice se determina como el promedio ponderado del valor de la acción normalizada al 1° de enero del 2008 por el valor de mercado correspondiente a cada acción para cada periodo en el tiempo, ambos denominados en dólares americanos.

Abreviaturas utilizadas

Ctm	:	Céntimos de nuevo sol
COES	:	Comité de Operación Económica del Sistema
GART	:	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
GW	:	Gigawatt
GWh	:	Gigawatt-hora
Kms	:	Kilómetros
Kv	:	Kilovatio
KWh	:	Kilowatt-hora
Miles de US\$m	:	Miles de millones de dólares
MW	:	Megawatt
MINEM	:	Ministerio de Energía y Minas
MWh	:	Megawatt-hora
PBI	:	Producto Bruto Interno
RER	:	Recursos Energéticos Renovables
ROA	:	<i>Return on assets</i> (retorno sobre los activos)
ROE	:	<i>Return on equity</i> (retorno sobre el patrimonio)
S/.	:	Nuevos soles
SEIN	:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SCT	:	Sistema Complementario de Transmisión
SGT	:	Sistema Garantizado de Transmisión
SMV	:	Superintendencia del Mercado de Valores
SPT	:	Sistema Principal de Transmisión
SST	:	Sistema Secundario de Transmisión
US\$:	Dólares norteamericanos

