

MEMORIA

anual
2013



 **Enosa**

POR ELLOS HACEMOS
QUE NUESTRO TRABAJO
MANTENGA VIVA
SU ESPERANZA EN EL
FUTURO.

CONTENIDO

Presentación

4

CAPÍTULO 3.

Área de influencia
y concesión

20

CAPÍTULO 5.

Cifras relevantes

28

CAPÍTULO 8.

Gestión administrativa

78

CAPÍTULO 1.

Mensaje del Presidente
del Directorio

6

CAPÍTULO 2.

Descripción
de la empresa

10

CAPÍTULO 4.

Inversiones

24

CAPÍTULO 6.

Gestión técnica

32

CAPÍTULO 7.

Gestión comercial

54

CAPÍTULO 9.

Estados financieros Auditados

90



PRESENTACIÓN

VISIÓN

Consolidarnos como una empresa modelo, eficiente, moderna y responsable.

MISIÓN

Satisfacer las necesidades de energía con calidad, contribuyendo al desarrollo sostenible en nuestro ámbito de responsabilidad, con tecnología de vanguardia y talento humano comprometido, actuando con transparencia y aprovechando sinergias corporativas para la mejora continua y la generación de valor a nuestros clientes, colaboradores y accionistas.

POLÍTICA DE LA CALIDAD

Atender las necesidades de energía eléctrica de nuestros clientes, cumplir con los estándares de calidad establecidos en la normativa vigente, trabajar en la mejora continua de nuestros procesos y las competencias de nuestros colaboradores, para garantizar la eficacia operativa.

VALORES

- >> Responsabilidad.
- >> Ética empresarial y personal.
- >> Conciencia social.
- >> Lealtad.

PRINCIPIOS PARA LA ACCIÓN

- >> Calidad del servicio.
- >> Reconocimiento del recurso humano.
- >> Seguridad.
- >> Trabajo en equipo.
- >> Competencia.
- >> Orientación al logro.

capítulo 1/

MENSAJE

DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO



SEÑORES ACCIONISTAS:

EN CALIDAD DE PRESIDENTE DEL DIRECTORIO DE LAS EMPRESAS QUE CONFORMAN EL GRUPO DISTRILUZ – ELECTRONOROESTE S.A., ELECTRONORTE S.A., HIDRANDINA S.A. Y ELECTROCENTRO S.A. – PRESENTAMOS A USTEDES LA MEMORIA ANUAL Y LOS ESTADOS FINANCIEROS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO ECONÓMICO FINALIZADO AL 31 DE DICIEMBRE DEL AÑO 2013, LOS CUALES HAN SIDO AUDITADOS POR LA SOCIEDAD DE AUDITORÍA MEDINA, ZALDÍVAR, PAREDES & ASOCIADOS S.C.R.L., FIRMA MIEMBRO DE ERNST & YOUNG.

El año 2013 estuvo marcado por dos eventos importantes en la regulación del sector eléctrico. El primero de ellos, fue la culminación del proceso de fijación tarifaria en las Empresas de Distribución Eléctrica, periodo noviembre 2013 – octubre 2017; y el segundo, fue la culminación del proceso tarifario de transmisión complementaria, el cual define el Plan de Inversiones de las Empresas en Transmisión, cuya ejecución es de carácter obligatorio para el periodo mayo 2013 – abril 2017.



DURANTE EL AÑO 2013 SE EJECUTÓ UN IMPORTANTE PROGRAMA DE INVERSIONES, EL CUAL ASCENDIÓ A S/. 267,91 MM (ELECTRONOROESTE S/. 64,72 MM, ELECTRONORTE S/. 45,91 MM, HIDRANDINA S/. 81,42 MM Y ELECTROCENTRO S/. 75,86 MM); LAS OBRAS QUE DESTACARON POR SU MAGNITUD E IMPORTANCIA FUERON:

- > Remodelación de redes de distribución de las unidades de negocio Piura, Sullana y Paíta por S/. 21.81 MM en Electronoroeste S.A.
- > Construcción de las líneas de transmisión 60 KV SE Illimo – SE La Viña y ampliaciones de las Subestaciones Illimo, La Viña, SE Chiclayo Oeste – SE Lambayeque y nueva SE Lambayeque Sur por S/. 17.54 MM en Electronorte S.A.
- > Construcción de las líneas de transmisión 60 KV S.E. Guadalupe - Nueva S.E. Guadalupe 2 y remodelación de subestaciones de distribución del centro histórico de Trujillo por un total de S/. 36.36 MM en Hidrandina S.A.
- > Implementación de transformadores de potencia en las SET's Ayacucho, Huanta, Cangallo y SET Oxapampa por S/. 34.45 MM.

CRECER PARA ATENDER A MÁS PERUANOS. ESTAS INVERSIONES, ASÍ COMO LAS DESARROLLADAS EN AÑOS ANTERIORES, NOS PERMITIERON ATENDER LA MAYOR DEMANDA DE ENERGÍA DE NUESTROS CLIENTES, ASÍ COMO ESTABLECER LAS BASES PARA CUBRIR EN EL FUTURO, LA CRECIENTE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

MÁS ENERGÍA ES BIENESTAR. EL DESARROLLO DE TODO EL PAÍS ESTÁ ESTRECHAMENTE RELACIONADO CON EL SERVICIO ELÉCTRICO. EN ESTE SENTIDO, ES DE DESTACAR QUE EN EL AÑO 2013 ATENDIMOS A 2.18 MM DE CLIENTES, DISTRIBUIDOS EN 12 DEPARTAMENTOS, CASI LA MITAD DE NUESTRO PAÍS. NUESTRAS REDES SE INTERCONECTARON A LOS DEPARTAMENTOS DE TUMBES, PIURA, LAMBAYEQUE, CAJAMARCA, AMAZONAS, LA LIBERTAD, ANCASH, HUÁNUCO, JUNÍN, PASCO, HUANCAMELICA Y AYACUCHO, ABARCANDO PARTE DEL VALLE DE LOS RÍOS APURÍMAC, ENE Y MANTARO (VRAEM). ESTA COBERTURA ES UNA RESPUESTA DE LA INGENIERÍA PERUANA A LA DIVERSIDAD GEOMORFOLÓGICA DEL TERRITORIO NACIONAL.

REAFIRMAMOS NUESTRO FIRME COMPROMISO DE SEGUIR AMPLIANDO NUESTRAS FRONTERAS ELÉCTRICAS Y LLEVAR ENERGÍA A AQUELLOS PERUANOS QUE VIVEN EN LOS RINCONES MÁS ALEJADOS DE NUESTRA ZONA DE CONCESIÓN.

LOS ESFUERZOS EN LA GESTIÓN, HAN CONLLEVADO A LA MEJORA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO QUE BRINDAMOS A LOS CLIENTES, COLUMNA PRINCIPAL DEL COMPROMISO DE NUESTRAS EMPRESAS. EN ESTE ÁMBITO, ALCANZAMOS NIVELES QUE CONTRIBUYERON A INCREMENTAR LA SATISFACCIÓN Y CONFIANZA DE NUESTROS CLIENTES Y LA COMUNIDAD. ATENDIMOS EN EL AÑO 2013, 187 GWH MÁS DE LO QUE NOS DEMANDARON EN EL AÑO 2012, LO QUE SIGNIFICÓ UNA MÁXIMA DEMANDA DE 804 MW, SUPERIOR EN 10% A LA LOGRADA EN EL 2012.

Para mejorar la calidad de suministro en los sistemas eléctricos del Callejón de Huaylas y Ayacucho se contrataron centrales térmicas de emergencia, al amparo del Decreto de Urgencia N° 037-2008, cuyo costo para el año 2013 significó S/. 9.74 MM y S/. 4.69 MM, respectivamente; en el caso del Sistema Eléctrico del Callejón de Huaylas se espera dar solución definitiva en el año 2014 con el ingreso de la SET Derivación Pierina de 138/60/10 kV, 40MVA, y L.T. 60 kV Derivación Pierina - Derivación Huaraz; en el caso del Sistema Eléctrico Ayacucho se continuará con la contratación de la central térmica de emergencia hasta junio del año 2016, fecha estimada de la puesta en servicio de la Línea de Transmisión 220 kV Friaspata - Mollepata, solución definitiva para este sistema eléctrico.

La gestión y trabajo en equipo de nuestro cuadro ejecutivo se vio reflejada en los números que muestran los Estados Financieros. En el 2013 nuestras Empresas generaron S/. 325.53 MM de EBITDA; obtuvimos ventas por S/. 1 537.53 MM, superior en 11.91% en relación al año 2012; un Margen Bruto que ascendió a S/. 646.64 MM. La Utilidad Operativa fue de S/. 173.18 MM y la Utilidad Neta después de Impuestos y Participaciones de S/. 113.95 MM. Los activos alcanzaron un total de S/. 3,427.78 MM incrementando en 13,58% con relación al año

2012, en tanto que el patrimonio consolidado alcanzó a S/. 2,398.13 MM con un crecimiento de 11,32%.

La energía de nuestra propia gente. La visión estratégica de las empresas del Grupo Distriluz, manifiesta relevancia en la gestión de su capital humano, por lo que hemos invertido durante el año 2013 en la optimización del estudio de clima organizacional y en el rediseño de la Gestión del Desempeño de nuestros colaboradores basados en un modelo por competencias; que nos permitió reorientar nuestros esfuerzos de capacitación a todos los grupos ocupacionales de las empresas, logrando impartir a nuestros colaboradores más de 86,000 horas de capacitación efectiva, elevando así los niveles de competitividad de nuestras empresas.

Continuamos en el esfuerzo de fortalecer el Sistema Integrado de Gestión en las empresas del Grupo Distriluz. En ese marco, Hidrandina luego de recertificar el Sistema de Gestión de la Calidad en el año 2012, certificó en enero del 2013 el Sistema de Gestión de la Salud y la Seguridad en el Trabajo (OHSAS 18001:2007) y el Sistema de Gestión Ambiental (ISO 14001:2004), siendo la primera empresa de distribución eléctrica bajo el ámbito del FONAFE en obtener la trinorma. Asimismo, Electrocentro recertificó su Sistema de Gestión

de la Calidad (ISO 9001:2008); Electronoroeste y Electronorte esperan lograr la certificación del Sistema de Gestión de la Calidad (ISO 9001:2008) para el 2014.

Valorando nuestra gente. Estos resultados no se hubieran podido obtener sin el compromiso de nuestros ingenieros, profesionales de las diversas áreas y en especial a los trabajadores cuyo esfuerzo desplegado nos permite ubicarnos como uno de los grupos más importantes del país.

Dejamos expresa constancia y nuestra gratitud a los accionistas por la confianza depositada en el Directorio, renovando nuestro compromiso de continuar por la senda de la eficiencia, acompañando el crecimiento económico en las regiones a las cuales servimos, asimismo, generando valor para nuestros accionistas.

Atentamente,

Humberto Montes Chávez
Presidente del Directorio

capítulo 2/

DESCRIPCIÓN

DE LA EMPRESA



A) DENOMINACIÓN

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste Sociedad Anónima. Su denominación comercial es ENOSA.

B) DIRECCIÓN**PIURA**

Calle Callao 875.
Teléfono: (073) 284030.

LIMA

Av. Camino Real 348, Torre El Pilar, piso 13, San Isidro.
Teléfono: 211-5500, anexos 51121 – 51201 (Fax)

C) DATOS RELATIVOS A LA CONSTITUCIÓN DE LA EMPRESA Y SU INSCRIPCIÓN EN LOS REGISTROS PÚBLICOS – RESEÑA HISTÓRICA

ENOSA fue autorizada a operar el 13 de abril de 1988; mediante Resolución Ministerial No.082-88-EM/DGE del Ministerio de Energía y Minas. Su constitución como empresa pública de derecho privado se formalizó mediante escritura pública del 2 de septiembre de 1988.

D) GRUPO ECONÓMICO

ENOSA es una empresa de servicio público, de economía mixta que opera en el rubro Electricidad. Perteneció al Grupo Distriluz y forma parte de las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe).

E) CAPITAL SOCIAL

Al cierre del ejercicio 2013, el capital social de la empresa, íntegramente suscrito y pagado, ascendió a S/.209,424,247 (doscientos nueve millones cuatrocientos veinticuatro mil doscientos cuarenta y siete Nuevos Soles). El 28 de marzo de 2011, la Junta General de Accionistas acordó reducir el capital social en S/.222,014,297 (de S/.431,438,544 a S/. 209,424,247).

F) CLASE, NÚMERO Y VALOR NOMINAL DE LAS ACCIONES QUE CONFORMAN EL CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO

El capital social suscrito y pagado (S/.209,424,247) está compuesto por acciones Clase "A", "B", "C" y "D", cuyo valor nominal es de S/. 1.00 (un Nuevo Sol) cada una, conforme al siguiente detalle:

- > 125,654,548 (ciento veinticinco millones seiscientos cincuenta y cuatro mil quinientos cuarenta y ocho) acciones Clase A, de propiedad del Fonafe, las cuales fueron creadas con la finalidad de ser transferidas en el marco del proceso de promoción de la inversión privada. Representan el 60% del capital social.
- > 62,819,115 (sesenta y dos millones ochocientos diecinueve mil ciento quince) acciones Clase B, de propiedad del Fonafe, que representan el 29.9961% del capital social.
- > 8,159 (ocho mil ciento cincuenta y nueve) acciones Clase C, de propiedad del Fonafe, emitidas conforme lo dispone el artículo 1°, inciso b), de la ley N°26844, cuyos titulares tienen los derechos especiales que les consagran la indicada ley o la que haga sus veces y el Estatuto Social. Representan el 0.0039% del capital social.
- > 20,942,425 (veinte millones novecientos cuarenta y dos mil cuatrocientos veinticinco) acciones Clase D, de propiedad del Fonafe, que representan el 10% del capital social.

G) ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL

El 100% del accionariado de ENOSA pertenece al Fonafe, entidad que representa al Estado peruano.

COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO AL 31-12-2013

ACCIONISTA	Acciones				Total	Participación %
	Clase A	Clase B	Clase C	Clase D		
FONAFE	125,654,548	62,819,115	8,159	20,942,425	209,424,247	100.00%
TOTAL	125,654,548	62,819,115	8,159	20,942,425	209,424,247	100.00%
%	60.0000%	29.9961%	0.0039%	10.0000%	100.0000%	



Ing. Jesús Humberto
Montes Chávez

Presidente

H) DIRECTORIO

Durante el ejercicio 2013 el Directorio de la empresa estuvo conformado por los siguientes profesionales:

Nombres y apellidos	Cargo	Fecha de designación y permanencia en el cargo
Jesús Humberto Montes Chávez	Presidente	
Ivan Eduardo Castro Morales	Director -Vice Presidente	
Luis Alberto Haro Zavaleta	Director	
Leonardo Rojas Sánchez	Director	

Designados mediante Acuerdo de Directorio N° 001-2012/003-FONAFE del 26 de enero del 2012 y se mantienen en funciones al 31 de diciembre del 2013.



Ing. Iván Eduardo
Castro Morales

Director/Vicepresidente



Ing. Luis Alberto
Haro Zavaleta

Director



Ing. Leonardo
Rojas Sánchez

Director

I) PLANA GERENCIAL Y COMITÉ CORPORATIVO DE GESTIÓN

Si bien ENOSA es una empresa independiente, ser parte del Grupo Distriluz le permite compartir gestiones estratégicas con las otras empresas de dicho Grupo. La Gerencia General y el Comité Corporativo de Gestión facilitan la generación de sinergias en la gestión y en las negociaciones con proveedores.

Los ejecutivos encargados de la gestión de la empresa son:

COMITÉ CORPORATIVO DE GESTIÓN

Nombres y Apellidos	Cargo	Fecha de Designación o Encargatura
Alberto Matías Pérez Morón	Gerente General (e)	Encargado desde el 08.06.2012 - Vigente al 31.12.2013.
Mario Fernando Chevarría Izarra	Gerente Corporativo de Administración y Finanzas (e)	Encargado desde el 08.06.2012 - Vigente al 31.12.2013.
Percy Augusto Cueva Ormeño	Gerente Corporativo Técnico y de Electrificación Rural (e)	Encargado desde el 16.10.2012 - Vigente al 31.12.2013.
Javier Alexander Muro Rosado	Gerente Corporativo Comercial (e)	Encargado desde el 28.10.2011 - Vigente al 31.12.2013.
Manuel Antonio Holguín Rojas	Gerente del Área Corporativa Legal y de Regulación (e)	Encargado desde el 07.05.2012 - Vigente al 31.12.2013.
Roberto Alfonso La Rosa Salas	Gerente Corporativo de Proyectos (e)	Encargado desde el 08.06.2012 - Vigente al 31.12.2013.



Ing. Alberto Matías
Pérez Morón

Gerente General



CPC. Mario Fernando
Chevarría Izarra

Gerente Corporativo de
Administración y Finanzas



Ing. Percy Augusto
Cueva Ormeño

Gerente Corporativo
Técnico y de
Electrificación Rural



Ing. Javier Alexander
Muro Rosado

Gerente
Corporativo Comercial



Dr. Manuel Antonio
Holguín Rojas

Gerente del Área
Corporativa
Legal y de Regulación



Ing. Roberto Alfonso
La Rosa Salas

Gerente Corporativo
de Proyectos

PRINCIPALES EJECUTIVOS DE ENOSA

Justo Estrada León	Gerente Regional (e)
Marco Sánchez Roalcaba	Gerente de Administración y Finanzas (e)
Mario Arroyo Sabogal	Gerente Comercial (e)
Gerardo Rueda Avalo	Gerente de Distribución (e)
Miguel Zapata Godos	Contador General

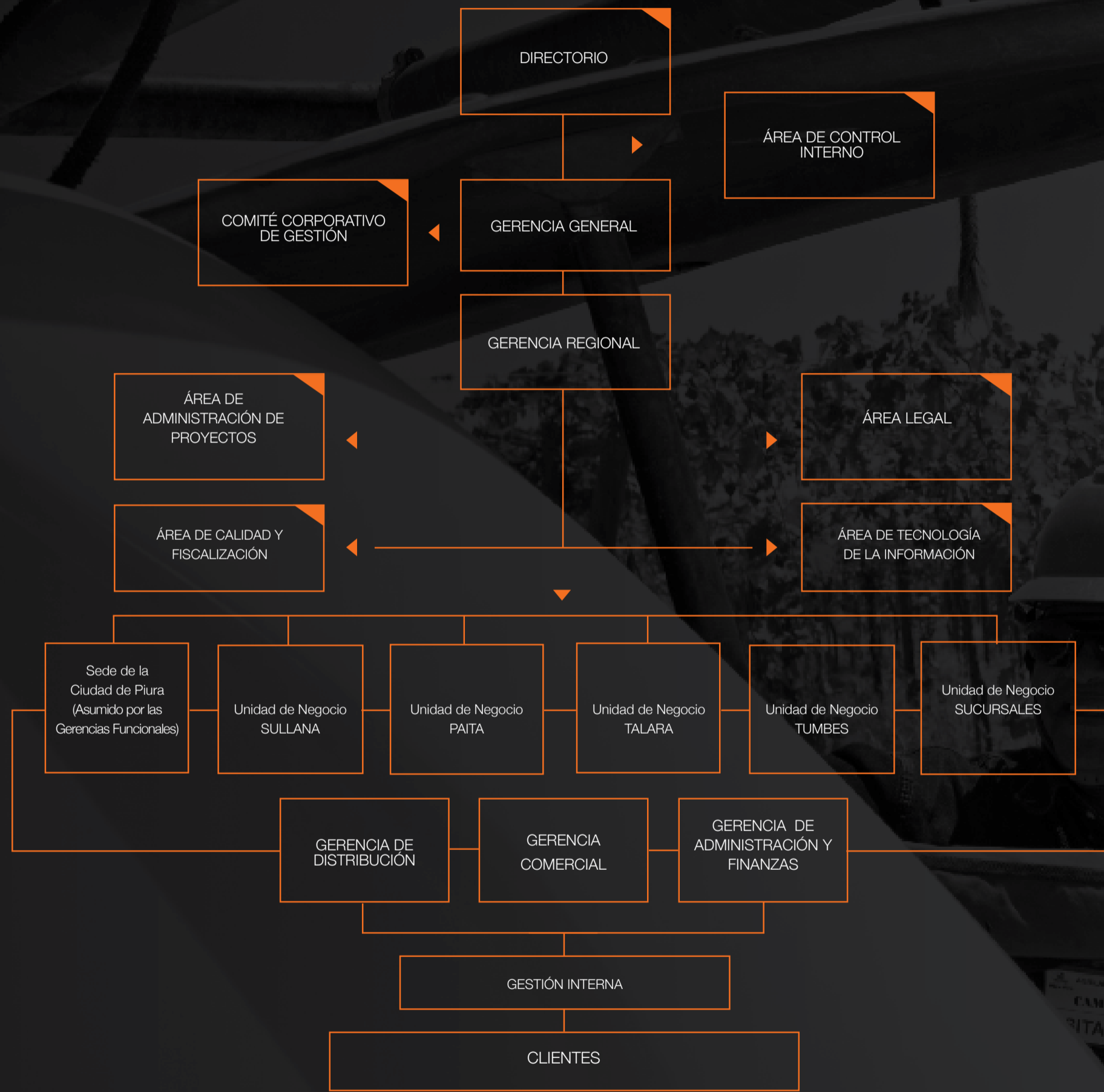
Ing. Justo Estrada León

Gerente Regional
Electronoroeste



J) ORGANIZACIÓN

ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL





ENNOSSA

capítulo 3/

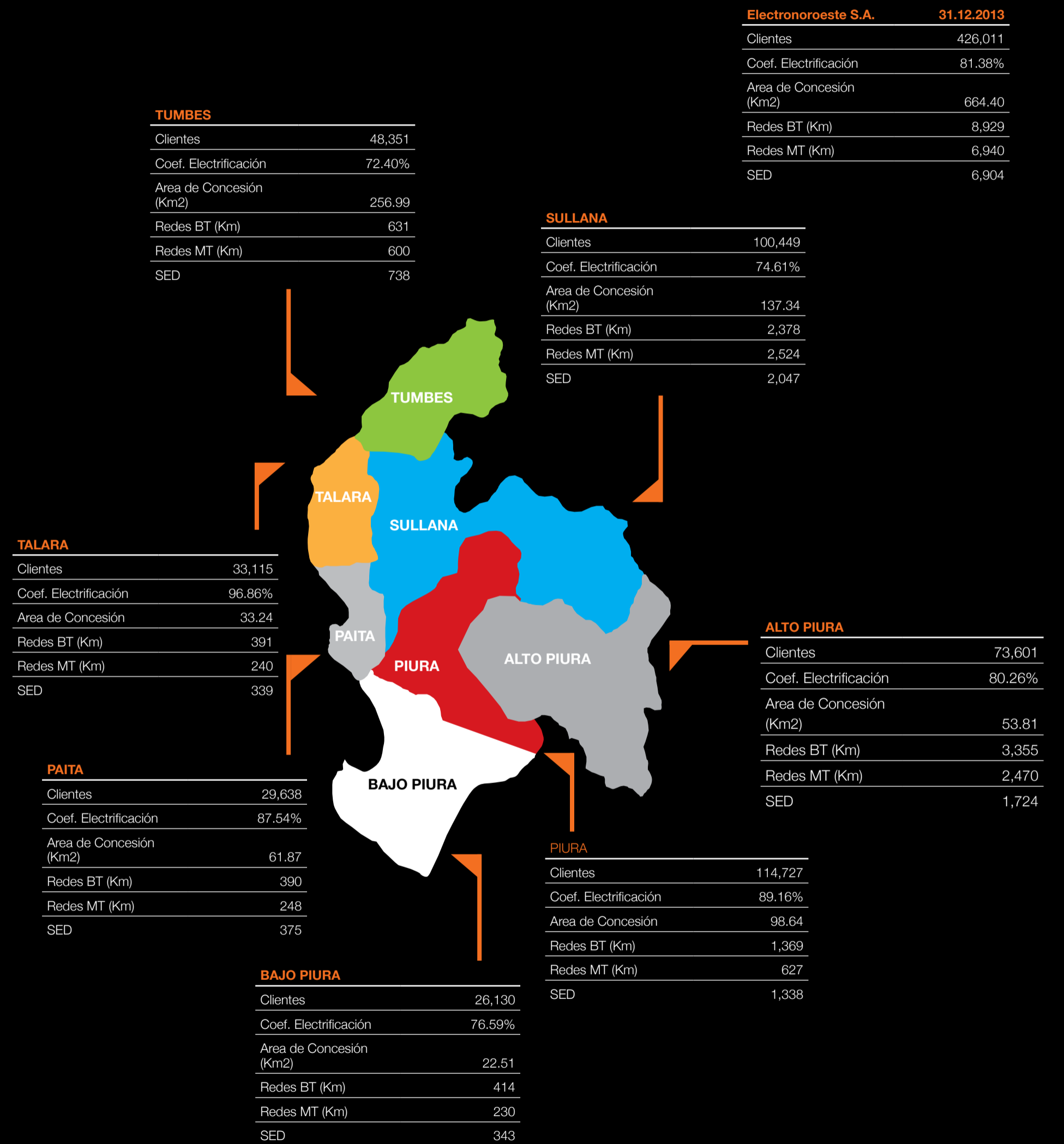


ÁREAS

INFLUENCIA Y CONCESIÓN

ENOSA TIENE UN ÁREA DE CONCESIÓN DE 664,40 KM² EN DOS REGIONES DEL PAÍS: PIURA Y TUMBES. PARA EFECTOS ADMINISTRATIVOS Y OPERATIVOS LA EMPRESA SUBDIVIDE DICHA ÁREA EN SEIS UNIDADES DE NEGOCIO Y UN SERVICIO MAYOR (BAJO PIURA).

ENOSA TAMBIÉN PUEDE PRESTAR SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS ALEDAÑAS AL ÁREA DE CONCESIÓN. ESTAS ÚLTIMAS ZONAS SE DENOMINAN ÁREA DE INFLUENCIA.



capítulo4/

INVERSIONES



La inversión es uno de los indicadores que muestran el alto grado de compromiso de ENOSA con sus clientes. La empresa invierte en el desarrollo de proyectos de generación, transmisión y distribución de energía, para ampliar el servicio y asegurar el mantenimiento de las instalaciones.

El programa de inversiones 2013 ejecutó un monto total de S/. 64.7 millones. Fue financiado con recursos propios y préstamos bancarios de muy corto plazo. En Tumbes se invirtieron S/. 16.5 millones y en Piura, S/. 48.2 millones.

El mayor porcentaje de la inversión se concentró en la remodelación de redes de media y baja tensión (S/.24.84 millones), seguida de la ampliación de sistemas de transmisión (S/.16.96 millones). Esas inversiones permitieron reemplazar redes inseguras y precarias por nuevas redes y equipos, que ayudarán a mejorar la calidad del servicio en diversas localidades de Piura y Tumbes.

OTRAS ÁREAS DE INVERSIÓN FUERON AMPLIACIÓN DE REDES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN (S/.7.99 MILLONES) Y SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE (S/.6.08 MILLONES). DICHAS INVERSIONES AYUDARON A MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENOSA, BRINDAR MAYOR SEGURIDAD A LOS HABITANTES DE PIURA Y TUMBES, Y EVITAR PENALIDADES DEL OSINERGMIN.



PROGRAMA DE INVERSIONES

AÑO 2013

ÍTEM	LÍNEAS DE PROYECTO	PRESUPUESTO MODIFICADO	EJECUTADO 2013	VARIAC. % EJECT/PPO
GASTOS DE CAPITAL		61,710.00	64,718.89	
I	REMODELACIÓN DE REDES MT Y BT	18,785.24	24,843.55	132.25%
II	AMPLIACIÓN DE REDES MT Y BT	8,005.02	7,992.24	99.84%
III	REHABILITACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS	950.96	715.27	75.22%
IV	AMPLIACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS	888.55	654.63	0.00%
V	REHABILITACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	3,289.71	2,926.97	88.97%
VI	AMPLIACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	17,956.73	16,955.40	94.42%
VII	SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN	421.11	354.29	84.13%
VIII	MONITOREO DE CALIDAD DEL PRODUCTO Y SUMINISTRO	858.23	366.82	42.74%
IX	SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE	5,132.80	6,078.53	118.43%
X	MAQUINARIA, EQUIPOS Y OTROS	3,986.45	2,481.31	62.24%
XI	ELECTRIFICACIÓN RURAL	1,435.20	1,349.89	94.06%
TOTAL PROGRAMA DE INVERSIONES		61,710.00	64,718.89	104.88%

capítulo 5/

CIFRAS

RELEVANTES



CIFRAS RELEVANTES

	Unidad	2013	2012	Variac. %
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA				
Total Activo	Millones S/.	572.9	519.1	10.4%
- Corriente	Millones S/.	83.4	79.5	4.9%
- No corriente	Millones S/.	489.50	439.60	11.4%
Total Pasivo	Millones S/.	221.8	176.8	25.5%
- Corriente	Millones S/.	165.0	121.1	36.3%
- No corriente	Millones S/.	56.8	55.7	2.0%
Patrimonio	Millones S/.	351.1	342.3	2.6%
ESTADO DE RESULTADOS				
Ingresos por actividades ordinarias	Millones S/.	377.0	342.8	10.0%
Utilidad bruta	Millones S/.	89.0	79.0	12.7%
Utilidad operativa	Millones S/.	37.8	35.3	7.1%
Utilidad antes de impuestos a las ganancias	Millones S/.	38.5	36.0	6.9%
Utilidad neta	Millones S/.	24.4	23.9	2.1%
FLUJO DE EFECTIVO				
Efectivo neto provisto por actividades de operación	Millones S/.	48.1	64.2	-25.1%
Efectivo neto aplicado a inversión	Millones S/.	65.4	46.0	42.2%
Efectivo neto provisto por actividades de financiamiento	Millones S/.	13.8	-10.2	235.3%
(Disminución) Aumento de efectivo neto	Millones S/.	-3.4	8.0	142.5%
Efectivo al inicio del período	Millones S/.	11.4	3.4	235.3%
Saldo de efectivo final	Millones S/.	8.0	11.4	-29.8%
ÍNDICES FINANCIEROS				
Margen de utilidad bruta	(%)	23.61%	23.05%	0.56
Rendimiento sobre activos (ROA)	(%)	7.28%	7.25%	0.03
Rentabilidad patrimonial	(%)	7.13%	7.32%	0.19
Rentabilidad operativa	(%)	10.03%	10.30%	-0.27
Rentabilidad neta sobre ingresos de actividades ordinarias	(%)	6.47%	6.97%	-0.50
ÍNDICES DE GESTIÓN				
Cientes	Miles	426.0	397.7	7.1%
Venta de energía eléctrica	GWh	1,116.4	1,090.0	2.4%
- Clientes libres	GWh	16.3	37.3	-56.2%
- Clientes regulados	GWh	1,100.1	1,052.6	4.5%
Fuerza laboral	Trabajadores	265	260	1.9%
Inversión ejecutada	Millones S/.	64.7	23.2	179.3%
Pérdidas de energía promedio anual	%	10.11%	9.70%	0.41
MERCADO				
Departamentos	Número	2	2	0.0%
Provincias	Número	11	11	0.0%
Distritos	Número	76	76	0.0%
Población	Millones habitantes	2.0	2.0	0.0%
Coefficiente de electrificación	%	81.38%	76.96%	0.04
VENTAS				
MAT y AT	GWh	7.0	31.8	-78.1%
MT	GWh	617.3	587.5	5.1%
BT	GWh	492.1	470.6	4.6%
CALIDAD DEL SERVICIO				
Duración de interrupciones SAIDI	Horas	44.92	75.07	-40.2%
Frecuencia de interrupciones SAIFI	Veces	28.11	32.34	-13.1%
OPERACIONES				
Centrales eléctricas propias	Número	6	6	0.0%
Potencia instalada de centrales eléctricas propias	MW	8	8	0.0%
Líneas de transmisión y subtransmisión	Kms.	438	438	0.0%
Subestaciones de transformación	Número	21	21	0.0%
Potencia instalada	MVA	276	254	8.7%
Redes de distribución	Kms.	15,868	12,718	24.8%
- Media tensión	Kms.	6,940	6,095	13.9%
- Baja tensión	Kms.	8,929	6,623	34.8%
Subestaciones de distribución	Número	6,904	6,505	6.1%
Potencia De SED	MVA	624	595	4.9%



ELECTRONOROESTE

capítulo 6 /



GESTIÓN TECNICA

6.1 DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA



LA DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA SE REGISTRA EN LAS HORAS PUNTA (18:00H A 23:00H DE TODOS LOS DÍAS, EXCEPTO DOMINGOS Y FERIADOS).

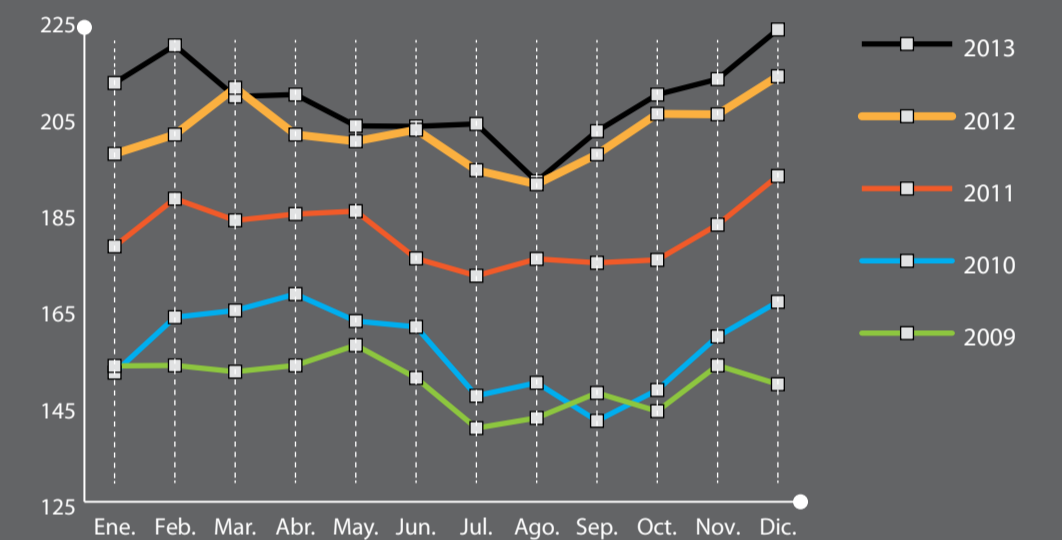
La demanda máxima para el año 2013 fue 223 MW; esto es 4,58% más que en el año 2012 (213.3 MW).

Memoria anual 2013 [34 - 35]

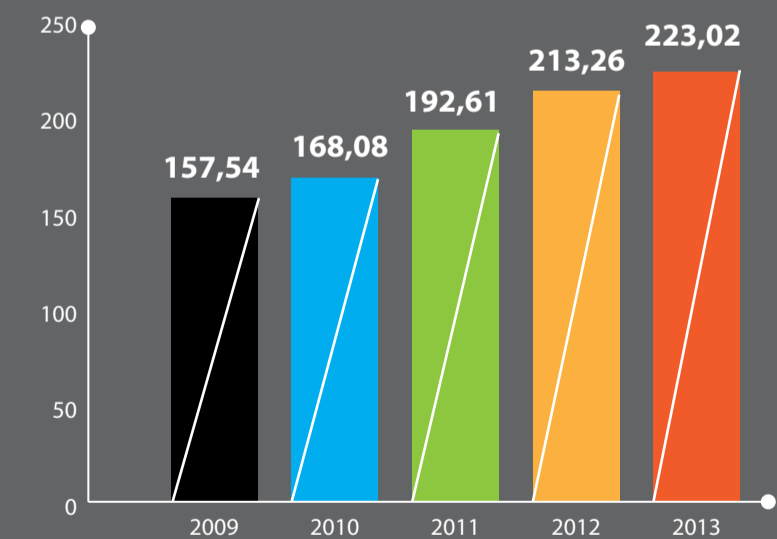
EVOLUCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA (MW)

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Máx. Dem.
2009	153.2	153.3	152.0	153.3	157.5	150.7	140.3	142.4	147.6	143.8	153.3	149.4	157.54
2010	151.8	163.3	164.7	168.1	162.5	161.3	147.0	149.7	141.8	148.2	159.3	166.5	168.08
2011	178.0	187.9	183.4	184.7	185.3	175.5	171.9	175.4	174.6	175.2	182.5	192.6	192.61
2012	197.2	201.2	210.9	201.2	199.8	202.2	193.8	190.9	197.1	205.5	205.4	213.3	213.26
2013	211.9	219.7	209.1	209.5	203.0	202.9	203.4	191.5	201.9	209.5	212.7	223.0	223.02

MÁXIMA DEMANDA MENSUAL - PERÍODO 2009-2013



MÁXIMA DEMANDA ANUAL - PERÍODO 2009-2013



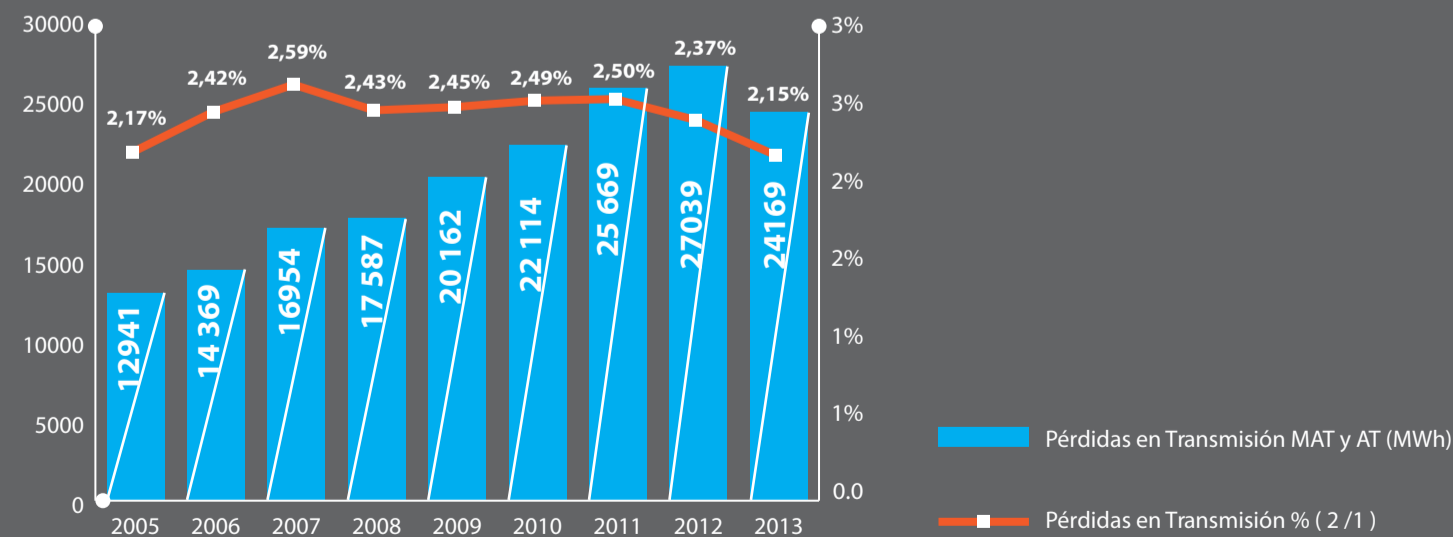
El mayor consumo de energía y la mayor demanda de potencia se presentó entre febrero, noviembre y diciembre, debido al aumento en la demanda de las empresas industriales de productos hidrobiológicos de las localidades de Paita, Parachique y Tumbes, así como al incremento del consumo en los grandes centros comerciales en Piura.

6.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

EN EL AÑO 2013, EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PERDIÓ 2.15% (24.17 GWH) DE LA ENERGÍA ADQUIRIDA A LAS GENERADORAS. EN EL AÑO 2012 DICHAS PÉRDIDAS FUERON DE 2.37% (27.04 GWH). LA EVOLUCIÓN ANUAL DE LAS PÉRDIDAS ES LA SIGUIENTE:

EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (%)

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1. Energía adquirida a generadoras (MWh)	581,956	673,311	731,698	824,607	895,365	949,541	1,104,106	1,217,985	1,250,913
2. Pérdidas en transmisión MAT y AT (MWh)	12,941	14,369	16,954	17,587	20,162	22,114	25,669	27,039	24,169
3. Pérdidas en transmisión % (2 / 1)	2.17%	2.42%	2.59%	2.43%	2.45%	2.49%	2.50%	2.37%	2.15%

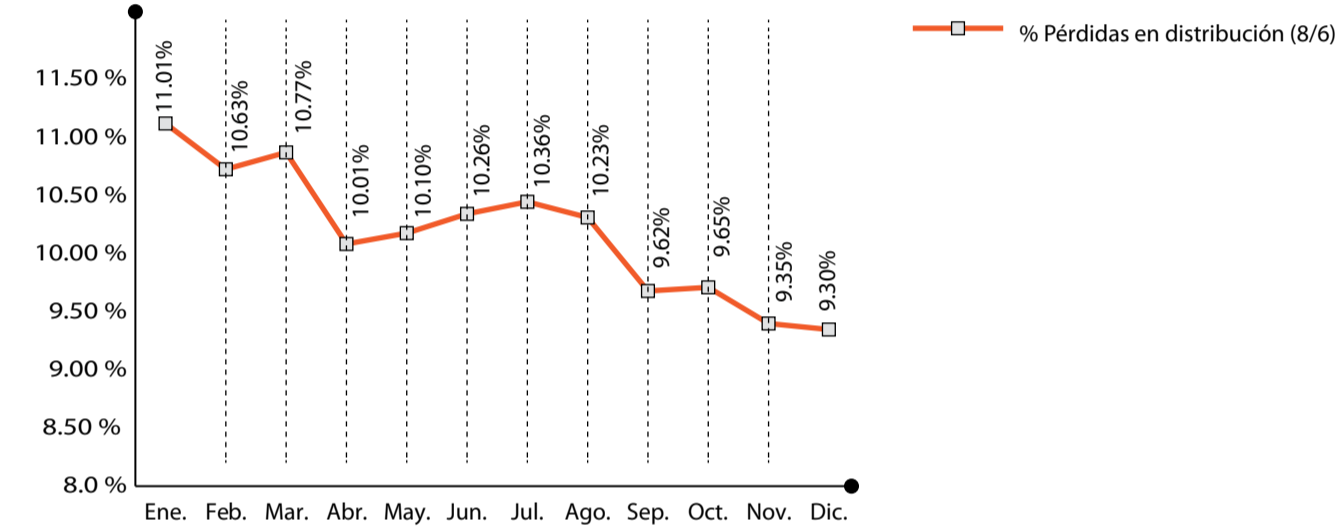


Las pérdidas en el sistema de distribución alcanzaron el 10.11% de la energía distribuida en media y baja tensión, porcentaje que equivale a 124.7 GWh; es decir 0.41% más que el 2012 (113.6 GWh de pérdidas, que representó 9.70% de la energía distribuida).

PÉRDIDAS DE ENERGÍA (TEC. + COM.)

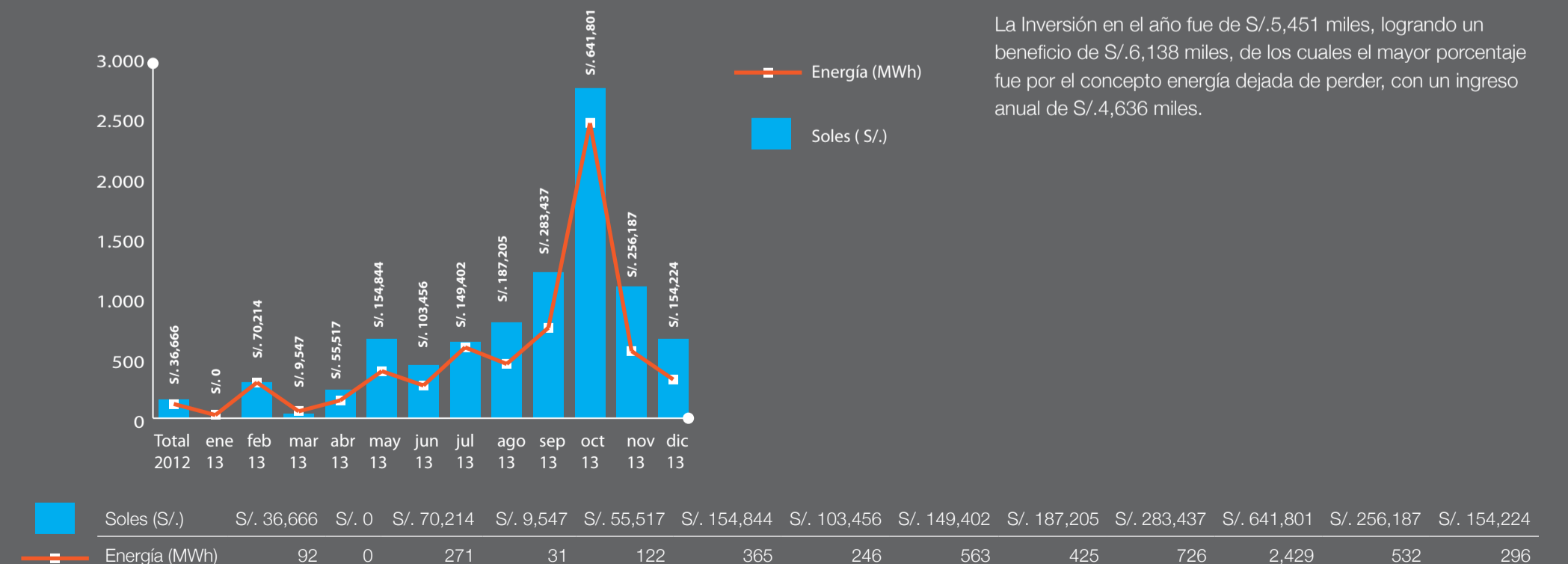
Empresa	Unidad	Real a Dic - 2012	Real a Dic - 2013	PPO Dic- 2013	Variación Real Dic 13/ PPO Real Dic 12	Variación Real Dic 13/ PPO Real Dic 13	Meta 2013
	GWh	114	124.7	122	9.78%	2.21%	122
Electronoroeste	%	9.70%	10.11%	9.96%	0.41%	0.15%	9.96%

% PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN



El volumen de energía total recuperada fue de 6048 MWh, que equivale a S/. 2.07 millones en el año 2013, de los cuales:

- > 1,753 recuperaciones fueron en baja tensión (2,516 MWh).
- > 29 recuperaciones fueron en media tensión (3,532 MWh).



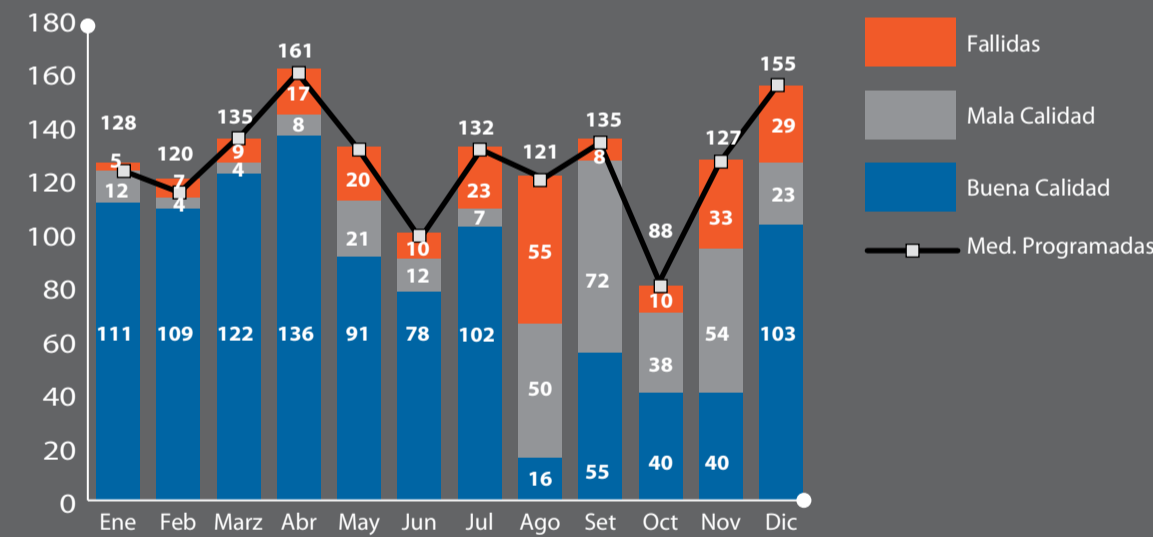
La Inversión en el año fue de S/.5,451 miles, logrando un beneficio de S/.6,138 miles, de los cuales el mayor porcentaje fue por el concepto energía dejada de perder, con un ingreso anual de S/.4,636 miles.

6.3 CALIDAD DEL SERVICIO

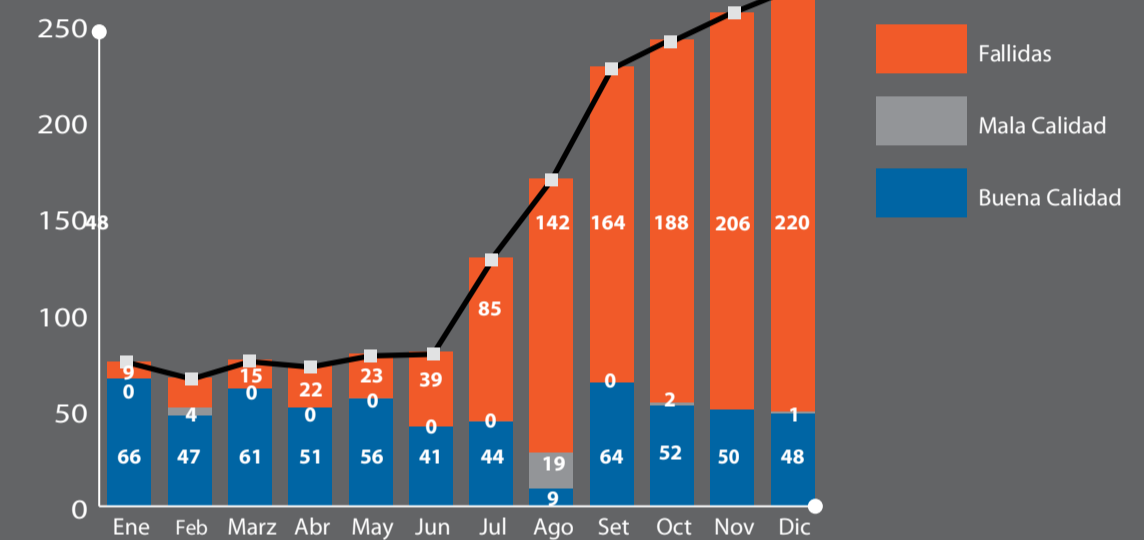
A) PRODUCTO

La empresa evaluó los niveles de tensión en los puntos de entrega de energía a los clientes, siguiendo las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Los resultados fueron los siguientes:

CANTIDAD DE MEDICIONES DE TENSIÓN BT



CANTIDAD DE MEDICIONES DE TENSIÓN MT/AT



TENSIÓN MT/AT	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Med. programadas	75	67	76	73	79	80	129	170	228	242	256	269	1,744
Buena calidad	66	47	61	51	56	41	44	9	64	52	50	48	589
Mala calidad	0	4	0	0	0	0	0	19	0	2	0	1	26
Fallidas	9	16	15	22	23	39	85	142	164	188	206	220	1,129
No medidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Med. Ejecutadas	75	67	76	73	79	80	129	170	228	242	256	269	1,744
% MALA CALIDAD	0	7.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	67.86	0.00	3.70	0.00	2.04	4.23

TENSIÓN BT	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Med. Programadas	128	120	135	161	132	100	132	121	135	88	127	155	1534
Buena calidad	111	109	122	136	91	78	102	16	55	40	40	103	1003
Mala calidad	12	4	4	8	21	12	7	50	72	38	54	23	305
Fallidas	5	7	9	17	20	10	23	55	8	10	33	29	226
No medidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Med. Ejecutadas	128	120	135	161	132	100	132	121	135	88	127	155	1534
% MALA CALIDAD	9.76	3.54	3.17	5.56	18.75	13.33	6.42	75.76	56.69	48.72	57.45	18.25	23.32

Para mejorar la calidad del producto, se llevaron a cabo trabajos operativos (balance de cargas, regulación, entre otros), así como obras de remodelación y reforzamiento del sistema.

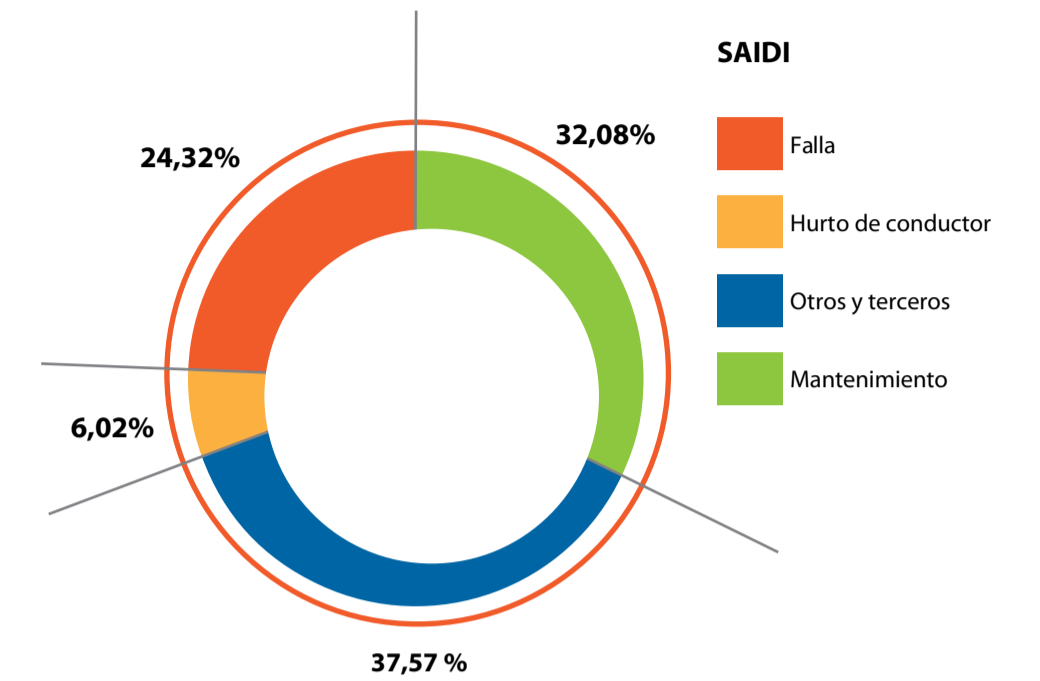


B) SUMINISTRO E INTERRUPTIONES

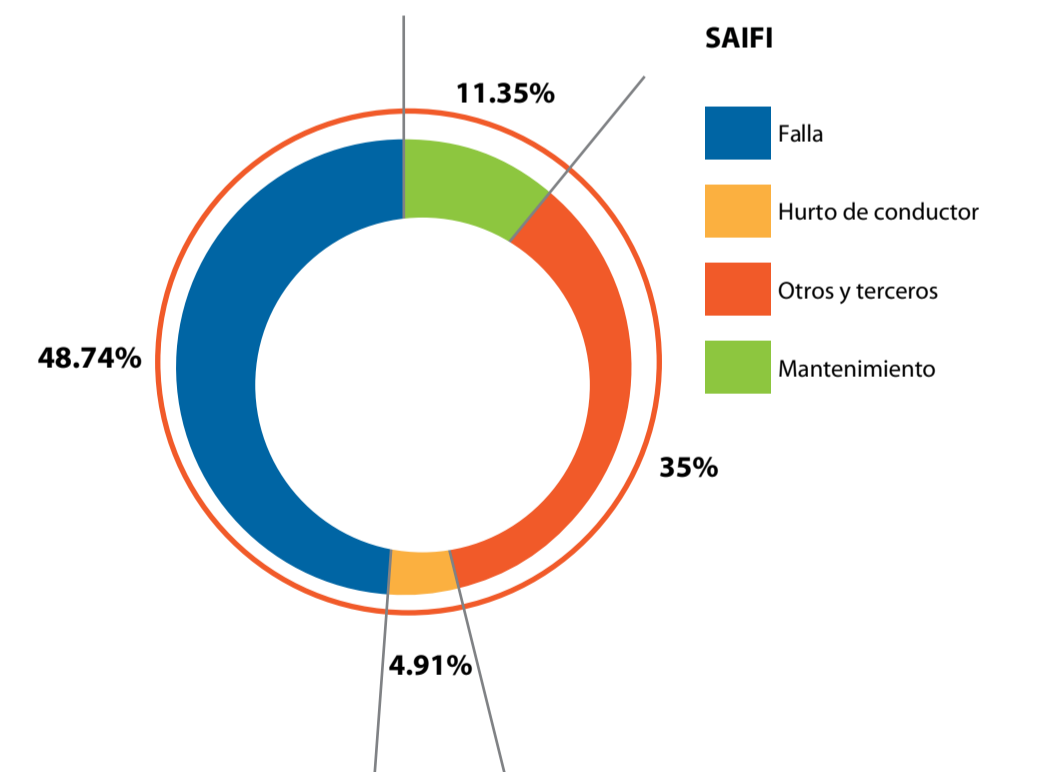
La continuidad del suministro es un factor clave en la calidad del servicio, pues las interrupciones afectan los múltiples usos de la energía eléctrica e influyen directamente en las actividades de los consumidores finales.

La medición del promedio de interrupciones al año por cliente se realiza mediante dos indicadores aceptados internacionalmente: SAIDI (duración) y SAIFI (frecuencia).

El valor del SAIDI fue 44,915 horas de interrupción por cliente. El origen de dichas interrupciones fue el siguiente: otros y terceros, externos a ENOSA (37.57%); mantenimiento y obras (32.08%); fallas internas (24.32%) y hurto de conductor (6.02%).



El SAIFI alcanzó un promedio de 28.109 interrupciones por cliente, causadas por fallas de origen interno (48.74%); otros y terceros (35%); mantenimiento (11.35%) y hurto de conductor (4.91%).



En el año 2013 se presentaron al Osinergmin 474 solicitudes de fuerza mayor; 33% fueron por hurto de conductor, 60% por terceros (impacto de animales, vehículos u objetos - como cometas - vandalismo, incendio, tala de árboles) y 7% por fenómenos naturales y solicitudes de autoridades.

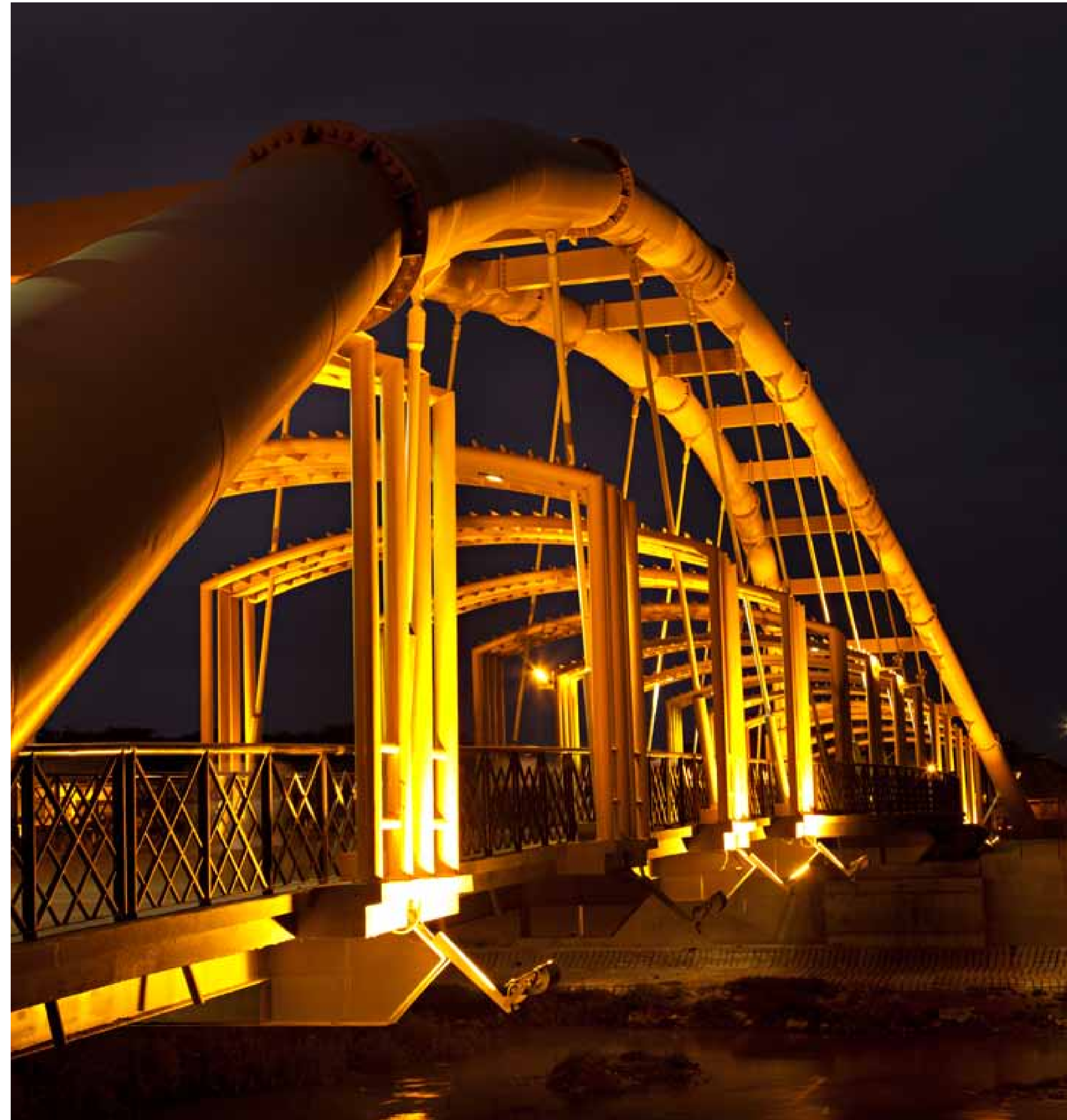
C) ALUMBRADO PÚBLICO

El alumbrado público es la parte más visible del servicio de ENOSA porque influye de manera concreta en la vida y bienestar de la población. La calidad de este servicio, por ejemplo, tiene un gran impacto en la seguridad ciudadana, el transporte público y privado, el comercio y el turismo.

En la prestación de este servicio se logró cumplir con los estándares de iluminación establecidos en las Normas Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y de los servicios eléctricos rurales (NTCSER). En el año 2013 no se transgredió la tolerancia establecida en el Procedimiento N°078-2007-OS/CD, relacionado a la operatividad del parque de alumbrado público, que es fiscalizada semestralmente.

ESTADÍSTICA DE ALUMBRADO PÚBLICO FRENTE AL PROCEDIMIENTO 078-207-OS/CD

Supervisión Semestral	AÑO 2013			
	I Semestre		II Semestre	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Muestra fiscalizada (UAP)	2545	1247	2443	1329
Deficiencias fiscalizables encontradas (UAP)	32	0	36	15
Porcentaje deficiente	1,26%	0	1,47%	1,13
Tolerancia permisible	1,60%	2,00%	1,60%	2,00%
Valor de multa (S/.)	0	0	0	0



6.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

A) GENERACIÓN

LAS CENTRALES DE GENERACIÓN PROPIAS PRODUJERON 14.46 GWH, CIFRA MAYOR A LA PRODUCIDA EL AÑO ANTERIOR. LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES HIDRÁULICAS FUE DE 14.09 GWH, CANTIDAD QUE REPRESENTA UN INCREMENTO EN 11.91% RESPECTO A LA ENERGÍA PRODUCIDA EN EL AÑO 2012, GRACIAS A UNA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO EFICIENTE Y OPORTUNO.

PRODUCCIÓN EN MWH DE CENTRALES HIDRÁULICAS

Año 2013	Alto Piura				Total Térmicas
	C.H. HUANCABAMBA	C.H. CHALACO	C.H. QUIROZ	C.H. SICACATE	
Enero	58.9	109.0	140.4	1089.1	1396.7
Febrero	64.8	79.7	171.5	955.9	1270.8
Marzo	69.1	50.3	189.7	1000.1	1307.3
Abril	59.2	53.1	197.6	1093.9	1403.9
Mayo	57.2	56.2	209.7	1115.8	1437.7
Junio	63.9	54.1	195.2	1080.2	1393.2
Julio	51.9	55.4	189.2	1077.6	1379.2
Agosto	71.7	56.4	129.3	1140.3	1397.6
Setiembre	59.1	53.6	94.3	895.7	1095.3
Octubre	24.0	57.0	74.6	64.0	227.6
Noviembre	0.0	56.0	0.0	587.8	642.9
Diciembre	0.0	49.3	29.3	1054.3	1132.9
TOTAL	579.8	730.0	1620.7	1,1154.6	14085,1

En la CH Sicacate, el área de Administración de Proyectos procedió a la ejecución de una obra para levantar las paredes del canal en cuatro tramos de 50 metros lineales por tramo, en el mes de noviembre de 2013.

Actualmente dicha central se encuentra operando en período de prueba, con el tramo del canal trabajado. Hasta fines del 2013 se dio un período de avenida atípico, y no se contó con el caudal suficiente para generar la energía con ambas turbinas a toda su capacidad instalada de 400kW.

Las centrales térmicas de reserva Huápalas y Sechura produjeron conjuntamente 0.37 GWh.

PRODUCCIÓN EN MWH DE CENTRALES DE GENERACIÓN TÉRMICA

Año 2013	Alto Piura		Total Térmicas
	C.H. HUÁPALAS	C.T. SECHURA	
Enero	10	21	32
Febrero	8	11	20
Marzo	8	4	12
Abril	18	11	28
Mayo	18	15	33
Junio	18	12	30
Julio	22	9	30
Agosto	24	9	32
Setiembre	25	8	33
Octubre	28	9	37
Noviembre	29	12	42
Diciembre	35	11	46
TOTAL	243	132	374

B) TRANSMISIÓN

Las actividades de mantenimiento en el sistema de transmisión buscaron conservar la operatividad de las instalaciones (subestaciones de potencia y líneas de transmisión). El objetivo fue mejorar la confiabilidad del sistema y disminuir las interrupciones. Entre las actividades más relevantes figuran:

- > Ejecución de actividades de mantenimiento predictivo: inspección ocular, termografía y medición de ruido en las LST 60 KV SEPO La Unión - Sechura - Constante, LST 60 KV Paíta - El Arenal, LST 60 KV Paíta - Tierra Colorada, LST SEPO - Piura Centro, LST 33 KV Charán - Zorritos - Corrales, LST 60 KV SEPO - Chulucanas, LST 60 KV Chulucanas - Loma Larga y LST 60 KV SEPO - Sullana.
- > Inspección y notificación de usuarios que invaden la franja de servidumbre de la LST Arenal - Sullana, LST SEPO - La Unión, LST Zorritos - Tumbes y LST La Unión - Sechura.
- > Cambio de 30 varillas de anclaje de retenida en estructuras de las LST 60 KV SEPO - La Unión, LST Ejidos - Chulucanas y LST Zorritos - Tumbes, situadas en zonas húmedas y de

cultivo, para mejorar la consistencia de las estructuras de madera.

- > Se realizó una revisión detallada de los casos de invasión de DMS (Distancias Mínimas de Seguridad), en las LSTS, y se subsanó un 67% de los 97 casos observados por Osinergmin, entre los que figuraban diez que fueron declarados excepción 1 - Regla 219 CNE.
- > El cambio de 52 pozos a tierra en las estructuras de la línea de subtransmisión 60 KV SE Piura Oeste-SE Piura Centro.
- > Renovación de bancos de baterías de las SETs Piura Centro, Los Ejidos y Sala de Celdas Coscomba; SET Tierra Colorada, SET Tumbes 1, SE Zarumilla 1, SET La Unión, SET Chulucanas.

> Trabajos de puesta en servicio del transformador de 7 MVA de reserva en la SET Sullana para mejorar potencia disponible y calidad de producto para ingreso de nuevo alimentador.

> Trabajos de puesta en servicio del transformador de 7 MVA de reserva en la SET Sechura para mejorar potencia disponible y calidad de producto.

> Mantenimiento preventivo general de celdas de MT de los alimentadores de 10 KV de SE Sullana. Mantenimiento de banco de baterías 110 Vdc, del rectificador-cargador. Reubicación de tableros de SS.AA., con sus cables de BT respectivos.

> Inspección minuciosa con cámara termográfica y medición de ruido por ultrasonido de los equipos de potencia de patio de llaves y sala de celdas de alimentadores de MT.



C) DISTRIBUCIÓN

ENOSA CUMPLIÓ CON EL PLAN DE MANTENIMIENTO DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN, BASADO EN INSPECCIONES VISUALES Y TERMOGRÁFICAS DE LAS LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN, BAJA TENSIÓN Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

A través de servicios de terceros, se incorporaron tecnologías de lavado en caliente en las redes de media tensión para evitar interrupciones y compensaciones por calidad de suministro.

En setiembre de 2013, como proyecto piloto, inició oficialmente sus operaciones, la cuadrilla para trabajos en líneas energizadas, con personal propio capacitado para tal fin.

Asimismo, se renovó la infraestructura eléctrica más importante mediante el cambio de 1,827 estructuras de baja tensión y 404 estructuras de media tensión deterioradas. Dicha tarea incluyó el levantamiento de deficiencias en las redes de media tensión, generadas por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad, conductores en mal estado y estructuras impactadas.

Dentro del plan de mantenimiento destaca la limpieza del 100% de armados de media tensión (10% en forma manual y 90% con hidrolavado), la poda de ramas de árboles cercanos a las redes de baja y media tensión en un 100% y el cambio de aisladores en mal estado.



6.5 SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

A) SEGURIDAD

La seguridad es fundamental en el desarrollo de las operaciones que ENOSA lleva a cabo. Como parte de ese enfoque, se trabajó el Programa Anual de Seguridad y Salud en el Trabajo (PASST), estandarizado por el grupo Distriluz.

Asimismo, se realizaron inspecciones, observaciones, capacitaciones, simulacros y entrenamientos en cada Unidad de Negocio.



El objetivo fue cumplir con la meta "Cero Accidentes" laborales mortales.

INDICADORES DE GESTIÓN EN SEGURIDAD 2013

DESCRIPCIÓN	INDICADOR ANUAL	CANTIDAD ANUAL
Número de accidentes con días perdidos	5	Unidades
Índice de frecuencia (IF)	1,127	Accidentes con días perdidos
Índice de severidad (IS)	21,194	Días perdidos
Índice de accidentabilidad (IA)	0.024	

* No se registraron accidentes laborales mortales.

Se realizó, los días 11, 12 y 13 de diciembre, "La Semana de la Seguridad" y la "IV Convención de Profesionales en Instalaciones Eléctricas de Baja y Media Tensión en Piura", eventos en los que participaron la Dirección de Normas del MINEM y autoridades locales.

Igualmente, ENOSA participó en la Feria de Responsabilidad Social, organizada por la Facultad de Administración de la Universidad Nacional de Piura.

En el año 2013, se ha continuado con la conformación de Comisiones Multisectoriales de Seguridad, habiéndose concretado las de las provincias de Sullana, Morropón y Huancabamba. Junto con las de las provincias de Piura y Tumbes, que quedaron conformadas en el año 2012, totalizan 05 (cinco) comisiones en el ámbito de ENOSA. Ellas están conformadas por diversas instituciones: Osinergmin, Indeci, Fiscalía de Prevención del delito, Compañía de Bomberos, Policía Nacional, Defensoría del Pueblo, Municipalidad, entre otras. Todas vienen apoyando la gestión de prevención de riesgo eléctrico.

Entre las acciones emprendidas por las Comisiones Multisectoriales de Seguridad, figuran las inspecciones hechas para determinar riesgos eléctricos en mercados zonales, ferias, etc.

Además, se han ofrecido capacitaciones al público en general, mediante la participación en ferias tecnológicas y reuniones con dirigentes vecinales.

También se ha tenido reuniones con representantes de las municipalidades, para solicitarles que entre los requisitos de obtención de licencia de construcción, se incluya el "CERTIFICADO DE NO INTERFERENCIA DE REDES ELÉCTRICAS", como acción concreta en la prevención de accidentes por construcciones cercadas a redes eléctricas. Este documento será emitido gratuitamente por ENOSA.

B) MEDIO AMBIENTE

- > Monitoreo mensual de efluentes líquidos, cuerpos receptores y ruidos en centrales de generación térmica.
- > Medición de electromagnetismo en líneas de transmisión.
- > Cumplimiento de normativa emitida por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM (DGAA/MEM).

Los documentos presentados al Ministerio de Energía y Minas y al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental fueron:

RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS EN EL PLAN ANUAL DE MONITOREO AMBIENTAL

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD ANUAL
1	Informe Trimestral Monitoreo Ambiental	4
2	Informe Trimestral Agentes Contaminantes	4
3	Informe Mensual Monitoreo Ambiental 2013	12
4	Informe Trimestral Monitoreo Ambiental	1
5	Mediciones de Efluentes Líquidos	48
6	Mediciones de Cuerpo Receptor	96
7	Mediciones de Emisiones Gaseosas	8
8	Mediciones de Calidad de Aire	16
9	Parámetros Meteorológicos (Estación)	192
10	Mediciones de Ruidos	1,600
11	Mediciones de Electromagnetismo	1,600
12	Mediciones de Iluminación	1,440
13	Mediciones de Temperatura	1,660

C) FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA

Se paralizaron 150 obras de construcción civil por altos riesgos eléctricos, según el procedimiento 107-2010-OS/CD, cuyo detalle se muestra a continuación:

Estado	Total General	% de atención
Compromiso de retiro de lote en invasión en franja LT	5	3%
Instalación de cobertores	8	5%
No hay respuesta de acciones por parte de la municipalidad	9	6%
Pendiente de ejecutar	9	6%
Se programó trabajos	11	7%
Se retiró panel	1	1%
Se reubicó redes de MT	104	69%
Sin respuesta de Osinergmin	3	2%
TOTAL GENERAL	150	100%

D) SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD (SIG)

Desde el mes de febrero del año 2013 se inició la implementación del Sistema de Gestión de Calidad, bajo los estándares establecidos en la Norma ISO 9001:2008, marcando el punto de inicio del proceso de implementación y consolidación de nuestro Sistema Integrado de Gestión.

En este proceso, se programaron y ejecutaron capacitaciones en todos los niveles de la organización, relacionadas a la Sensibilización en el Sistema de Gestión de la Calidad, Interpretación de la Norma ISO 9001:2008 y formación de Auditores Internos.

Adicionalmente se desarrollaron actividades en los diferentes procesos, para la elaboración, revisión y posterior aprobación de la Base Documental del Sistema, encaminados a la implementación, seguimiento y control de los procesos, lo cual permitirá alcanzar en el ejercicio 2014 la Certificación de nuestro Sistema de Gestión de la Calidad, bajo los estándares internacionales de la Norma ISO 9001:2008.



capítulo 7/



GESTIÓN

COMERCIAL



7.1 EVOLUCIÓN DE LA TARIFA

La remuneración que recibimos de la tarifa aplicable a nuestros clientes finales es el Valor Agregado de Distribución (VAD). El principal componente del VAD es la anualidad de la inversión del Valor Nuevo de Reemplazo, que permite la remuneración de activos de un Sistema Económicamente Adaptado, propio de una empresa modelo eficiente.

Para determinar el Sistema Económicamente Adaptado se diseña una red óptima, capaz de soportar la máxima demanda, a costo mínimo, de los componentes de inversión, operación y mantenimiento, y calidad de servicio.

La tarifa de venta de energía en baja tensión-BT5R mostró la siguiente evolución en los principales sistemas eléctricos de la empresa:

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA - SECTOR BT5R (CTMS.S./KWH)

Sistema Eléctrico	nov-2012	dic-2012	ene-2013	feb-2013	mar-2013	abr-2013	may-2013	jun-2013	jul-2013	ago-2013	sep-2013	oct-2013	nov-2013	dic-2013
Ciudad sede	38.98	38.60	38.75	39.81	40.10	40.10	36.56	37.63	38.53	39.35	39.46	39.46	43.81	43.81
Semi urbano	42.59	42.20	42.34	43.55	43.90	43.90	41.01	42.15	43.18	44.09	44.21	44.21	43.77	43.77
Rural	48.50	47.97	48.13	49.56	49.97	49.97	46.28	47.55	48.74	49.77	49.91	49.91	65.20	65.20

Fuente: Gerencia Comercial



La composición de la tarifa de cada actividad en el mes de diciembre de 2013/2012 fue la siguiente (se expresa en céntimos de Sol por kWh):

Mes/Año	Unid	Gen	SPT	SST	VAD-MT	VAD-BT	TOTAL
Diciembre - 2012	cS./ kWh	19.96	3.29	1.6	2.24	11.51	38.6
	%	51.71%	8.52%	4.15%	5.80%	29.82%	100.00%
Diciembre - 2013	cS./ kWh	20.23	4.26	1.06	3.4	14.87	43.82
	%	46.17%	9.72%	2.42%	7.76%	33.93%	100.00%

7.2 MECANISMOS DE COMPENSACIÓN

7.2.1 FONDO DE COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA (FOSE)

El FOSE fue creado por la Ley N°27510 para permitir el subsidio cruzado dentro del sector eléctrico. Este mecanismo busca favorecer a los clientes de menores recursos económicos, quienes no podrían acceder al servicio de otra manera.

Los beneficiarios son clientes residenciales cuyo consumo es menor a 100 kWh al mes. Este subsidio se financia gracias a una sobretasa que se aplica a otros clientes y empresas distribuidoras.

Inicialmente, el beneficio se fijó por un periodo de treinta meses (desde el 1 de noviembre de 2001). Luego, por Ley N°28307, se dispuso su vigencia indefinida. A partir de noviembre de 2001 se hacen transferencias de fondos entre empresas aportantes y receptoras.



Por la naturaleza de su mercado, ENOSA es una empresa receptora. Por eso, durante el año 2013 recibió S/. 6.5 millones de Edelnor y Luz del Sur. El detalle es el siguiente:

DEPÓSITOS FOSE LEY (MILES DE S./.)

Año 2013	Edelnor	Luz del Sur	Total
Enero	215.4	335.1	550.4
Febrero	230.1	318.6	548.7
Marzo	227.0	312.9	540.0
Abril	223.9	307.3	531.2
Mayo	195.7	280.2	475.9
Junio	192.6	273.2	465.8
Julio	189.4	266.2	455.6
Agosto	225.8	317.6	543.4
Setiembre	208.9	291.2	500.1
Octubre	192.3	265.6	457.9
Noviembre	256.7	488.4	745.1
Diciembre	238.5	456.4	694
TOTAL (MILES DE S./.)	2,596.4	3,912.6	6,509.0

7.2.2 MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA USUARIOS REGULADOS DEL SEIN

El 23 de julio de 2006 se publicó en el diario oficial El Peruano la Ley N°28832, cuyo objetivo es asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. El artículo 29 de dicha ley creó el precio a nivel de generación para los consumidores finales de electricidad, los cuales son sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen y se encuentran en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

El precio es calculado como el promedio ponderado de los contratos con licitación o sin ella.

Asimismo, se dispone el establecimiento de un mecanismo de compensación entre usuarios regulados del SEIN que permita que el precio a nivel generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

Mediante Decreto Supremo N°019-2007-EM, se aprobó el Reglamento de mecanismo de compensación entre los usuarios regulados del SEIN, norma que dispone que el Osinergmin apruebe los procedimientos necesarios para calcular el precio a nivel de generación, y determina el programa de transferencia entre empresas aportantes y receptoras del mecanismo de compensación. En cumplimiento de dicha disposición, se aprobó la norma precios a nivel de generación y mecanismos de compensación entre usuarios regulados, con resolución Osinergmin N°180-2007-OS/CD y sus modificatorias.

En el año 2013 ENOSA aportó S/. 3.08 millones.

ELECTRONOROESTE S.A.

PERIODO	RECEPTORA	APORTANTE	SALDO
ENE.	-	996	995.6
FEB.	-	791	791.2
MAR.	-	809	809.1
ABR.	1,142	827	-314.3
MAY.	14	-	-13.7
JUN.	14	-	-13.8
JUL.	183	-	-183.2
AGO.	-	177	176.6
SEP.	-	178	178.0
OCT.	-	417	417.0
NOV.	-	120	120.3
DIC.	-	123	122.7
TOTAL (MILES S./.)	1,353	4,437.9	3,085.4



7.2.3 MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS (MCSA)

La Ley N°28832 creó el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, cuyo objetivo es favorecer el acceso y la utilización de energía eléctrica a los usuarios regulados, que son atendidos a través de dichos sistemas (artículo N° 30).

Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los precios en barra de los sistemas aislados y los precios en barra del sistema eléctrico interconectado nacional.

En el año 2013, los aportes a ese mecanismo sumaron S/3.54 millones. El detalle es el siguiente:

ELECTRONOROESTE S.A.

PERIODO	RECEPTORA	APORTANTE	SALDO
ENERO		266.5	266.5
FEBRERO		259.8	259.8
MARZO		303.0	303.0
ABRIL		278.8	278.8
MAYO		291.1	291.1
JUNIO		277.5	277.5
JULIO		326.0	326.0
AGOSTO		293.5	293.5
SETIEMBRE		299.2	299.2
OCTUBRE		300.6	300.6
NOVIEMBRE		333.1	333.1
DICIEMBRE		306.1	306.1
TOTAL (MILES S./)		3,535.2	3,535.2

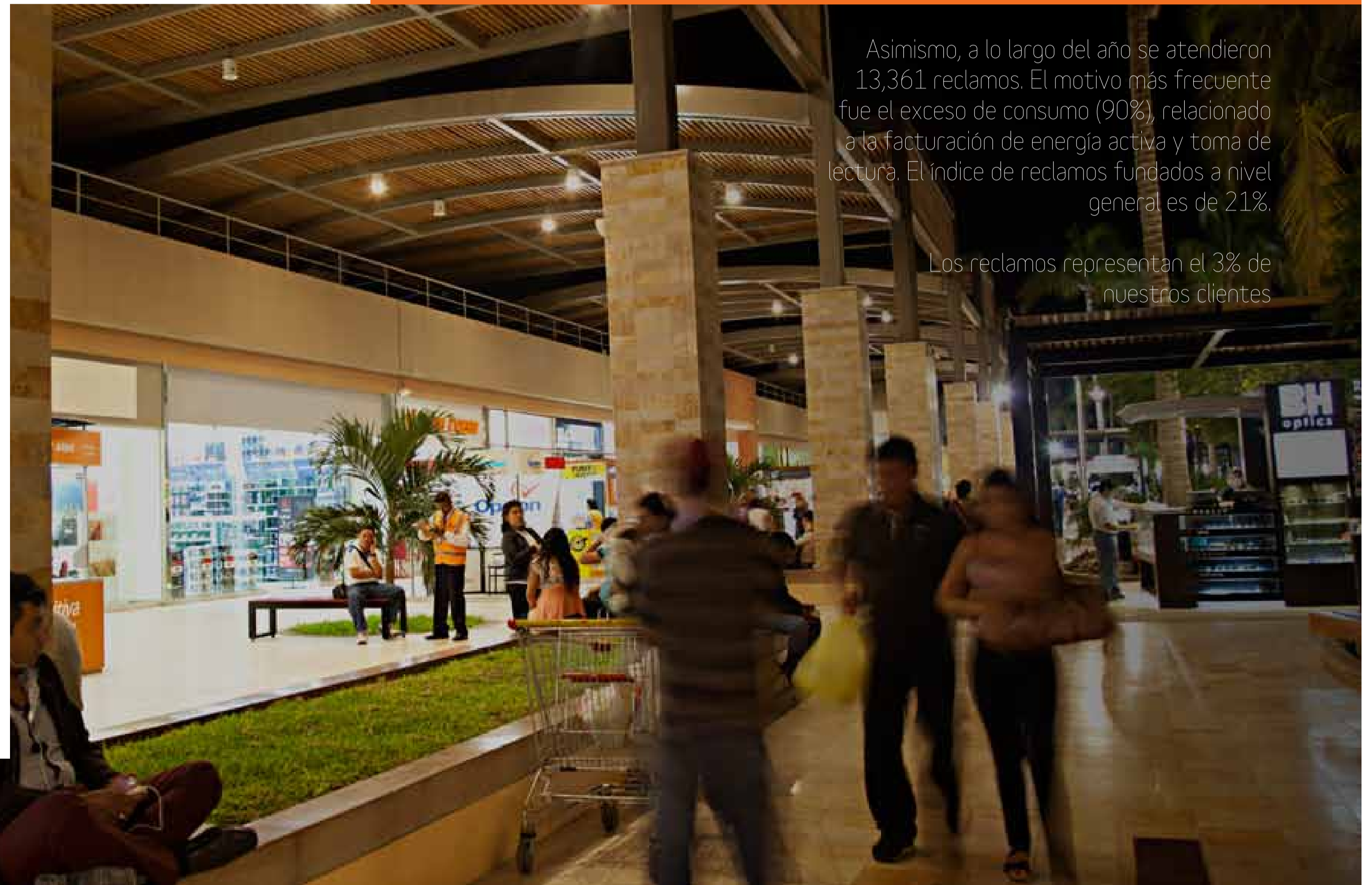
7.3 SERVICIO COMERCIAL

ENOSA CONTINUÓ MEJORANDO LA ATENCIÓN A SUS CLIENTES, REGISTRANDO PARA LA ATENCIÓN DE SOLICITUDES DE NUEVOS SUMINISTROS Y RECONEXIONES, TIEMPOS DE ATENCIÓN POR DEBAJO DE LOS PLAZOS LÍMITES FIJADOS POR LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS (NTCSE).

En ese sentido, se registró el tiempo promedio de 5.04 días para la atención de nuevos suministros, inferior a los 7.00 días que establece la NTCSE, mientras que las reconexiones se atendieron en un promedio de 6.02 horas, aunque la NTCE dispone 24 horas.

Asimismo, a lo largo del año se atendieron 13,361 reclamos. El motivo más frecuente fue el exceso de consumo (90%), relacionado a la facturación de energía activa y toma de lectura. El índice de reclamos fundados a nivel general es de 21%.

Los reclamos representan el 3% de nuestros clientes



7.4 NUEVOS NEGOCIOS

Plan comercial de venta eficiente

Con el fin de reducir los pagos por concepto de potencia coincidente al SEIN, se nivela la punta, a través de la generación propia. Los ingresos por potencia y energía fueron de S/.856.5 miles y la utilidad anual fue de S/. 449.4 miles.

TENIENDO COMO OBJETIVO MEJORAR EL MARGEN COMERCIAL, SE HAN IMPLEMENTADO PROGRAMAS QUE BUSCAN LA CREACIÓN DE VALOR PARA LA COMPAÑÍA, TALES COMO:

Puestas a tierra

En abril del 2013 se inició el programa de instalación de puestas a tierra a los nuevos suministros. Se han atendido 3,320 de estas instalaciones, las mismas que han generado un ingreso por este concepto de S/. 1,177.5 miles, con una utilidad anual de S/. 443.8 miles.

Alquiler de postes

De los contratos suscritos con los operadores de telefonía y cable para internet y/o señal de televisión, se ha recaudado S/. 2,012.2 miles.



7.5 CLIENTES

COMO EMPRESA DE SERVICIO, LA FILOSOFÍA DE ENOSA ES ALCANZAR Y MANTENER UN ALTO NIVEL DE SATISFACCIÓN DE SUS CLIENTES.

EN CONSECUENCIA, SU ESTRATEGIA EMPRESARIAL NO SOLO BUSCA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD, SINO TAMBIÉN BRINDAR UN SERVICIO DE EXCELENCIA AL MAYOR NÚMERO DE USUARIOS, TENIENDO EN CUENTA LA IMPORTANCIA DE LA ELECTRICIDAD EN LA CALIDAD DE VIDA DE LAS PERSONAS.



Al cierre del año 2013 ENOSA alcanzó 426,011 clientes, 7.1% más que en 2012 (397,662 clientes)

Mercado	2013	Participación en el mercado
Mercado Regulado	426.010	100.00%
- Baja tensión	424.445	99.63%
- Media tensión	1.562	0.37%
- Alta tensión	3	0.01%
Mercado Libre	1	0.01%
- Media tensión	1	0.01%
TOTAL	426.011	100%

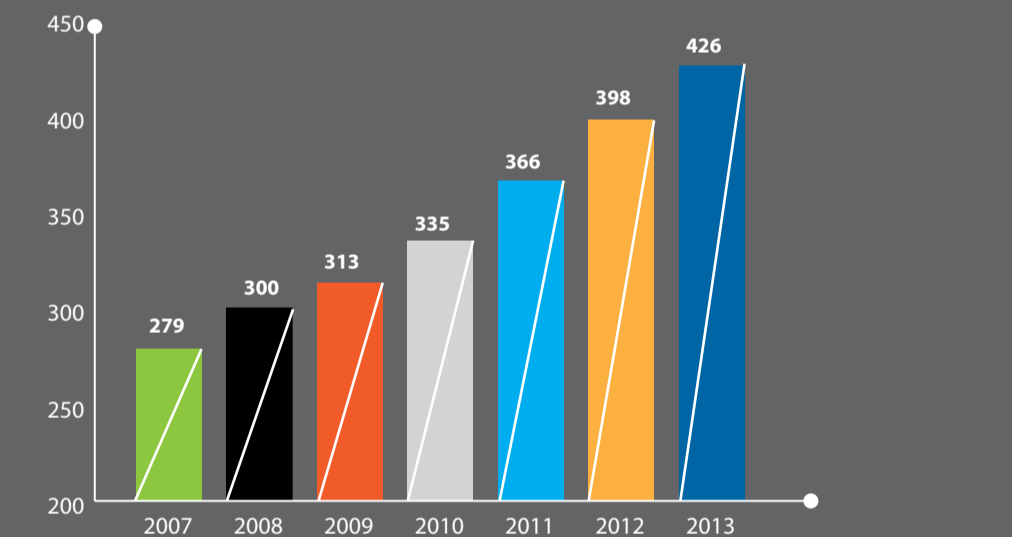
EVOLUCIÓN DE CLIENTES POR MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN

En el año 2013 se incorporaron 28,349 clientes. El mayor crecimiento de usuarios se produjo en el nivel de baja tensión (sector residencial), gracias a la incorporación de nuevos suministros en los sistemas eléctricos rurales, los cuales representan el 49.01% de los clientes incorporados (13,895). La evolución por sectores de consumo en los últimos años ha sido la siguiente:

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Crecimiento 2013/2012
MERCADO REGULADO	279,264	300,179	313,089	335,030	365,833	397,659	426,010	28,351
- Baja Tensión	278,311	299,145	311,941	333,793	364,487	396,196	424,445	28,249
* Residencial	262,104	282,563	294,978	316,492	346,898	378,374	405,421	27,047
* No residencial	16,207	16,582	16,963	17,301	17,589	17,822	19,024	1,202
- Media tensión	950	1,031	1,145	1,234	1,342	1,460	1,562	102
- Alta tensión	3	3	3	3	4	3	3	0
MERCADO LIBRE	2	1	2	1	1	3	1	0
- Media tensión	2	1	1	0	0	2	1	-1
- Alta tensión	0	0	1	1	1	1	0	-1
TOTAL	279,266	300,180	313,091	335,031	365,854	397,662	426,011	28,349

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES (MILES)



EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES

Unidad de Negocio	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Crecimiento 2013/2012
Piura	84,928	91,017	94,053	96,649	102,138	109,445	114,727	5,272
Tumbes	36,997	38,638	40,331	42,173	44,046	45,518	48,351	2,833
Talara	26,720	27,502	28,974	30,000	31,187	32,249	33,115	866
Alto Piura	32,190	35,869	37,260	42,824	51,104	61,330	73,601	12,271
Sullana	62,330	68,802	71,494	79,318	89,208	97,602	100,449	2,847
Paíta	20,808	21,527	22,184	23,826	25,376	27,433	29,638	2,205
Bajo Piura	15,293	16,825	18,795	20,241	22,765	24,075	26,130	2,055
TOTAL	279,266	300,180	313,091	335,031	365,834	397,662	426,011	28,349

EVOLUCIÓN DE CLIENTES POR UNIDADES DE NEGOCIO

El número de clientes atendidos por las Unidades de Negocio aumentó durante el año 2013.

7.6 FONDO DE INCLUSIÓN SOCIAL ENERGÉTICO-FISE

LA LEY Nº29852, QUE CREA EL FONDO DE INCLUSIÓN SOCIAL ENERGÉTICO (FISE), ES UN MECANISMO DE POLÍTICA DE INCLUSIÓN SOCIAL DEL ESTADO, DESTINADO A EXPANDIR LA FRONTERA ENERGÉTICA EN LOS SEGMENTOS VULNERABLES DE LA POBLACIÓN.

Los beneficiarios son clientes residenciales que se determinan tomando como base el consumo promedio anual menor o igual a 30 KWh y que cuenten con cocina a GLP.

ENOSA ha beneficiado a 50,090 clientes del servicio eléctrico, pertenecientes a los sectores vulnerables de las regiones de Piura y Tumbes, quienes han hecho efectivo el vale de descuento de S/.16.00 al momento de comprar el balón de GLP.

Se ha atendido a la población de los 11 distritos de Piura y Tumbes, siendo los de Piura, Morropón, Sullana, Ayabaca y Tumbes, los que albergan al 86% del total de beneficiarios.

Provincia	Beneficiarios	%
Piura	22,556	45%
Morropón	10,268	20%
Sullana	4,783	10%
Ayabaca	2,887	6%
Tumbes	2,434	5%
Paita	2,287	5%
Huancabamba	1,779	4%
Sechura	1,335	3%
Talara	1,094	2%
Contralmirante villar	342	1%
Zarumilla	325	1%
TOTAL	50,090	100%

Los distritos de la provincia de Piura (Tambogrande, Piura, La Arena, Castilla y Catacaos), de la provincia de Morropón (Chulucanas) y de la provincia de Sullana (Sullana) son los que registran mayor número de beneficiarios, con el 54% del total de ellos.



7.5 COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN

Es una medida que determina el porcentaje de habitantes que tienen acceso regular a la energía eléctrica dentro de la zona de concesión.

El coeficiente promedio de electrificación dentro de la zona atendida por ENOSA, al culminar el 2013, fue 81.38%, porcentaje que significa un incremento de 4.42% respecto al del 2012. Entonces se registró un coeficiente de 76.96%, con variaciones significativas, según el área geográfica, debido a que el país tiene muchas zonas sin acceso a energía eléctrica. Este es uno de los mayores retos que tenemos como empresa: llevar energía eléctrica al mayor número de peruanos, en el ámbito de nuestra concesión.



La evolución de este indicador por Unidades de Negocio en los dos últimos años ha sido como sigue:

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN 2012 - 2013		
Unidad de Negocio	2012	2013
Piura	86.25%	89.16%
Tumbes	69.08%	72.40%
Talara	95.50%	96.86%
Alto Piura	67.90%	80.26%
Sullana	73.49%	74.61%
Paita	81.99%	87.54%
Bajo Piura	71.36%	76.59%
TOTAL	76.96%	81.38%

También han contribuido a elevar el indicador, la aplicación de políticas de facilidades de pago para nuevos suministros, la respuesta al programa de independización eléctrica de predios durante el último trimestre del año, la captación de clientes de proyectos ejecutados en coordinación con el MEM, así como los proyectos de electrificación y de ampliación de redes, propios de la empresa.

7.8 VENTA DE ENERGÍA

POR MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN

En el año 2013 ENOSA alcanzó ventas por 1,116,395 MWh, de los cuales 98.54% corresponde al mercado regulado y 1.46% al mercado libre. Dentro del mercado regulado, la mayor venta se da en Media Tensión (53.83%).

Mercado (EN MWH)	2013	Participación en el mercado
Mercado Libre	16,335	1.46%
Mercado Regulado	1,100,061	98.54%
- Alta tensión	6,971	0.62%
- Media tensión	600,964	53.83%
- Baja tensión	492,125	44.08%
* Domiciliario	365,577	32.75%
* No domiciliario	79,827	7.15%
* Alumbrado público	46,721	4.19%
TOTAL	1,116,395	100%

EVOLUCIÓN DE VENTA DE ENERGÍA POR MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN

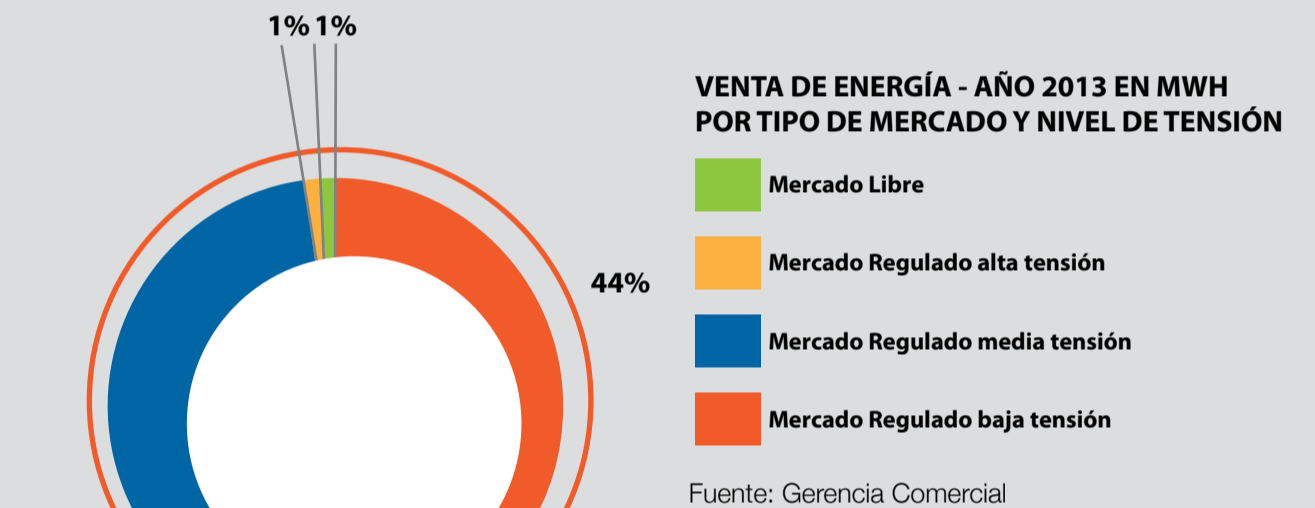
La energía vendida en el año 2013 fue de 1,116.4GWh; es decir, 2.4% más que en el año 2012 (1,090.0 GWh). En el mercado regulado se vendió 1,100.1 GWh (98.54%) y en el mercado libre 16.3 GWh (1.46%).

En el mercado libre se aprecia una reducción de consumo de 20.98 GWh con respecto al año 2012 (-56.2%), debido al retiro de un cliente libre que se tenía en el año 2012.

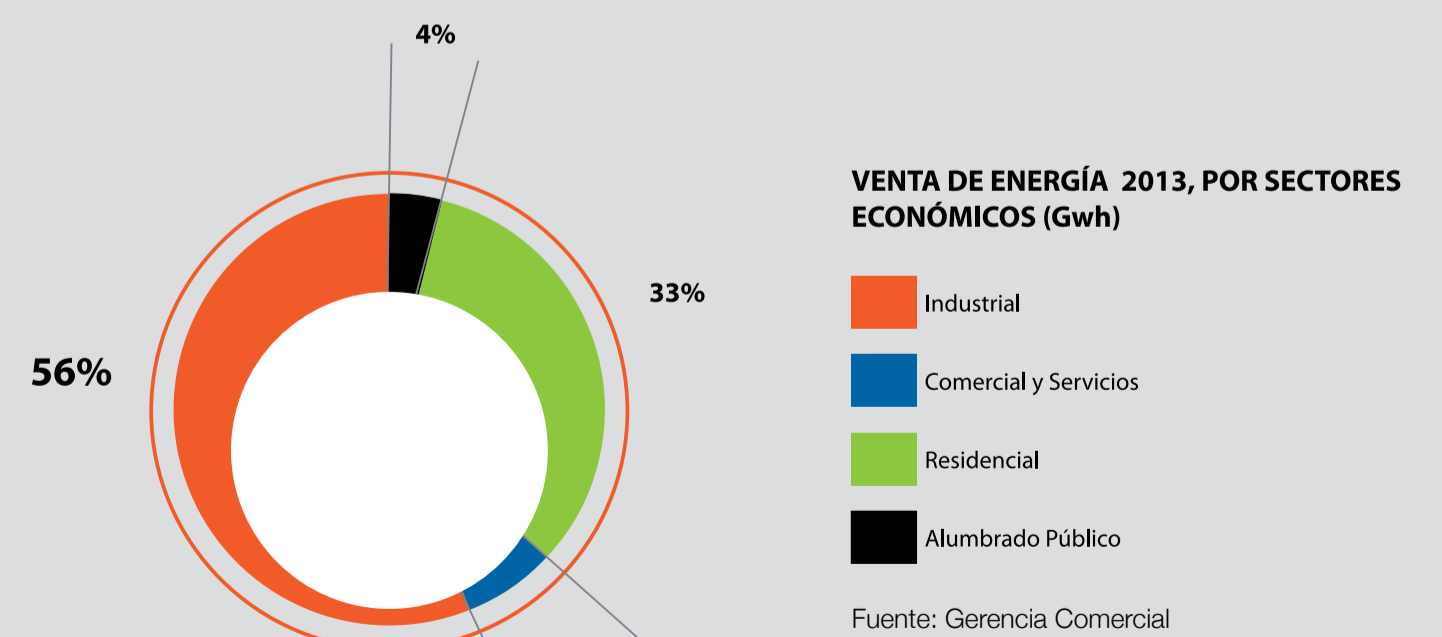
El mayor consumo del mercado regulado, influido por el aumento del consumo de los clientes en baja y media tensión (28.58 y 18.92 GWh, respectivamente), favoreció las ventas. Cabe resaltar que 53.78 GWh del incremento correspondió al sector domiciliario.

VENTA DE ENERGÍA POR MERCADOS (EN MWH)

Mercado	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación 2012/2013
Mercado Libre	4,648	5,098	5,636	21,463	25,975	32,951	37,315	16,335	-56.2%
Mercado Regulado	598,559	654,873	737,612	781,554	823,625	957,562	1,052,669	1,099,456	4.4%
- Alta tensión	641	4,226	6,000	6,056	5,665	5,997	7,081	6,971	-1.5%
- Media tensión	319,106	343,948	393,157	417,654	434,789	521,128	582,040	600,964	-1.5%
- Baja tensión	278,812	306,699	338,455	357,844	383,170	430,437	463,548	492,125	6.0%
* Domiciliario	184,352	205,267	228,663	241,181	259,100	280,462	311,796	365,577	17.2%
* No domiciliario	61,438	67,664	75,274	80,545	124,070	109,511	110,360	79,222	-28.8%
* Alumbrado público	33,022	33,768	34,518	36,118	37,080	40,464	41,392	46,721	12.9%
TOTAL	603,207	659,971	743,248	803,017	849,600	990,513	1,089,983	1,116,395	2.4%



POR SECTORES ECONÓMICOS



7.9 PRODUCCIÓN Y COMPRA DE ENERGÍA

A) PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

COMO EMPRESA DISTRIBUIDORA, ENOSA ADQUIERE LA MAYOR PARTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A EMPRESAS GENERADORAS. AUNQUE TAMBIÉN PRODUCE UNA PARTE EN SUS PEQUEÑAS CENTRALES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA Y TÉRMICA.

La producción propia fue de 14.43 GWh, cifra 13.72% mayor que la del año 2012 (12.68 GWh). Del volumen total de energía, 97.54% se obtuvo por generación hidráulica y 2.46% por generación térmica.

B) COMPRA DE ENERGÍA

Durante el año 2013, ENOSA compró 1,250.9 GWh a empresas generadoras; es decir, 33 GWh (2.7%) más que en el año 2012 (1,217.9 GWh). Dicho incremento fue consecuencia del mayor consumo en el sector regulado.

Generador	2009	2010	2011	2012	2013	% Partic.
CAHUA	11,468	0	0	0	0	0.0%
EDEGEL	54,042	54,899	10,132	9,343	5,402	0.4%
EEPSA	19,432	17,264	12,090	15,387	0	0.0%
EGASA	6,741	0	0	0	0	0.0%
EGEMSA	6,728	0	0	0	21,673	1.7%
EGENOR	92,870	69,409	89,887	100,928	89,898	7.2%
EGESUR	2,280	0	645	1,046	35	0.0%
ELECTROANDES	27,506	0	0	0	0	0.0%
ELECTROPERU	361,443	398,464	244,833	600,761	434,150	34.7%
ENERSUR	41,297	31,877	0	55,662	142,644	11.4%
INADE	1,024	1,206	812	829	634	0.1%
SAN GABAN	27,422	0	260,885	245,897	269,192	21.5%
SHOUGESA	2,054	0	0	0	0	0.0%
SINERSA	202,274	171,076	137,702	155,357	101,435	8.1%
MINERA CORONA	5	0	0	0	0	0.0%
TERMOSELVA	6,698	7,384	0	17,568	49,219	3.9%
KALLPA	28,788	197,310	335,681	0	5,021	0.4%
SANTA CRUZ	1,086	0	0	0	0	0.0%
CHINANGO	1,883	0	2,531	14,502	819	0.1%
Agrícola	127	641	341	589	2,036	0.2%
SDF ENERGÍA	0	0	1,671	0	14,646	1.2%
SN POWER PERÚ	0	0	6,792	0	67,204	5.4%
MAJA ENERGÍA	0	0	104	0	0	0.0%
AGUAS Y ENERGIA PERU	0	0	0	116	0	0.0%
CELEPSA				0	10,829	0.9%
FENIX POWER				0	33,630	2.7%
PETRAMAS				0	99	0.0%
SEDE PIURA				0	2,167	0.2%
HIDROCAÑETE				0	18	0.0%
MAPLE ETANOL				0	161	0.0%
Suministro sin contrato	0	0	0	0	0	0.0%
TOTAL	895,349	949,541	1,104,106	1,217,985	1,250,913	100.0%



7.10 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS

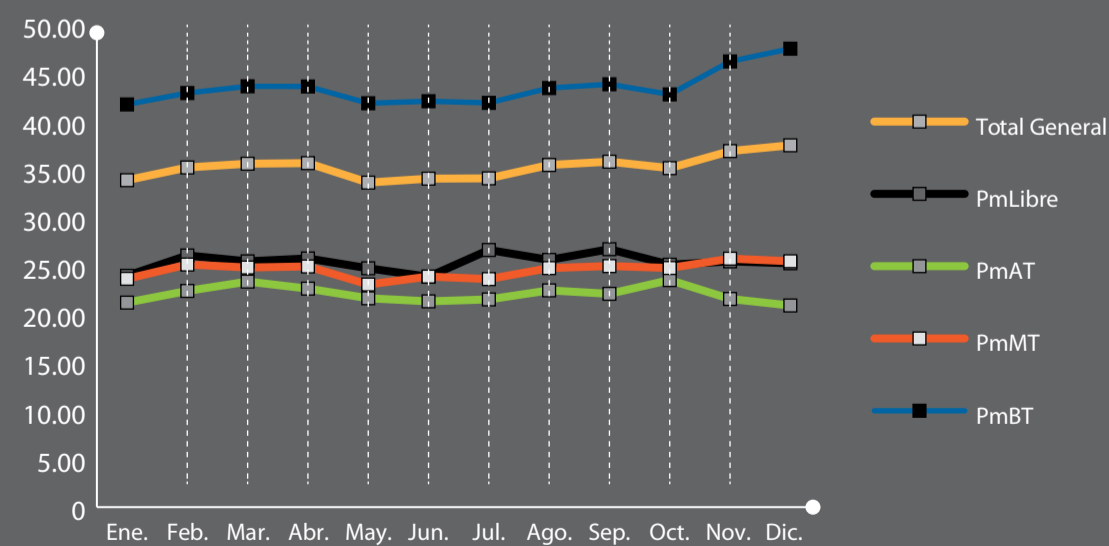
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
PmBT	41.78	42.96	43.66	43.64	41.90	42.11	41.94	43.48	43.87	42.82	46.24	47.56
PmMT	23.69	25.17	24.86	24.97	23.10	23.92	23.66	24.80	25.01	24.81	25.78	25.51
PmAT	21.22	22.43	23.40	22.67	21.67	21.35	21.55	22.49	22.13	23.56	21.60	20.92
PmLibre	24.00	26.11	25.50	25.80	24.78	23.90	26.68	25.65	26.76	25.15	25.50	25.30
TOTAL GENERAL	33.92	35.24	35.63	35.69	33.67	34.08	34.11	35.50	35.84	35.17	36.94	37.54

El precio promedio de venta de energía en el año 2013 fue de 37.54 céntimos de Sol por kWh, lo que significa que subió en 9.50% respecto al promedio del año 2012 (34.28 céntimos de Sol por kWh). Dicho aumento favoreció los ingresos de la empresa.

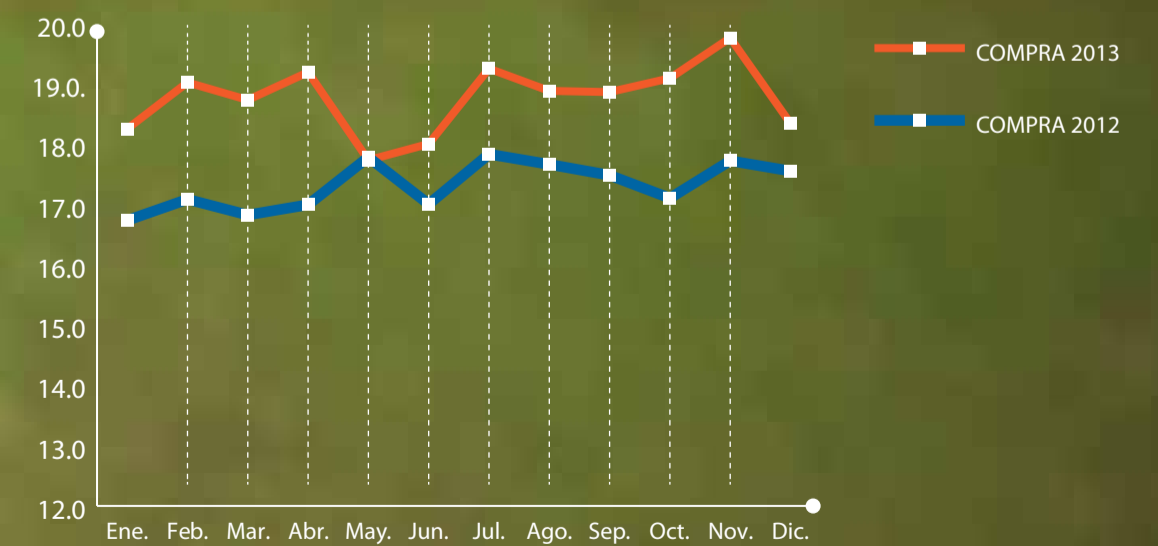
En el año 2013, el precio medio de venta en el sector baja tensión aumentó en 12.61% respecto al año 2012. En media tensión, el aumento fue de 6.38%; y en alta tensión aumentó 3.12%. En el mercado libre de alta tensión el aumento fue de 2.08%.

La evolución mensual del precio medio de compra de energía y potencia permite observar que al cierre de 2013 se alcanzó 18.84 céntimos de Sol por kWh, un aumento de 8.8% respecto al promedio del año 2012 (17.32 céntimos de Sol por kWh).

PRECIO MEDIO DE VENTA AÑOS 2013



PRECIO MEDIO DE COMPRA 2012-2013





capítulo 8/

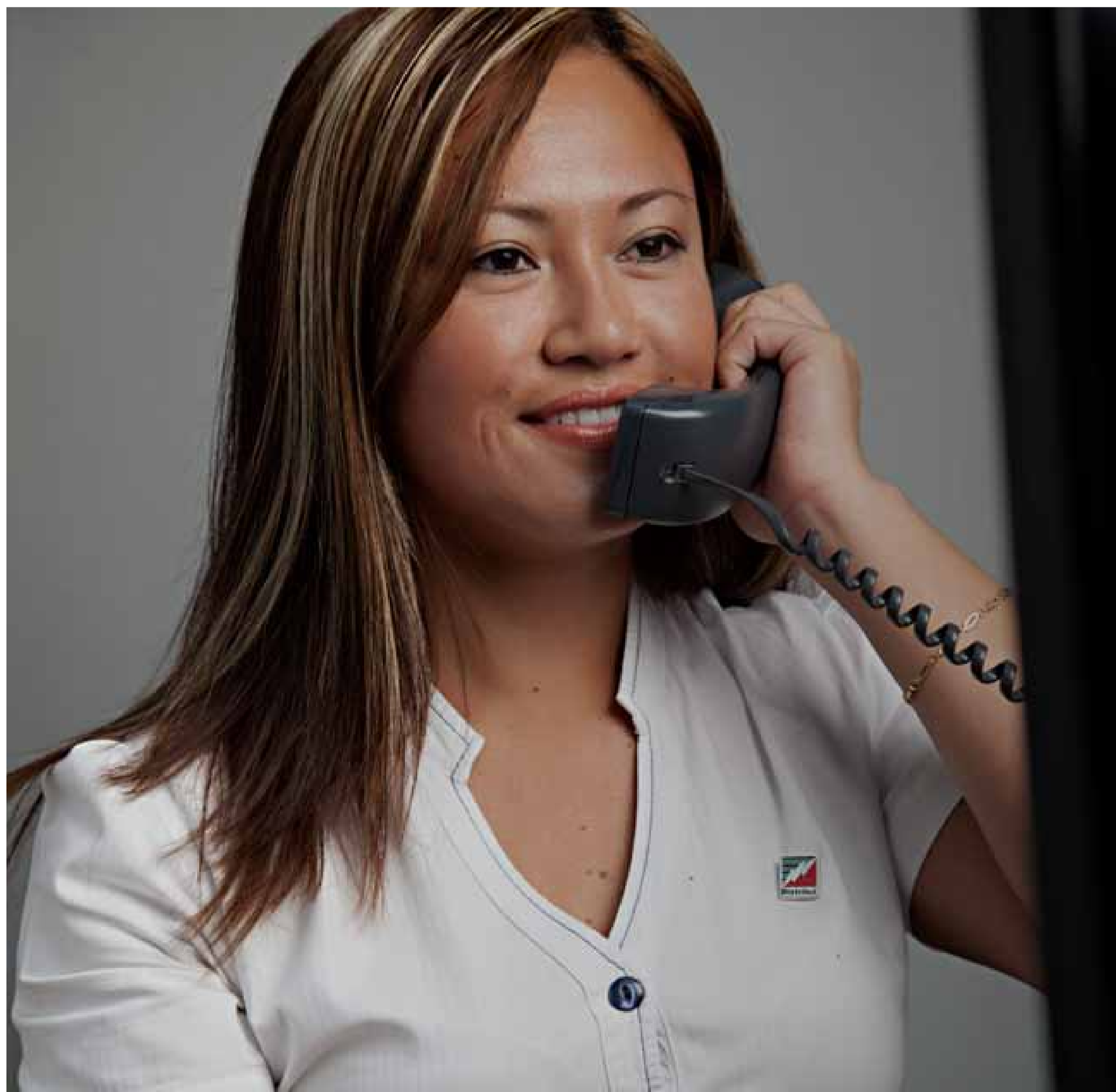
GESTIÓN

ADMINISTRATIVA

8.1 RECURSOS HUMANOS

La gestión de recursos humanos intensificó los programas de capacitación previo diagnóstico del perfil conductual realizado por una consultora, a fin de desarrollar las competencias de los colaboradores, a nivel gerencial, de jefaturas y de mandos medios.

Se realizaron concursos mediante convocatoria externa, para cubrir plazas vacantes originadas por renunciaciones voluntarias.



A) FUERZA LABORAL

Estuvo conformada por 244 colaboradores en planilla y 21 trabajadores integrados a través de Intermediación Laboral, según el siguiente detalle:

Concepto	2012	2013
Estables	224	239
Contratos a modalidad	15	5
Cooperativa	21	21
TOTAL	260	265

COMPOSICIÓN DE LA FUERZA LABORAL

La fuerza laboral de la empresa estuvo distribuida de la siguiente manera: 82 colaboradores (31%) cumplen actividades relacionadas con la distribución de energía eléctrica, 85 colaboradores (32%) se desempeñan en actividades comerciales, 90 colaboradores (34%) en actividades administrativas y 08 colaboradores (3%) en actividades de proyectos.

Por actividad	2012	2013
Administración	86	90
Comercialización	94	85
Distribución	75	82
Proyectos	5	8
TOTAL	260	265



B) CAPACITACIÓN

Durante el año 2013 se capacitó al 99.59% del total de trabajadores de planilla. Esta fue una de las mayores preocupaciones de la alta dirección de la empresa, ya que constituye una herramienta eficaz para elevar los niveles de competitividad. Por eso, se desplegó un programa intensivo, dirigido a los diferentes grupos ocupacionales. Cursos relacionados con los diversos puestos de trabajo en la organización fueron los componentes principales de dicho programa.

El personal recibió 17,236 horas de capacitación, distribuidas como se aprecia a continuación:

- Funcionarios	6,388 horas
- Profesionales	5,100 horas
- Técnicos	3,629 horas
- Administrativos	2,119 horas

El índice per cápita de capacitación fue de 69 horas/trabajador.

C) GESTIÓN DE LA RUTINA DIARIA DEL COLABORADOR

Con la finalidad de apoyar en la rutina diaria del colaborador, se ha diseñado e implementado una herramienta de gestión, a través de un módulo informático diseñado para organizar y llevar un control de las reuniones de trabajo, el cual administra, desde la invitación a los asistentes (vía correo electrónico), hasta el cierre del acta de acuerdos. Lo más importante es el monitoreo que hace de las tareas, actividades y de los responsables originados como consecuencia de cada acuerdo tomado en dichas reuniones. Genera, entre otros, los siguientes reportes:

- > Lista de responsables que cumplieron los acuerdos-actividades asignadas.
- > Lista de responsables que no cumplieron los acuerdos-actividades asignadas.
- > Lista de acuerdos asumidos como responsable: pendientes, cumplidos y/o atrasados.

D) CLIMA LABORAL

Se realizó la encuesta sobre clima laboral, en la que se ha determinado que las dimensiones de Compromiso e Identificación generan un 69.8% de satisfacción. Asimismo, se vienen realizando acciones de mejora del clima laboral a corto y mediano plazo, por lo que se ha

establecido un plan de acción en el que se destaca la atención de salud de los trabajadores y sus familiares.

E) SERVICIO MÉDICO

Mediante el correo electrónico se difundió entre los colaboradores, información relacionada con el cuidado de la salud.

Algunos temas abordados fueron:

- > Loncheras para los niños en edad escolar.
- > La natación y sus beneficios.
- > Obesidad y sobrepeso.
- > Semana de la seguridad.
- > Buenas posturas en la oficina y en el auto.

Se realizaron, durante todo el año, campañas de salud dirigidas a los trabajadores y sus familiares, contando con el apoyo de empresas aseguradoras, compañías de seguros, hospitales, clínicas y de un médico ocupacional:

- > Campaña de despistaje y prevención de osteoporosis.
- > Campaña de vacunación contra la influenza.
- > Campaña de despistaje de papanicolaou.
- > Campaña de medición de la presión arterial.
- > Campaña de nutrición.



SEGUROS PERSONALES DE LA EMPRESA

Se dio información, mediante charlas, acerca de los seguros personales que brinda la empresa, como:

> Seguro de Vida Ley de Empleados y Obreros,

> Accidentes Personales, SCTR de Salud y Pensiones,

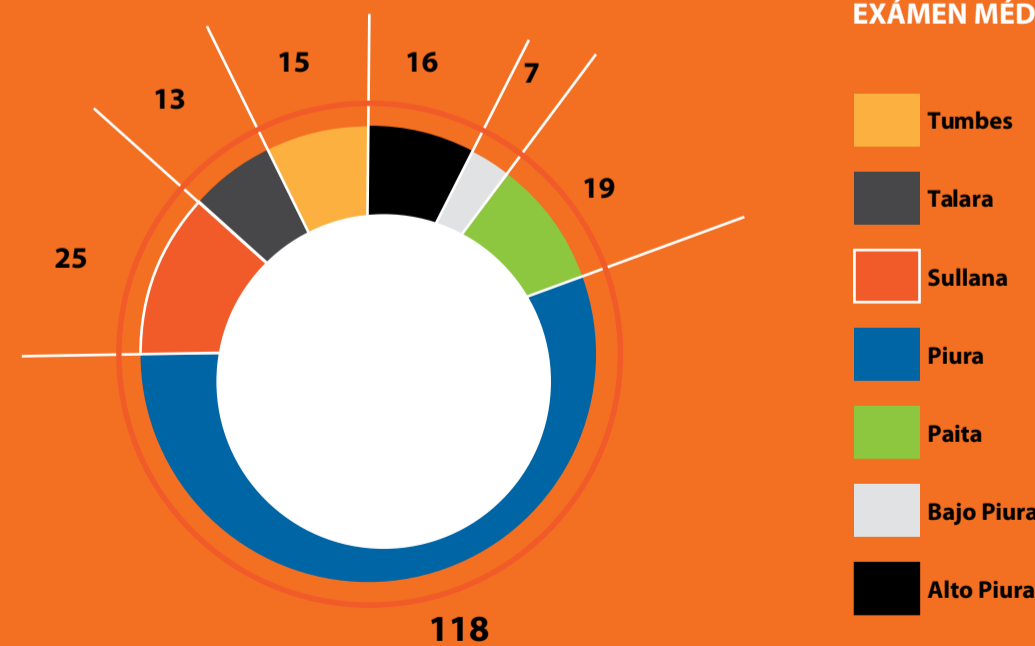
con la finalidad de que los trabajadores conozcan los beneficios de cada uno de ellos, en qué casos se deben utilizar y lugares donde se deben atender. Estas charlas se desarrollaron con el personal de la Gerencia Técnica y las Unidades de Negocio.

Chequeo médico trabajadores

En cumplimiento de la Ley N°29783, de Seguridad y Salud en el Trabajo, y de su reglamento, DS 005-2012, se realizaron los exámenes médicos ocupacionales periódicos, en base al Protocolo de Exámenes Médicos, según Resolución Ministerial N°311-2012. Así lo demuestra el siguiente cuadro:

TRABAJADORES QUE SE REALIZARON EXAMEN MÉDICO OCUPACIONAL	
SEDES DE ENOSA	N° DE TRABAJADORES
Alto Piura	16
Bajo Piura	7
Paíta	19
Piura	118
Sullana	25
Talara	13
Tumbes	15
TOTAL	213

TRABAJADORES DE ENOSA QUE SE REALIZARON EL EXÁMEN MÉDICO OCUPACIONAL PERIÓDICO 2013



La población de la empresa que se sometió al examen médico ocupacional periódico, según sus perfiles:

	ALTO PIURA	BAJO PIURA	PAITA	PIURA	SULLANA	TALARA	TUMBES
Perfil I	3	3	6	38	10	5	7
Perfil II	4	0	3	17	4	3	2
Perfil III	3	3	3	31	2	1	5
Perfil IV	6	1	7	32	9	4	1
TOTAL	16	7	19	118	25	13	15

H) SEGUROS

En el año 2012 se puso en marcha el seguro de asistencia médica familiar, para los colaboradores y sus dependientes. En el presente año, se incrementó a 65 el número de trabajadores afiliados con sus familiares. Otro grupo de colaboradores decidió afiliarse a una EPS (Empresa Prestadora de Salud), que viene funcionando desde hace 11 años.

PLAN DE ASISTENCIA MÉDICA FAMILIAR

N° DE TRABAJADORES	N° DE TRABAJADORES
65	157

EMPRESA PRESTADORA DE SALUD (EPS)

N° DE TRABAJADORES	N° DEPENDIENTES
50	78

I) RESPONSABILIDAD SOCIAL

ENOSA desarrolla actividades de responsabilidad social orientadas a contribuir con el desarrollo de la comunidad en general. Crear conciencia social forma parte de los valores de la empresa. En el año 2013, las iniciativas más destacadas fueron:

- > Implementación del Plan Piloto de Seguridad y Orientación denominado "Aprendiendo con energía", a través de la alianza estratégica con la Dirección Regional de Educación de Tumbes, que permitirá la realización de talleres de capacitación a 600 docentes. Se beneficiarán más de 10 mil alumnos de primaria y secundaria, pues se incluirá en la curricula educativa un curso específico al respecto.
- > Apoyo a la difusión de mensajes relacionados con la igualdad de derechos de las personas, contra la influenza, contra la trata de personas, recomendaciones de seguridad, entre otros.
- > Concurso de pintura "Iluminando tu Navidad", dirigido a niños especiales. El trabajo ganador fue motivo de tarjetas navideñas. A pesar de las limitaciones físicas, los participantes expresaron creatividad y entusiasmo. Participaron más de 40 niños de los diferentes centros especiales de los distritos de Tumbes.
- > Dictado de charlas sobre el servicio del sistema eléctrico. Se abordaron temas como riesgos eléctricos, ahorro de la energía, uso seguro y adecuado de la electricidad, distancias mínimas de seguridad y qué hacer en caso de emergencia. Las charlas estuvieron dirigidas a pobladores de los asentamientos.
- > Concurso individual de nacimientos ubicados en el interior de las viviendas, en la provincia de Tumbes. En forma paralela, se desarrolló, en la ciudad de Piura, el concurso grupal de nacimientos montados en el exterior de las viviendas. Esta competencia tuvo por finalidad resaltar los valores de unidad familiar, así como incentivar la seguridad eléctrica, en fechas especiales, tanto en el interior de la vivienda como en la vía pública.

8.2 TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES

A) SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y EQUIPAMIENTO

La empresa suscribió un contrato para el alquiler de 155 computadoras de escritorio, las mismas que cuentan con procesador I7 e I5 de tercera generación. Este equipo permitió que los trabajadores dispusieran de la tecnología apropiada para operar los sistemas de información y servicios con que cuenta la empresa. El contrato tiene una duración de 48 meses y un valor total de USD 202,163.52 (sin incluir IGV).

Por medio de la compra corporativa Fonafe, se adquirieron cinco modernas computadoras de escritorio, y 14 laptops de escritorio, todas con procesador I5. Estos equipos fueron el soporte adecuado para que, las áreas de Clientes Mayores y Técnica pudieran efectuar la instalación, administración, lectura y configuración de medidores electrónicos y equipos de protección instalados en la infraestructura eléctrica de la empresa. El costo de la adquisición de estos equipos fue de S/. 39,560.75 (sin incluir IGV).

Se mantuvieron vigentes los contratos referidos al mantenimiento de licenciamiento Microsoft y SAP.

B) TELECOMUNICACIONES

ADQUISICIÓN DE INFRAESTRUCTURA

Con la finalidad de optimizar las comunicaciones en los enlaces con la Sede Corporativa Piura y las oficinas principales de Unidades de Negocio, se adquirieron nueve equipos aceleradores de ancho de banda, los mismos que permitieron optimizar los anchos de banda existentes. De esta manera, se logró que los sistemas de información y servicios de TIC trabajen de manera más eficiente. Esta inversión tuvo un costo de S/. 186,313.23 (sin IGV).

Con la finalidad de mejorar el servicio de atención al cliente y las comunicaciones internas y externas de la Unidad de Negocio Piura, se amplió el ancho de banda de esta Unidad de Negocio, de 512Kbps a 1Mbps. La ampliación de este enlace de comunicaciones mejoró considerablemente la operación con el Sistema Comercial NGC, el ERP SAP, el servicio de correo y la telefonía IP.

capítulo9/

ESTADOS FINANCIEROS



DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Accionistas de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. – ENOSA

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. - ENOSA. (una compañía peruana, subsidiaria del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE), que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012, y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y un resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia sobre los Estados Financieros

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera y del control interno que la Gerencia determina que es necesario para permitir la preparación de estados financieros que estén libres de errores materiales, ya sea

debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestra auditoría. Nuestra auditoría fue realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en el Perú. Dichas normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para tener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores materiales.

Una auditoría implica realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y las divulgaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de que existan errores materiales en los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al realizar esta evaluación de riesgos, el auditor toma en consideración el control interno pertinente de la Compañía para la preparación y presentación razonable de los estados financieros a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito

de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía. Una auditoría también comprende la evaluación de si los principios de contabilidad aplicados son apropiados y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

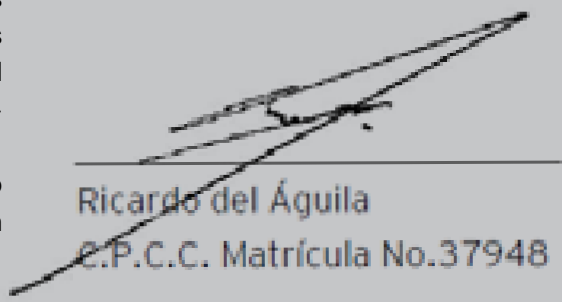
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. - Electronoroeste S.A. al 31 de diciembre de 2013 y 2012, así como su desempeño financiero y flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Lima, Perú
28 de febrero de 2014

Refrendado por:


Ricardo del Águila
C.P.C.C. Matrícula No.37948

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y DE 2012

	Nota	2013 S/.(000)	2012 S/.(000)
Activo			
Activo corriente			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	8,028	11,429
Cuentas por cobrar comerciales, neto	7	57,164	47,207
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	28	545	373
Otras cuentas por cobrar	8	4,463	10,258
Inventarios, neto	9	11,266	8,663
Otros activos no financieros	10	1,923	1,561
Total activo corriente		83,389	79,491
Activo no corriente			
Cuentas por cobrar comerciales, neto	7	304	319
Propiedades, planta y equipo, neto	11	467,948	416,241
Activos intangibles, neto		471	549
Activo por impuesto diferido, neto	18(b)	20,793	22,530
Total activo no corriente		489,516	439,639
Total activo		572,905	519,130

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y DE 2012

	Nota	2013 S/.(000)	2012 S/.(000)
Pasivo y patrimonio neto			
Pasivo corriente			
Otros pasivos financieros	16	62,695	29,463
Cuentas por pagar comerciales	12	41,757	30,471
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	28(b)	34,339	29,304
Otras cuentas por pagar	13	18,150	15,549
Provisión por beneficios a empleados	14	3,665	3,845
Otras provisiones	15	4,391	8,828
Pasivo por impuesto a las ganancias		-	3,644
Total pasivo corriente		164,997	121,104
Pasivo no corriente			
Otros pasivos financieros	16	20,386	-
Otras cuentas por pagar	13	-	174
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	28(b)	3,596	21,388
Provisión por beneficios a empleados	14	5,701	5,604
Ingresos diferidos	17	27,104	28,528
Total pasivo no corriente		56,787	55,694
Total pasivo		221,784	176,798
Patrimonio neto			
Capital emitido	19	209,424	209,424
Capital adicional		114,580	109,630
Resultados acumulados		23,394	21,728
Otras reservas de capital		3,723	1,550
Total patrimonio neto		351,121	342,332
Total pasivo y patrimonio neto		572,905	519,130

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y DE 2012

	Nota	2013 S/.(000)	2012 S/.(000)
Ingresos operativos			
Ingresos por actividades ordinarias	20	377,017	342,833
Costo del servicio de distribución de energía	21	(288,428)	(263,902)
Utilidad bruta		88,589	78,931
Gastos operativos			
Gastos de administración	22	(15,981)	(12,932)
Gastos de ventas	23	(45,220)	(35,741)
Otros ingresos	27	10,365	5,084
		(50,836)	(43,589)
Utilidad operativa		37,753	35,342
Ingresos financieros	25	3,730	3,375
Gastos financieros	26	(2,508)	(2,971)
Diferencia en cambio neta		(484)	261
Utilidad antes del impuesto a las ganancias		38,491	36,007
Impuesto a las ganancias	18(a)	(14,083)	(12,127)
Utilidad neta		24,408	23,880
Otros resultados integrales		-	-
Total resultados integrales		24,408	23,880

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y DE 2012

	Capital emitido S/.(000)	Capital adicional S/.(000)	Resultados acumulados S/.(000)	Otras reservas de capital S/.(000)	Total S/.(000)
Saldo al 1 de enero de 2012	209,424	103,711	13,351	-	326,486
Utilidad neta	-	-	23,880	-	23,880
Resultado integral total del ejercicio	-	-	23,880	-	23,880
Aporte en activos del Ministerio de Energía y Minas (MEM)	-	5,919	-	-	5,919
Constitución de reserva legal	-	-	(1,550)	1,550	-
Distribución de dividendos, nota 19 (b)	-	-	(13,953)	-	(13,953)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	209,424	109,630	21,728	1,550	342,332
Utilidad neta	-	-	24,408	-	24,408
Resultado integral total del ejercicio	-	-	24,408	-	24,408
Aporte en activos del Ministerio de Energía y Minas (MEM)	-	4,950	-	-	4,950
Constitución de reserva legal	-	-	(2,173)	2,173	-
Distribución de dividendos, nota 19 (b)	-	-	(19,555)	-	(19,555)
Otros cambios en Resultados Acumulados	-	-	(1,014)	-	(1,014)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	209,424	114,580	23,394	3,723	351,121

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y DE 2012

	2013 S/.(000)	2012 S/.(000)
Actividades de operación		
Cobranzas a clientes	431,170	399,714
Otros cobros relativos a la actividad	17,477	15,341
Intereses cobrados	3,510	3,077
Pagos a proveedores	(340,103)	(288,028)
Pagos de remuneraciones	(19,071)	(16,715)
Pago de impuesto a las ganancias	(12,611)	(8,120)
Pago de otros tributos	(28,327)	(27,110)
Intereses pagados	(2,508)	(2,972)
Otros pagos relativos a la actividad	(1,433)	(10,974)
Efectivo y equivalentes de efectivo provenientes de las actividades de operación	48,104	64,213
Actividades de inversión		
Compra de propiedades, planta y equipo	(65,144)	(45,187)
Compra de otros activos	(207)	(808)
Efectivo y equivalentes de efectivo utilizados en las actividades de inversión	(65,351)	(45,995)
Actividades de financiamiento		
Dividendos pagados a Accionistas	(19,555)	(13,953)
Ingreso de préstamo FONAFE	19,555	16,875
Amortización de préstamo FONAFE	(19,386)	(13,355)
Ingreso por préstamos bancarios	136,337	78,993
Amortización de préstamos bancarios	(103,105)	(78,798)
Efectivo y equivalentes de efectivo utilizados en las actividades de financiamiento	13,846	(10,238)
Aumento (disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(3,401)	7,980
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	11,429	3,449
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del ejercicio	8,028	11,429
Transacciones que no representan flujos de efectivo		
Aporte de activos del Ministerio de Energía y Minas (MEM)	-	-



Distriluz

SEDE
PRINCIPAL

Av . Camino Real Nº 348
Edificio Torre el Pilar - Piso 13
San Isidro Lima 27 PERU .
Central telefónica: (511) 211 - 5500

www.distriluz.com.pe