

▷ MEMORIA  
ANUAL 2015

# CRECEMOS JUNTOS

*GENERANDO PROGRESO Y BIENESTAR*

 **Electrocentro**



Electrocentro es una empresa peruana que realiza actividades propias del servicio público de electricidad, fundamentalmente en distribución y comercialización de energía eléctrica.



Atendemos más de

**709,818** clientes

cubriendo las regiones de Junín, Huánuco, Pasco, Huancavelica, Ayacucho y parte de la provincia de Yauyos y La Convención de las regiones de Lima y Cusco

Nuestra área de concesión es de:

**6,528 km<sup>2</sup>**

Además brindamos servicios cuyo propósito es satisfacer las necesidades de nuestra comunidad en forma segura para su crecimiento sostenido.

# Contenido



*Misión,  
visión,*

PAG. 4



*Valores,  
Principio  
para la  
acción*

PAG. 5



*Política de  
la calidad*

PAG. 6

**1**



*Mensaje del  
Vicepresidente*

PAG. 7

**2**



*Descripción  
de la empresa*

PAG. 9

**3**



*Área de  
concesión e  
influencia*

PAG. 16

**4**



*Inversiones*

PAG. 19

**5**



*Cifras  
relevantes*

PAG. 22

**6**



*Gestión  
técnica*

PAG. 26

**7**



*Gestión  
comercial*

PAG. 49

**8**



*Gestión  
administrativa*

PAG. 69

**9**



*Estados  
financieros  
auditados*

PAG. 76

**10**



*Cumplimiento  
del Plan  
Estratégico  
2013-2017*

PAG. 84

**11**



*Cumplimiento  
de la Política de  
Aplicación de  
Utilidades*

PAG. 88



## *Visión*

**Ser reconocida como modelo de empresa eficiente y responsable.**

## *Misión*

**Satisfacer las necesidades de energía eléctrica de nuestros clientes contribuyendo a mejorar la calidad de vida y el medio ambiente con un alto sentido de responsabilidad social.**

# 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





# *Política de la calidad*

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

## 1 MENSAJE DEL VICEPRESIDENTE

### Estimados señores accionistas:

El año 2015, las empresas que integran el Grupo Distriluz (Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina y Electrocentro) han cumplido satisfactoriamente con los objetivos de su Plan Estratégico Institucional, lo que ha contribuido a que atiendan los requerimientos de energía de sus clientes y que alcancen los resultados de rentabilidad propuestos.

La Memoria Anual 2015 busca compartir con todos ustedes -los accionistas y todos aquellos que hacen posible el desarrollo de nuestras actividades-, los resultados económicos, comerciales, técnicos y sociales alcanzados en este periodo.

Uno de los primeros resultados a resaltar es el referido al incremento de las utilidades netas de las empresas del Grupo, que en promedio superan en un 48% a las alcanzadas el ejercicio anterior; es decir que como resultado 2015 se tiene un total de utilidades netas de S/ 284.91 millones. Este resultado se ampara en una serie de factores, dentro de los cuales puedo destacar el importante crecimiento del nivel de ventas, motivado por el aumento de la demanda, y la disminución de los costos de acuerdo a las necesidades del servicio.

De otro lado, a nivel de Grupo se ha generado un EBITDA de S/ 599 millones, cifra que representa un crecimiento del 30% respecto del alcanzado el año 2014. Asimismo, los Activos Totales de las empresas del Grupo ascendieron a los S/ 4,110 millones, de los cuales el 13.9% corresponden al activo corriente y el 86.1% al activo no corriente. En lo que respecta al Patrimonio, este ha sido del orden

de los S/ 2,897 millones, donde el 57% es capital social, el 31% capital adicional y el 12% son resultados acumulados y reserva legal.

Estos resultados han sido auditados por la Sociedad Paredes, Zaldívar, Burga & Asociados, representante de la Firma Ernst & Young, quienes han cumplido con emitir su correspondiente dictamen limpio.

En lo que compete a la ejecución del Programa de Inversiones, que está dirigido principalmente a la atención y ampliación del servicio que brindan las empresas, y que representó un total de S/ 287.5 millones, se ha logrado una ejecución del 95%. En este programa se consideraron obras para el desarrollo y construcción de proyectos de ampliación y remodelación de redes de distribución y transmisión, así como para la generación de energía eléctrica. Dicho monto ha sido financiado con recursos propios, con préstamos del FONAFE, así como a través de préstamos bancarios de corto plazo. Del total ejecutado un 35% correspondió a Electrocentro, el 32% a Hidrandina, el 19% a Ensa y el 14% a Enosa. No obstante, es importante anotar que es necesario incrementar los montos de inversión para los próximos periodos, pues los requerimientos de ampliación de la cobertura del servicio eléctrico y del mejoramiento de la calidad de los servicios prestados, continuara en aumento.

Quiero destacar también que este balance positivo se ha sustentado en el esfuerzo de los trabajadores, técnicos, profesionales y funcionarios, que se han esforzado en mejorar las competencias de las empresas. La gestión la hacemos todos y es por ello que se ha considerado de suma importancia potenciar su desarrollo laboral, a través de programas de capacitación técnica en todas las áreas



## 1 MENSAJE DEL VICEPRESIDENTE

(114,778 horas de preparación efectiva), de cuidado del medio ambiente, sinergias entre las cuatro empresas y una serie de actividades de responsabilidad social.

La gestión del Grupo ha asumido el compromiso de llevar la energía eléctrica al mayor número de peruanos dentro de su área de concesión. Es por ello que en el 2015, se atendió a un total de 2,313,655 clientes, habiendo logrado incrementar en un 5.2% el número de usuarios respecto al 2014. En esta línea, las demandas máximas registradas en el periodo 2015 fueron de 147.7MW en Ensa, 172.1MW en Electrocentro, 264.6MW en Enosa y 366.6MW en Hidrandina. Estas dos últimas son las que han incrementado en mayor medida sus máximas demandas de potencia en los últimos años, lo cual se vio reflejado en una mayor venta de energía.

Por otro lado, el Coeficiente de Electrificación en las zonas atendidas por las cuatro empresas del Grupo, fue de un promedio de

88.19%; es decir, 1.15 puntos porcentuales más que el alcanzado en 2014. El volumen de ventas también registró un alza de 3.1% (con 4,613 millones de kWh). Y es aquí donde sigue estando presente uno de los principales retos, toda vez que existen localidades de la zona andina que aún no cuentan con el acceso a este servicio.

Durante este año, los indicadores han ratificado que las cuatro empresas que integran el grupo se encuentran en pleno proceso de crecimiento. Pero es necesario anotar que un marco legal con facilidades similares a las de las compañías privadas, permitirá la consolidación como el principal grupo de distribución eléctrica del país.

Como Vicepresidente de las empresas del Grupo Distriluz, reitero el compromiso con los usuarios, la apertura a los procesos cada vez más transparentes y auditados, y la confianza en el trabajo conjunto para alcanzar la excelencia.



**Leonardo Rojas Sánchez**  
Vicepresidente del Directorio





2

▶ **DESCRIPCIÓN  
DE LA  
EMPRESA**

## 2 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

### DENOMINACIÓN

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro Sociedad Anónima. También se utiliza la denominación Electrocentro S.A.

### DIRECCIÓN

#### Huancayo

Jr. Amazonas 641

Teléfono: (064) - 481300, anexo 41121

#### Lima

Av. Camino Real 348, Torre El Pilar, piso 13, San Isidro

Teléfono: 211 5500 anexos 51121, 51124(Fax)

### DATOS SOBRE LA CONSTITUCIÓN DE LA EMPRESA Y SU INSCRIPCIÓN EN LOS REGISTROS PÚBLICOS

Electrocentro S.A. se constituyó bajo el régimen de la Ley General de Electricidad N° 23406 y su Reglamento D.S. N° 031-82-EM/VM del 4 de octubre de 1982, mediante Resolución Ministerial N° 319-83-EM/DGE del 21 de diciembre de 1983. Inició sus operaciones el 1 de julio de 1984.

Su constitución como empresa pública de derecho privado, se formalizó mediante la escritura pública de adecuación de estatutos

extendida el 6 de agosto de 1984 por el notario público Dr. Francisco S.M. Zevallos Ramírez, inscrita en el asiento uno, fojas ciento noventa y cuatro, del tomo veintiséis del Registro de Sociedades Mercantiles de Junín.

### GRUPO ECONÓMICO

Electrocentro S.A. es una empresa de servicio público del rubro electricidad y pertenece al Grupo Distriluz; se rige por el Derecho privado y forma parte de las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe). El 100% de su accionariado es propiedad del Fonafe en representación del Estado Peruano.

### CAPITAL SOCIAL

Al concluir el ejercicio 2015, el capital social de la empresa asciende a S/ 549,791,520 (quinientos cuarenta y nueve millones, seiscientos noventa y un mil quinientos veinte soles), íntegramente suscrito y pagado.

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

El capital social suscrito y pagado (S/ 549,791,520) está compuesto por acciones clase "A", "B", "C" y "D", cuyo valor nominal es de S/ 1.00 (un nuevo sol) cada una. El detalle de las acciones es el siguiente:

- 323,274,568 (trescientos veintitrés millones, doscientos setenta y cuatro mil, quinientos sesenta y ocho) acciones Clase A, de propiedad del Fonafe, que representan el 58.7995% del capital social. Dichas acciones fueron creadas con la finalidad de ser transferidas en el marco del proceso de promoción de la inversión privada.
- 169,867,089 (ciento sesenta y nueve millones, ochocientos sesenta y siete mil, ochenta y nueve) acciones Clase B, de propiedad del Fonafe, que representan el 30.8966% del capital social.
- 20627 (veinte mil seiscientos veintisiete) acciones Clase C, de propiedad del Fonafe, emitidas conforme al artículo 1°, inciso b) de la ley N° 26844, que representan el 0.0038% del capital social, sus titulares tienen los derechos especiales que les consagra la indicada ley y el estatuto social.
- 56,629,236 (cincuenta y seis millones seiscientos veintinueve mil, doscientas treinta y seis) acciones Clase D, de propiedad del Fonafe, que representan el 10.3001% del capital social. Dichas acciones fueron creadas para ser inscritas en el Registro Público del Mercado de Valores y listar en la Bolsa de Valores de Lima.

## 2 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

### ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL

El capital de la sociedad pertenece en un 100% al Fonafe, en representación del Estado peruano, conforme el siguiente detalle:

<b>COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO AL 31-12-2015</b>						
<b>ACCIONISTA</b>	<b>ACCIONES</b>					<b>PARTICIPACIÓN %</b>
	<b>CLASE A</b>	<b>CLASE B</b>	<b>CLASE C</b>	<b>CLASE D</b>	<b>TOTAL</b>	
Fonafe	323,274,568	169,867,089	20,627	56,629,236	549,791,520	100.00%
Total	323,274,568	169,867,089	20,627	56,629,236	549,791,520	100.00%
%	58.7995%	30.8966%	0.0038%	10.3001%	100.0000%	

### DIRECTORIO

Durante el ejercicio 2015 el Directorio de la empresa estuvo conformado por las siguientes personas:

<b>NOMBRES Y APELLIDOS</b>	<b>CARGO</b>	<b>FECHA DE DESIGNACIÓN Y PERMANENCIA EN EL CARGO</b>
Jesús Humberto Montes Chávez	Presidente	Designado mediante Acuerdo de Directorio N° 001-2012/003-Fonafe del 26-01-2012. Renunció al cargo el 17-06-2015.
Leonardo Rojas Sánchez	Director - Vicepresidente	Designado mediante Acuerdo de Directorio N° 001-2012/003-Fonafe del 26-01-2012. Renunció al cargo el 12.06.2015. Nueva designación mediante Acuerdo de Directorio N° 008-2015/015-Fonafe del 07-09-2015. Se mantiene en funciones al 31-12-2015.
Eduardo Castro Morales	Director	Designado mediante Acuerdo de Directorio N° 001-2012/003-Fonafe del 26-01-2012. Renunció al cargo el 18.06.2015. Nueva designación mediante Acuerdo de Directorio N° 008-2015/015-Fonafe del 07-09-2015. Se mantiene en funciones al 31-12-2015.
Luis Alberto Haro Zavaleta	Director	Designado mediante Acuerdo de Directorio N° 001-2012/003-Fonafe del 26-01-2012. Se mantiene en funciones al 31-12-2015.
Dennis Caverro Oviedo	Director	Designado mediante Acuerdo de Directorio N° 020-215/016-Fonafe del 23-12-2015. Se mantiene en funciones al 31-12-2015

## 2 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA



**DIRECTORIO**

## 2 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

### PLANA GERENCIAL Y COMITÉ CORPORATIVO DE GESTIÓN

Si bien Electrocentro S.A. es una empresa independiente, ser parte del Grupo Distriluz le permite compartir gestiones estratégicas con las otras empresas del Grupo. La Gerencia General y el Comité Corporativo de Gestión facilitan la generación de sinergias en la gestión y en la negociación con proveedores. Los ejecutivos encargados de la gestión estratégica de la empresa son:

#### COMITÉ CORPORATIVO DE GESTIÓN

<b>NOMBRES Y APELLIDOS</b>	<b>CARGO</b>	<b>FECHA DE DESIGNACIÓN O ENCARGATURA</b>
Alberto Pérez Morón	Gerente General	Encargado desde 08.06.2012, y Designado en S.D. 010-2015 ( 29.05.2015 ) - Vigente a la fecha.
Mario Chevarría Izarra	Gerente Corporativo de Administración y Finanzas	Encargado desde 08.06.2012, y Designado en S.D. 014-2015 ( 16.10.2015 ) - Vigente a la fecha
Felipe Casasola Margarito	Gerente Corporativo Técnico y de Electrificación Rural	Encargado desde el 01.07.2014 y Designado en S.D. 010-2015 (29.05.2015) - Vigente a la fecha.
Javier Muro Rosado	Gerente Corporativo Comercial	Encargado desde 28.10.2012 y Designado en S.D. 010-2015 (29.05.2015) - Con licencia sin goce de haber otorgada en SD 011-2015 (11.06.2015).
Enrique García Guerra	Gerente Corporativo Comercial (e)	Encargado desde el 11-06-2015 mediante acuerdo de Directorio adoptado en SD 011-2015. Vigente a la fecha.
Manuel Holguín Rojas	Gerente del Área Corporativa Legal y de Regulación	Encargado desde 07.05.2012, y Designado en S.D. 014-2015 (16.10.2015) - Vigente a la fecha.
Roberto La Rosa Salas	Gerente Corporativo de Proyectos	Encargado desde 08.06.2012, y Designado en S.D. 014-2015 (16.10.2015) - Vigente a la fecha.

#### PRINCIPALES EJECUTIVOS

<b>NOMBRES Y APELLIDOS</b>	<b>CARGO</b>	<b>FECHA DE DESIGNACIÓN O ENCARGATURA</b>
Romeo Graciano Rojas Bravo	Gerente Regional	Designado en S.D. 09-2015 (21.05.2015) - Vigente a la fecha.
William Anthony Sosa Landeo	Gerente de Administración y Finanzas (e)	Encargado con Resolución de Gerencia General GG-096-2011 del 16.08.2011 - Vigente a la fecha.
Polo Arauzo Gallardo	Gerente Comercial	Designado en S.D.013-2005 (07.07.2005) - Vigente a la fecha.
Luis Enrique Bravo de la Cruz	Gerente Técnico (e)	Encargado desde 27.06.2013 con Resolución de Gerencia General GG-077-2012 - Vigente a la fecha.
Miryan Gago Tello	Jefe de Contabilidad	Designado con Resolución GGA-771-99 del 06.05.1999 - Vigente a la fecha

## 2 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

### COMITÉ CORPORATIVO DE GESTIÓN



**ALBERTO PÉREZ MORÓN**  
**Gerente General**



**ROMEO GRACIANO ROJAS BRAVO**  
**Gerente Regional**



**MARIO CHEVARRÍA IZARRA**  
**Gerente Corporativo de**  
**Administración y Finanzas**



**FELIPE CASASOLA MARGARITO**  
**Gerente Corporativo Técnico y**  
**de Electrificación Rural**



**ENRIQUE GARCÍA GUERRA**  
**Gerente Corporativo Comercial (e)**



**MANUEL HOLGUÍN ROJAS**  
**Gerente del Área Corporativa**  
**Legal y de Regulación**



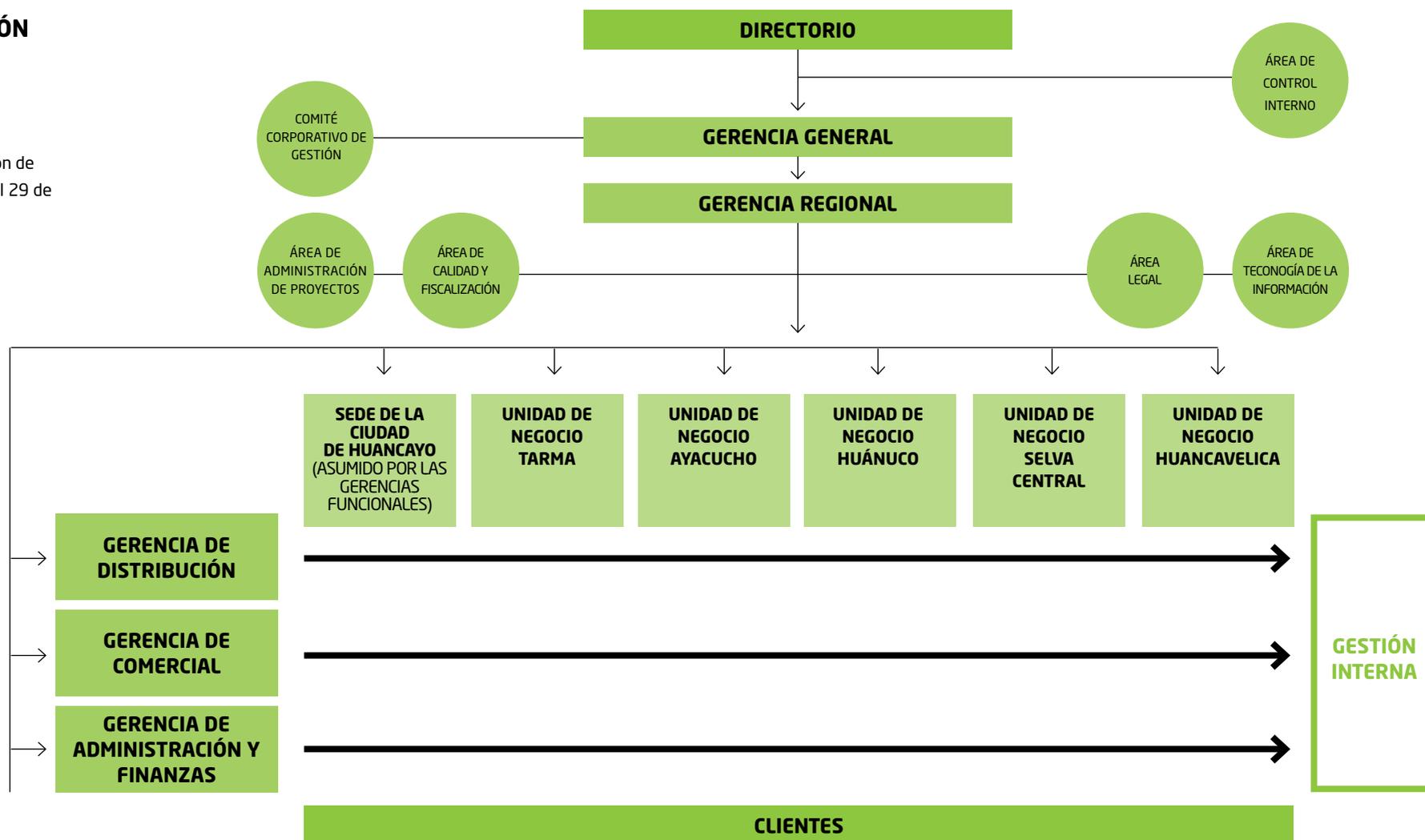
**ROBERTO LA ROSA SALAS**  
**Gerente Corporativo de Proyectos**

## 2 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

### ORGANIZACIÓN

#### ESTRUCTURA ORGÁNICA

(Aprobada en Sesión de  
Directorio N° 13 del 29 de  
mayo de 2002



3

▶ **ÁREA DE  
CONCESIÓN E  
INFLUENCIA**



### 3 ÁREAS DE CONCESIÓN E INFLUENCIA

Electrocentro S.A. está presente en siete regiones del país: Junín, Huánuco, Pasco, Huancavelica, Ayacucho, Lima (en parte de las provincias de Yauyos y Huarochirí) y Cusco (en parte de la provincia de La Convención). Para efectos operativos y administrativos está organizada en Unidades de Negocio. El área de concesión en la que la empresa lleva a cabo sus operaciones es de 6,528 km<sup>2</sup>.

Electrocentro S.A. también puede prestar servicios de distribución en zonas aledañas al área de concesión, previo acuerdo con los clientes (autoridades locales o empresas privadas). Dichas zonas se denominan áreas de influencia.

“ Electrocentro S.A. está presente en siete regiones del país: Junín, Huánuco, Pasco, Huancavelica, Ayacucho, Lima (en parte de las provincias de Yauyos y Huarochirí) y Cusco (en parte de la provincia de La Convención).



### 3 ÁREA DE CONCESIÓN E INFLUENCIA

<b>ELECTROCENTRO S.A.</b>	<b>31.12.2015</b>
Clientes (Cantidad)	709,818
Area Concesión (Km2)	6,528
Redes de BT (Km)	16,401
Redes de MT (Km)	17,496
SED (Cantidad)	16,300

<b>HUANUCO - TINGO MARIA</b>	
Clientes (Cantidad)	127,335
Area Concesión (Km2)	575.67
Redes de BT (Km)	3282.04
Redes de MT (Km)	3100.37
SED (Cantidad)	2734

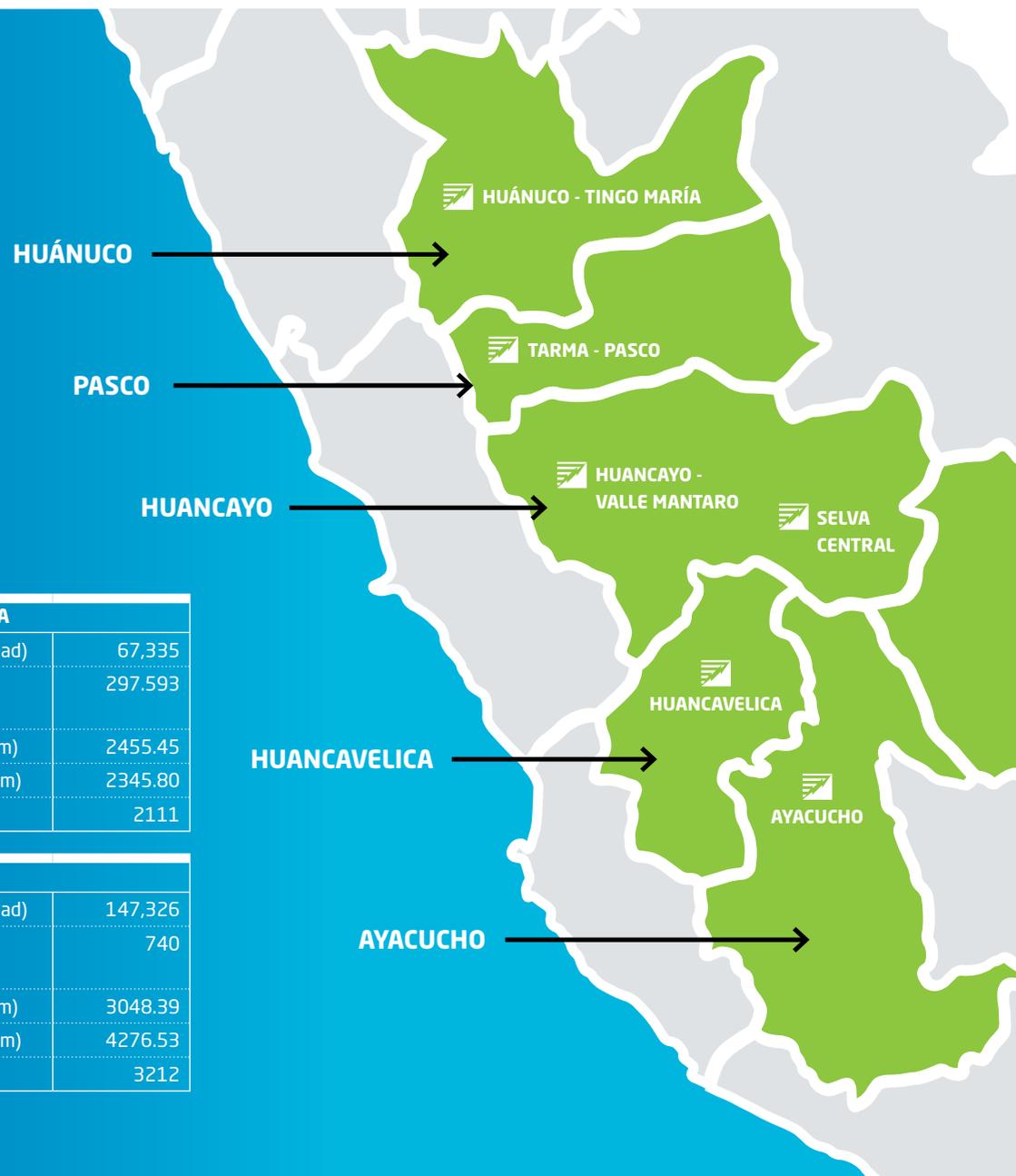
<b>SELVA CENTRAL</b>	
Clientes (Cantidad)	76,043
Area Concesión (Km2)	184.928
Redes de BT (Km)	2097.56
Redes de MT (Km)	2952.72
SED (Cantidad)	2260

<b>HUANCAVELICA</b>	
Clientes (Cantidad)	67,335
Area Concesión (Km2)	297.593
Redes de BT (Km)	2455.45
Redes de MT (Km)	2345.80
SED (Cantidad)	2111

<b>TARMA - PASCO</b>	
Clientes (Cantidad)	91,849
Area Concesión (Km2)	1837
Redes de BT (Km)	2035.41
Redes de MT (Km)	2483.96
SED (Cantidad)	2048

<b>HUANCAYO - VALLE MANTARO</b>	
Clientes (Cantidad)	199,930
Area Concesión (Km2)	2893
Redes de BT (Km)	3482.23
Redes de MT (Km)	2336.41
SED (Cantidad)	3935

<b>AYACUCHO</b>	
Clientes (Cantidad)	147,326
Area Concesión (Km2)	740
Redes de BT (Km)	3048.39
Redes de MT (Km)	4276.53
SED (Cantidad)	3212



# 4

## **INVERSIONES**



## 4 INVERSIONES

Electrocentro S.A. invierte en el desarrollo de proyectos de generación, transmisión y distribución de energía orientados a ampliar el servicio eléctrico, mantener y mejorar la infraestructura eléctrica siempre cumpliendo con las normas técnicas, legales y ambientales vigentes. Las inversiones de Electrocentro permite atender la creciente demanda de los clientes así como convertirse en la principal fuente de apoyo de la industria, el comercio, la cultura y educación en el centro del país. El mayor crecimiento económico del país en general, y en particular de nuestra zona de concesión, significa una mayor demanda de energía de calidad, que nuestra empresa tiene como objetivo principal de su negocio.

El programa de inversiones 2015 se ejecutó en S/ 102.02 millones y estuvo financiado por recursos propios y préstamos bancarios de corto plazo. Un total de S/ 85.76 millones se utilizaron en proyectos de inversión y S/ 16.26 millones en gastos de capital no ligados a proyectos.

En obras de remodelación de redes se invirtió S/ 18.80 millones con la finalidad de renovar las redes eléctricas, subsanar distancias mínimas de seguridad (DMS) y efectuar el cambio de postes en las diversas Unidades de Negocios, con prioridad en Huancayo y Valle del Mantaro. Con estos proyectos se logra mejorar la calidad y continuidad del servicio, optimizando costos de operación y mantenimiento. Los principales proyectos ejecutados en esta línea de inversión fueron:

- ▶ Rehabilitación del Alimentador A4703 en la red en media tensión Acobamba, Palca, Tapo y Huasahuasi de la provincia de Tarma. (En ejecución).
- ▶ Rehabilitación del Alimentador A4122 de la red primaria tramo Cascabamba - Rumichaca II Etapa. (En ejecución).
- ▶ Remodelación de redes en baja y media tensión de la U.N. Ayacucho - II Etapa - Parte 1. (En operación).

Asimismo, se desarrolló proyectos de ampliación de redes de distribución invirtiendo S/ 14.77 millones con el fin de atender a nuevos clientes en los principales poblados de la zona de concesión. Los principales proyectos de esta línea de inversión son:

- ▶ Ampliación de redes - Ejes de desarrollo U.N. Selva Central (En ejecución).
- ▶ Ampliación de redes en los departamentos de Pasco y Huánuco. (En ejecución).
- ▶ Ampliación de redes en las UU.NN. Huancayo-Valle del Mantaro, Tarma y Huancavelica. (En ejecución).
- ▶ Ampliación de redes en las UU.NN. Ayacucho, Huancavelica y Huancayo. (En ejecución).
- ▶ Ampliación de redes en el Eje de Desarrollo III parte U.N. Selva Central y clientes mayores 2015. (En ejecución).

En las líneas de inversión rehabilitación y ampliación de centrales eléctricas se ejecutó proyectos destinados a mejorar y ampliar la infraes-



tructura eléctrica, con el propósito de incrementar la producción de generación eléctrica que opera la empresa, con una inversión total de S/ 11.33 millones, de los cuales S/ 0.89 millones fueron para proyectos de rehabilitación y S/ 10.44 millones para proyectos de ampliación. Los principales proyectos en ejecución son:

- ▶ Estudio y obra para renovación de equipo mecánico turbo generador (turbina, generador, regulador de velocidad y tableros de mando y protección) de las centrales hidráulicas Ingenio, Chamisería y Llusita. (En ejecución)
- ▶ Ampliación de la central eléctrica Chalhuanayo II Etapa - Parte 2. (En ejecución)

## 4 INVERSIONES

Con el objetivo de garantizar la cobertura de la creciente demanda, y la confiabilidad del servicio, la empresa invirtió en proyectos de rehabilitación y ampliación de sistemas de transmisión un total de S/ 28.86 millones, de los cuales S/ 2.30 millones fueron para proyectos de rehabilitación y S/ 26.56 millones para proyectos de ampliación. Los proyectos principales son:

- ▶ Implementación de transformador de 15MVA en la subestación Huancayo Este con LT en 60kV de interconexión para cierre en anillo. (En ejecución).
- ▶ Implementación de transformadores de potencia en las S.E.T. Ayacucho, Huanta y Cangallo. (En operación).
- ▶ Implementación de transformador de potencia en la S.E.T. Pasco de 50/22.9kV 10 MVA. (En operación).
- ▶ Implementación de transformador de 60/33/10kV, 25 MVA en la S.E.T. Parque Industrial. (En operación).
- ▶ Implementación de transformador de potencia de 138/60/22.9kV, 20 MVA en la S.E.T. Oxapampa, con sus respectivas celdas. (En operación).

### PROGRAMA DE INVERSIONES DE ELECTROCENTRO S.A. (EN NUEVOS SOLES)

				AÑO 2015
ITEM	LÍNEAS DE PROYECTO	PRESUPUESTO MODIFICADO	EJECUTADO	VARIAC. % EJECUT/PP0
	<b>PROYECTOS DE INVERSIÓN</b>	<b>87,446,964</b>	<b>85,758,712</b>	<b>-1.93%</b>
I	REMODELACIÓN DE REDES MT Y BT	21,418,441	18,801,628	-12.22%
II	AMPLIACIÓN DE REDES MT Y BT	18,322,083	14,766,119	-19.41%
III	REHABILITACION DE CENTRALES ELÉCTRICAS	938,064	887,709	-5.37%
IV	AMPLIACION DE CENTRALES ELÉCTRICAS	1,824,076	10,444,714	472.60%
V	REHABILITACION DE SISTEMA DE TRANSMISIÓN	2,582,686	2,306,513	-10.69%
VI	AMPLIACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	31,662,458	26,556,970	-16.12%
XI	ELECTRIFICACIÓN RURAL	10,699,156	11,995,059	12.11%
	<b>GASTOS DE CAPITAL NO VINCULADOS A PROYECTOS</b>	<b>13,904,344</b>	<b>16,261,580</b>	<b>16.95%</b>
VII	SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN	1,301,497	2,071,100	59.13%
VIII	MONITOREO DE CALIDAD DEL PRODUCTO Y SUMINISTRO	576,785	557,013	-3.43%
IX	SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE	10,258,068	11,887,891	15.89%
X	MAQUINARIA, EQUIPOS Y OTROS	1,767,994	1,745,576	-1.27%
	<b>TOTAL PROGRAMA DE INVERSIONES</b>	<b>101,351,308</b>	<b>102,020,292</b>	<b>0.66%</b>



**5**

**CIFRAS  
RELEVANTES**

## 5 CIFRAS RELEVANTES

<b>CIFRAS RELEVANTES<sup>(1)</sup></b>	<b>UNIDAD</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>VARIAC.%</b>
<b>Estados de Situación Financiera</b>				
Total Activo	Millones S/	1,196.1	1,029.1	16.2%
- Corriente	Millones S/	140.0	105.5	32.7%
- No Corriente	Millones S/	1,056.2	923.6	14.3%
Total Pasivo	Millones S/	270.7	202.5	33.7%
- Corriente	Millones S/	185.9	129.3	43.8%
- No Corriente	Millones S/	84.7	73.2	15.8%
Patrimonio	Millones S/	925.4	826.6	12.0%
<b>Estado de Resultado</b>				
Ingresos por actividades ordinarias	Millones S/	501.9	429.6	16.8%
Utilidad Bruta	Millones S/	154.2	129.4	19.2%
Utilidad de Operación	Millones S/	115.8	93.2	24.3%
Utilidad antes de Impuestos	Millones S/	113.5	93.4	21.5%
Utilidad Neta	Millones S/	82.7	62.3	32.7%
<b>Flujo de Efectivo</b>				
Efectivo neto provisto por actividades de operación	Millones S/	129.1	139.1	-7.2%
Efectivo neto aplicado a inversión	Millones S/	-130.6	-82.6	58.2%
Efectivo neto provisto por actividades de financiamiento	Millones S/	11.7	-51.0	-123.0%
(Disminución) Aumento de Efectivo Neto	Millones S/	10.2	5.5	85.6%
Efectivo al inicio del período	Millones S/	19.6	14.1	39.2%
Saldo de Efectivo Final	Millones S/	29.9	19.6	52.2%

(1) Cifras Auditadas.

5 CIFRAS  
RELEVANTES

CIFRAS RELEVANTES <sup>(1)</sup>	UNIDAD	2015	2014	VARIAC.%
<b>Indices Financieros</b>				
Margen de utilidad bruta	(%)	30.72%	30.12%	0.60
Rendimiento sobre activos (ROA)	(%)	11.25%	9.36%	1.89
Rentabilidad patrimonial (ROE)	(%)	10.01%	8.10%	1.91
Rentabilidad operativa	(%)	23.08%	21.69%	1.38
Rentabilidad neta sobre ingresos de actividades ordinarias	(%)	16.49%	14.51%	1.97
<b>Indices de Gestion</b>				
Clientes	Miles	709.8	679.1	4.5%
Venta de Energía Eléctrica	GWh	740.4	703.0	5.3%
- Clientes Libres	GWh	4.2	0.1	-
- Clientes Regulados	GWh	736.1	702.1	4.8%
Fuerza Laboral	Trabajadores	391	380	2.9%
Índice de Clientes atendidos por Trabajador	Clientes/Trabajador	1815	1787	1.6%
Índice Venta de energía mensual promedio Trabajador	MWh/trabajador mes	158	154	2.3%
Inversión Ejecutada	Millones S/	102.92	77.21	32.1%
Pérdidas de energía promedio anual	%	10.35%	8.76%	1.59
<b>Mercado</b>				
Departamentos	Número	10	10	0.0%
Provincias	Número	43	43	0.0%
Distritos	Número	352	347	1.4%
Población	Millones habitantes	3.77	3.75	0.5%
Coficiente de Electrificación	%	89.08%	88.65%	0.43

(1) Cifras Auditadas.

## 5 CIFRAS RELEVANTES

<b>CIFRAS RELEVANTES<sup>(1)</sup></b>	<b>UNIDAD</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>VARIAC.%</b>
<b>Ventas</b>	<b>GWh</b>	<b>740.4</b>	<b>703.0</b>	<b>5.3%</b>
MAT y AT	GWh	6.3	3.3	90.6%
MT	GWh	134.0	127.7	4.9%
BT	GWh	600.1	572.0	4.9%
<b>Calidad del Servicio</b>				
Duración de Interrupciones SAIDI	Horas	67.80	63.08	7.5%
Frecuencia de Interrupciones SAIFI	Veces	29.22	26.05	12.2%
<b>Operaciones</b>				
Centrales Eléctricas Propias	Número	19	19	0.0%
Potencia Instalada de Centrales Eléctricas Propias	MW	20	20	1.4%
Líneas de Transmisión y Subtransmisión	Kms.	776	776	0.0%
Subestaciones de Transformación	Número	55	55	0.0%
Potencia Instalada	MVA	347	315	10.1%
Redes de distribución	Kms.	33,897	32,503	4.3%
- Media Tensión	Kms.	17,496	16,788	4.2%
- Baja Tensión	Kms.	16,401	15,715	4.4%
Subestaciones de Distribución	Número	16,300	15,523	5.0%
Potencia de SED	MVA	629	592	6.3%

(1) Cifras Auditadas.

# 6



## GESTIÓN TÉCNICA



## 6 GESTIÓN TÉCNICA

### DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

La demanda máxima de potencia de distribución eléctrica indica el consumo de energía más alto requerido por una empresa distribuidora de energía eléctrica durante las horas punta. La demanda máxima registrada en el año 2015 en Electrocentro fue de 172.1 MW y se produjo el 03 de setiembre de 2015 a las 19:45 horas, resultando superior en 3.0% a la registrada el año 2014 (167.1 MW).

El promedio de la demanda máxima para el año 2015 fue de 168.8 MW, mayor en 3.5% a la del año 2014 donde alcanzó a 163.1 MW.

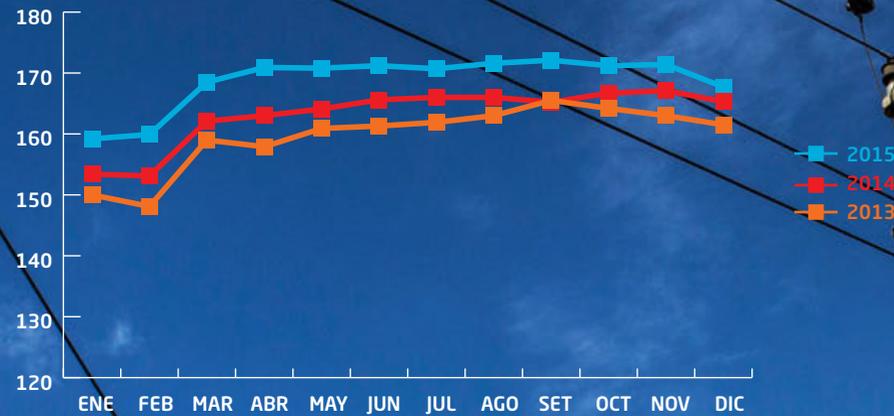


### EVOLUCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA (MW)

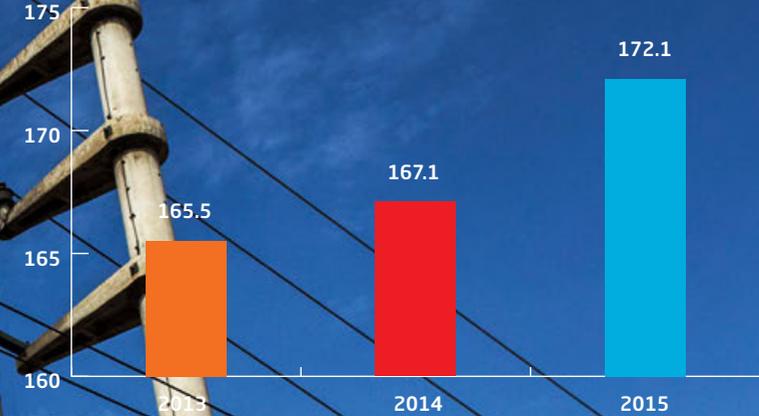
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	DEMANDA MÁXIMA	DEMANDA PROMEDIO
<b>2013</b>	150.0	148.1	159.0	157.9	160.9	161.3	161.9	163.0	165.5	164.2	163.0	161.5	<b>165.5</b>	<b>159.7</b>
<b>2014</b>	153.4	153.1	162.1	163.0	164.1	165.6	166.0	166.0	165.2	166.7	167.1	165.3	<b>167.1</b>	<b>163.1</b>
<b>2015</b>	159.2	159.9	168.5	170.9	170.8	171.2	170.7	171.6	172.1	171.2	171.4	167.7	<b>172.1</b>	<b>168.8</b>

## 6 GESTIÓN TÉCNICA

MÁXIMA DEMANDA MENSUAL - PERÍODO 2013-2015



MÁXIMA DEMANDA ANUAL - PERÍODO 2013-2015



## 6 GESTIÓN TÉCNICA

La mayor demanda de potencia y energía se produjo entre abril y noviembre, debido a la estacionalidad de los procesos productivos de nuestros clientes.

Las demandas máximas registradas por sistemas eléctricos en el año 2015 se muestran en el siguiente gráfico:

MÁXIMA DEMANDAS MÁXIMAS POR SISTEMA ELÉCTRICO



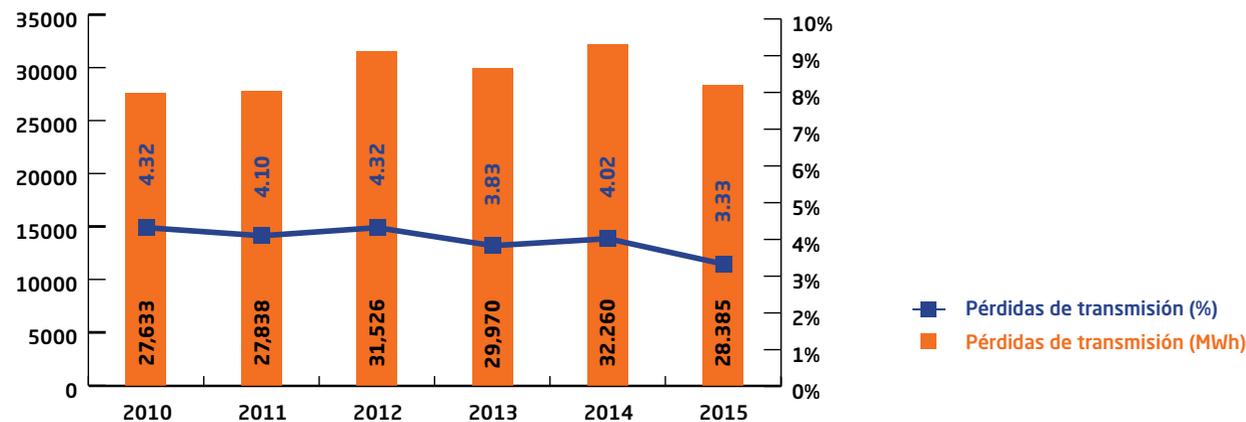
## 6 GESTIÓN TÉCNICA

### PÉRDIDA DE ENERGÍA

En el año 2015, las pérdidas de energía en el sistema de transmisión representan en promedio el 3.3% del total de energía adquirida a empresas generadoras, equivalente a 28.38GWh, inferior respecto al año 2014 donde las pérdidas representaron el 4.02% equivalente a 32.26 GWh. Su evolución en los últimos años se muestra a continuación:

#### EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (%)

CONCEPTO	2010	2011	2012	2013	2014	2015
(+) Energía movilizada (MWh)	640,730	680,206	731,070	784,293	804,187	855,243
(-) Pérdidas de transmisión (MWh)	27,633	27,838	31,526	29,970	32,260	28,385
(-) Consumos propios (MWh)	1,804	1,876	1,897	1,784	1,738	1,713
Pérdidas de transmisión (%)	<b>4.32%</b>	<b>4.10%</b>	<b>4.32%</b>	<b>3.83%</b>	<b>4.02%</b>	<b>3.33%</b>



Las pérdidas de energía en el sistema de transmisión representaron el 3,33% de la energía movilizada, cifra que disminuyó en 0,69 puntos porcentuales respecto al año 2014.

En el 2015 se realizaron modernización de equipamiento en subestaciones de potencia y remplazos de transformadores de potencia por encontrarse en el límite de capacidad:

- ▶ S.E. Oxapampa: Se sustituye el transformador de 15 MVA - 132/60/22.9kV por uno de 20 MVA - 132/60/22.9kV, puesto en operación el 14 de marzo de 2015.
- ▶ S.E. Ayacucho: Se sustituye el transformador de 15 MVA - 66/22.9/10kV por uno de 25 MVA 66/22.9/10kV; se pone en operación conjuntamente con las nuevas celdas en 10kV y 22.9kV, el 19 de julio de 2015.
- ▶ S.E. Huanta: Se sustituye los transformadores de 3 MVA 69/10kV y 3 MVA 22.9/10kV por uno de 10 MVA 69/22.9/10kV, puesto en operación el 19 de julio de 2015.
- ▶ S.E. Cangallo: Se sustituye el transformador de 3 MVA 69/22.9kV por otro de 10 MVA 69/22.9kV, puesto en operación el 05 de julio de 2015.

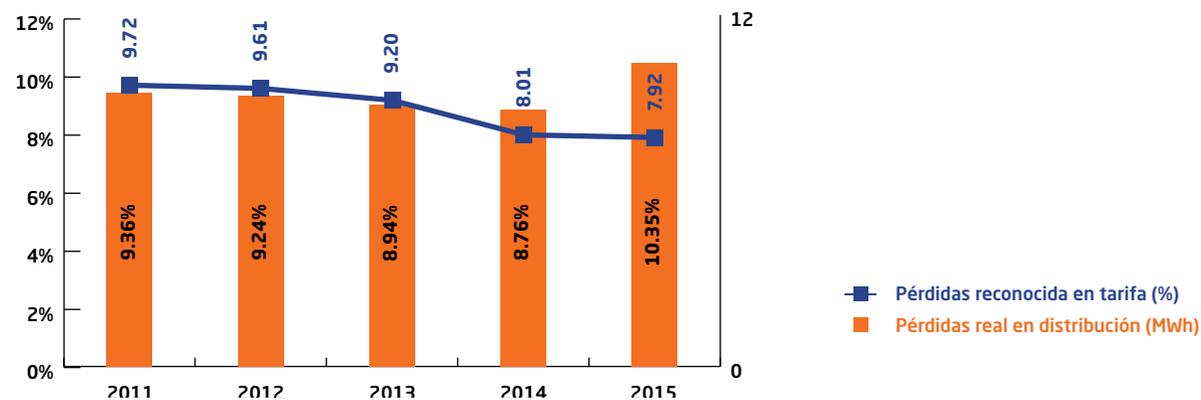
Las pérdidas de energía en el sistema de distribución alcanzaron durante el año 2015 un promedio de 10.35% de la energía distribuida en media y baja tensión, equivalente a 84.78 GWh, aumentando respecto al promedio alcanzado el año anterior (8.76%).

## 6 GESTIÓN TÉCNICA

### EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (%)

CONCEPTO	2011	2012	2013	2014	2015
1. Energía entregada al sistema de distribución en MT y BT (MWh)	643,359	690,050	745,229	766,887	818,847
2. Pérdidas en distribución - MT y BT (MWh)	60,194	63,791	66,642	67,144	84,775
3. Pérdidas en distribución % (2/1)	<b>9.36%</b>	<b>9.24%</b>	<b>8.94%</b>	<b>8.76%</b>	<b>10.35%</b>
4. Pérdidas reconocidas en la tarifa (%)	9.72%	9.61%	9.20%	8.01%	7.92%

Los factores de expansión de pérdidas calculados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (Gart) del Osinergmin, reconocen para Electrocentro pérdidas de energía en distribución de 7.92%. La diferencia entre la pérdida real registrada en el año 2015 (10.35%) y la reconocida (7.92%), es de 2.43 puntos porcentuales.



## 6 GESTIÓN TÉCNICA

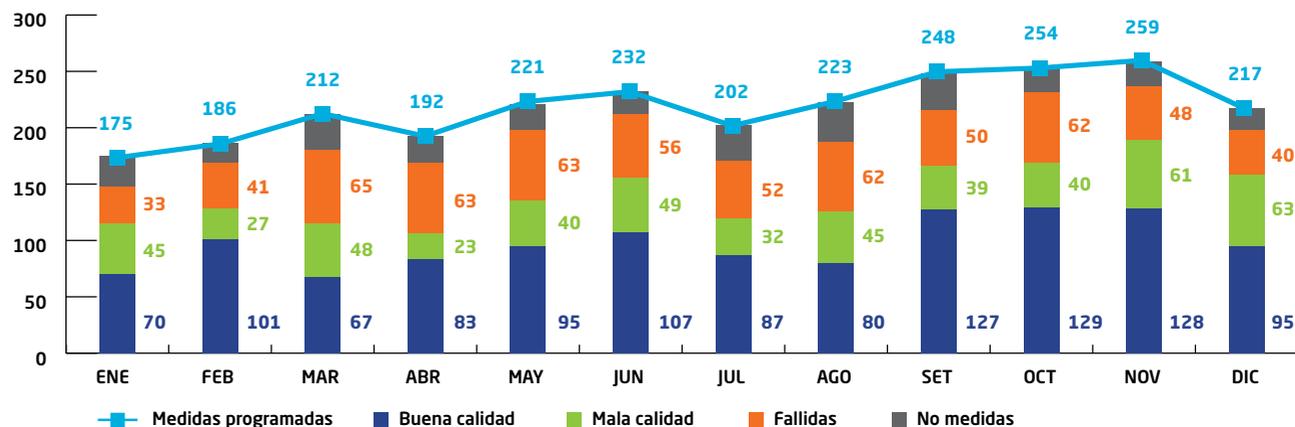
### CALIDAD DEL SERVICIO

#### PRODUCTO

Se efectuaron las evaluaciones de los niveles de tensión en los puntos de entrega a nuestros clientes, conforme a las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), con los siguientes resultados:

#### Mediciones de Baja Tensión:

Se realizaron 2316 mediciones de baja tensión, de las cuales 1,169 tuvieron como resultado buena calidad (50.5%); 512 mediciones fueron de mala calidad (22.1%) y 635 mediciones resultaron fallidas (27.4%).



Para corregir las deficiencias de calidad de producto, se ejecutaron obras de remodelación integral de redes en baja y media tensión por zonas, en las localidades que presentaron mayores problemas como: Ayacucho, Huancayo y Selva Central. Asimismo, se ejecutaron obras de mejoramiento de calidad de producto, instalando nuevas subestaciones de distribución, regulación de TAP de las S.E.D. y trabajos de mejora de calidad por mantenimiento.

TENSIÓN BT	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Med. Programadas	175	186	212	192	221	232	202	223	248	254	259	217	2,621
Buena Calidad	70	101	67	83	95	107	87	80	127	129	128	95	1,169
Mala Calidad	45	27	48	23	40	49	32	45	39	40	61	63	512
Fallidas	33	41	65	63	63	56	52	62	50	62	48	40	635
No medidas	27	17	32	23	23	20	31	36	32	23	22	19	305
Med. Ejecutadas	148	169	180	169	198	212	171	187	216	231	237	198	2,316
% Mala Calidad	39.1%	21.1%	41.7%	21.7%	29.6%	31.4%	26.9%	36.0%	23.5%	23.7%	32.3%	39.9%	30.5%



## 6 GESTIÓN TÉCNICA

### SUMINISTRO E INTERRUPCIONES

La continuidad del suministro es un factor importante en la calidad del servicio. Las interrupciones afectan los múltiples usos de la energía eléctrica e influyen directamente en las actividades comerciales, industriales, domésticas y de otra índole, de los consumidores finales.

La medición del promedio de interrupciones anuales por empresa se realiza mediante dos indicadores internacionales: SAIDI (duración) y SAIFI (frecuencia).

El SAIDI alcanzó un valor de 67.80 horas promedio de interrupciones por cliente en el año 2015, de las cuales 30.10 horas equivalentes al 44.40% son responsabilidad de los generadores y transmisores e interrupciones con causal de fuerza mayor, declaradas fundadas por la autoridad; las restantes 37.70 horas (55.60% del total), son responsabilidad de Electrocentro (SAIDI gestionable).

Dentro de las interrupciones que son de responsabilidad de la empresa, las fallas por responsabilidad interna representan el 27.71% del total general; Otros y/o terceros el 8.38%; los cortes programados el 18.04% y maniobras de emergencia el 1.47%. En el año 2014 el valor del SAIDI gestionable fue de 38.12 horas, disminuyendo en el año 2015 en 1.10%.

El SAIFI alcanzó un valor de 29.22 veces en promedio por suministro para el año 2015. De este total un valor de 8.32 equivalente al 28.47% son responsabilidad de los generadores y transmisores e

#### SAIDI

EXT. Y F.MAYOR	FALLA	PROGRAMADO	MANIOBRAS	OTROS Y/O TERCEROS	TOTAL
30.10	18.79	12.23	1.00	5.68	67.80
44.40%	27.71%	18.04%	1.47%	8.38%	100.00%

#### SAIFI

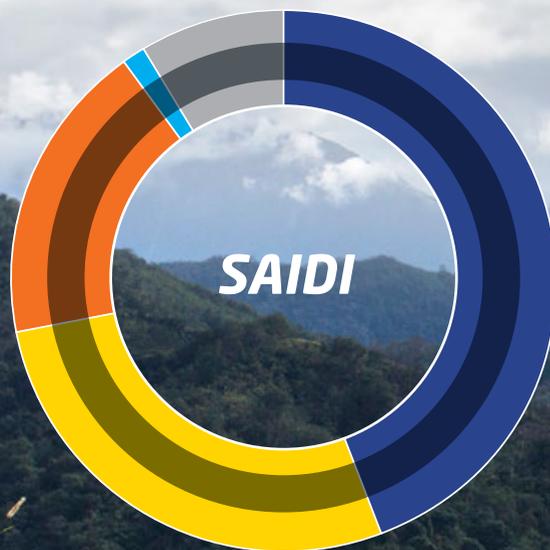
EXT. Y F.MAYOR	FALLA	PROGRAMADO	MANIOBRAS	OTROS Y/O TERCEROS	TOTAL
8.32	13.51	3.18	1.24	2.97	29.22
28.47%	46.24%	10.88%	4.24%	10.16%	100.00%

interrupciones con causal de fuerza mayor declaradas fundadas por la autoridad; el restante valor de 20.90 (71.53% del total) son de responsabilidad de Electrocentro (SAIFI gestionable).

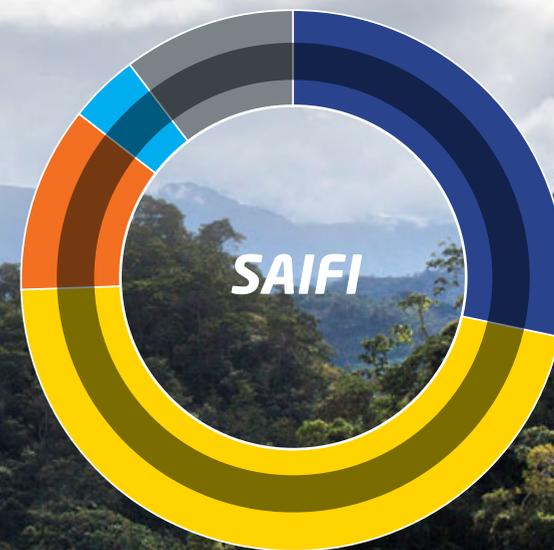
Dentro de las interrupciones que son de responsabilidad de la empresa, las fallas de responsabilidad interna representan el 46.24% del total del SAIFI; los cortes programados el 10.88%; Otros y/o terceros el 10.16%; y las maniobras por emergencia el 2.24%. En el año 2014 el valor del SAIFI gestionable fue de 20.68 veces, registrándose en el año 2015 un pequeño incremento de 1.06%.

Durante el año 2015 se ha gestionado un total de 310 solicitudes de interrupciones con causal de fuerza mayor ante Osinergmin, logrando una eficiencia del 87% ya que 271 interrupciones han sido calificadas como fundadas y 39 interrupciones como infundadas por el Organismo fiscalizador.

## 6 GESTIÓN TÉCNICA



44.4%	Externo y Fuerza Mayor	28.5%
27.7%	Falla interna	46.2%
18.0%	Cortes Programados	10.9%
1.5%	Maniobras	4.2%
8.4%	Otros y/o terceros	10.2%



## 6 GESTIÓN TÉCNICA

### ALUMBRADO PÚBLICO

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

Este servicio se brinda en todo nuestro ámbito de concesión, zona urbana, urbano-rural y rural. Atendemos el 45% del parque nacional de alumbrado público en las zonas urbano-rural y rural (ST4, ST5 y SER). La eficiencia y eficacia de este servicio está garantizada gracias al permanente mantenimiento preventivo y correctivo del parque de alumbrado público.

La supervisión efectuada por Osinermin a la operatividad de este servicio, en mérito al Procedimiento N° 078-2007 OS/CD, cumplió las tolerancias establecidas con resultados satisfactorios.

#### CALIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO SEGÚN NTCSE (URBANA)

PERIODO	LONGITUD EVALUADA (M)	LONGITUD DEFICIENTE (M)	INDICADOR	TOLERANCIA
I SEMESTRE 2015	8,902	0	0.0%	10%
II SEMESTRE 2015	9,237	0	0.0%	10%

#### CALIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO SEGÚN PROC. 078-2007 - OS/CD (URBANO-RURAL, RURAL)

PERIODO	UAP INSP.	UAP DEFICIENTE	INDICADOR	TOLERANCIA
I SEMESTRE 2015	745	8	1.1%	2.0%
II SEMESTRE 2015	739	6	0.8%	2.0%

## 6 GESTIÓN TÉCNICA

Asimismo, cumplimos con las exigencias del Procedimiento N° 078-2007 OS/CD referido a la operatividad y atención de denuncias de deficiencias de alumbrado público de nuestro parque de alumbrado público urbano, cuyo resultado de fiscalización fue inferior a la tolerancia del 1.5% exigido, como se puede observar en el siguiente resultado de las fiscalizaciones semestrales de Osinergmin:

### Precisión de la Medida

La evaluación de la precisión de la medida de la energía del parque de medidores de Electrocentro, son evaluados semestralmente mediante una muestra representativa otorgada por el Osinergmin.

De acuerdo a las evaluaciones realizadas en el año 2015, los resultados demuestran que Electrocentro viene cumpliendo con la tolerancia exigida por la NTCSE, habiéndose obtenido valores por debajo de la tolerancia de 5% establecida para tal efecto.

### SUPERVISION OPERATIVO DE ALUMBRADO PÚBLICO

PERIODO	UAP INSP.	UAP DEFICIENTE	INDICADOR	TOLERANCIA
I SEM-URB. 2015	2,470	12	0.4%	1.5%
II SEM-URB. 2015	2,541	8	0.3%	1.5%

### SUPERVISION ATENCION DE DENUNCIAS DE A.P.

PERIODO	DENUNCIAS REGISTRADAS	DENUNCIAS ATENDIDAS FUERA DE PLAZO	INDICADOR	TOLERANCIA
I TRIMESTRE 2015	5,303	3	0.05%	2.0%
II TRIMESTRE 2015	4,900	7	0.14%	2.0%
III TRIMESTRE 2015	4,867	0	0.00%	2.0%
IV TRIMESTRE 2015	5,722	1	0.02%	2.0%

## 6 GESTIÓN TÉCNICA

### OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

#### GENERACIÓN

En el año 2015, la producción de nuestras centrales de generación fue de 97.11GWh, lo que representa un incremento de 6.5% respecto a la registrada el año anterior (91.16GWh).

La producción de las centrales hidráulicas fue de 91.38 GWh, representando el 94.1% del total producido, con un incremento de 5.2% respecto al año 2014, debido al recupero de potencia y eficiencia a través del desarrollo de las siguientes actividades:

- ▶ En la central hidráulica de Huarisca, se renovó los dos difusores de las turbinas de los grupos de generación y efectuó el mantenimiento del generador eléctrico del grupo de generación n° 2.
- ▶ En la central hidráulica de Llusita, se efectuó el mantenimiento integral del generador eléctrico del grupo de generación n° 1 y el mantenimiento a máquina abierta de los dos reguladores de velocidad.
- ▶ En la central hidráulica de Chamisería, se efectuó el suministro y montaje de un transformador trifásico elevador de 350 KVA-0.5/10kV, en reemplazo de tres (03) transformadores 1 con bajo aislamiento.

- ▶ En la central hidráulica de Chalhuanayo, se reemplazó el motor de arrastre del gobernador UG-8 del regulador de velocidad del grupo de generación n° 2; mantenimiento del sistema de excitación del generador del grupo de generación n°1; y mantenimiento del transformador elevador de 4 MVA-4.16/22.9kV.
- ▶ En la central hidráulica de Acobamba, se efectuó el suministro y montaje de un rodete Francis de 220 kW.
- ▶ En la central hidráulica de Chanchamayo, se reemplazó la válvula de admisión del grupo n° 2, para lo cual se recuperó y rehabilitó una válvula tipo mariposa de la C.H. Pozuzo.
- ▶ En las diferentes instalaciones de generación eléctrica se realizaron noventa y dos (92) órdenes de mantenimiento preventivo programado, en concordancia al Programa General de Mantenimiento 2015, resaltando las siguientes:
  - Mantenimiento integral a máquina abierta de las turbinas de las centrales hidroeléctricas: Sicaya-Huarisca, Ingenio, Chamisería, Machu, Paccha, Acobamba, Quicapata, Llusita, Chanchamayo, Pichanaki y Chalhuanayo.
  - Rehabilitación preventiva, limpieza y lubricación general de los gobernadores de velocidad de la central hidroeléctrica Pichanaki.

- Mantenimiento de los rodets Pelton de la central hidroeléctrica Quicapata.
- Mantenimiento de las válvulas de mariposa de las centrales hidroeléctricas de Concepción y Sicaya-Huarisca (Grupos n°1).
- Pintado de los componentes del conducto forzado de las centrales hidroeléctricas de Chalhuanayo y Huarisca.
- Mantenimiento de los barrajes, bocatomas, desarenadores, canal de conducción, cámara de carga, compuertas y descarga de aguas turbinadas de las centrales hidroeléctricas de Sicaya-Huarisca, Concepción, San Balbín, Machu, Acobamba, Paccha, Chanchamayo, Pichanaki, Chalhuanayo, Quicapata y Llusita.

La producción de las centrales térmicas diésel fue de 5.66 GWh, incrementando en 33.0% respecto al año 2014 (4.27 GWh), debido al Contrato n° 684/2012, suscrito el 13 de febrero del 2013 con la empresa Power Solutions, que inició sus operaciones en julio de 2013 y cuenta con las siguientes instalaciones:

- ▶ En la localidad de San Francisco: tres (03) unidades generadoras de 750 kW c/u, con potencia contratada de 2 MW.
- ▶ En la localidad de Ayacucho: nueve (09) unidades generadoras de 750 kW. c/u, con potencia contratada de 6 MW.

## 6 GESTIÓN TÉCNICA

### TRANSMISIÓN

Las actividades de mantenimiento en el sistema de transmisión se orientaron a conservar de manera efectiva las instalaciones (subestaciones de potencia y líneas de transmisión), con la finalidad de mejorar la confiabilidad del sistema y disminuir el nivel de interrupciones. Las actividades de mayor relevancia fueron:

- ▶ En la S.E.T. Ninatambo y S.E.T. Chanchamayo se realizó el retrofit de 12 interruptores en media tensión.
- ▶ En la S.E.T. Ninatambo se cambió 6 transformadores de tensión inductivos medición-protección.
- ▶ En la S.E.T. Ayacucho se realizó el mantenimiento del conmutador bajo carga del transformador 15 MVA - 66/22.9/10kV.
- ▶ En la S.E.T. Alto Marcavalle se concluyó con la reparación del transformador de potencia 7 MVA a cargo de la empresa Delcrosa.
- ▶ En la S.E.T. Pachacayo, Matapa, Tablachaca y Chumpe se reemplazaron transformadores de potencia.
- ▶ En la S.E.T. Ayacucho, Huanta, Cangallo, Oxapampa, Pasco y Parque Industrial, se realizó la supervisión de obras nuevas.
- ▶ En la S.E.T. Satipo, Yaupi, Parque Industrial, Concepción, Pachacayo, Ingenio, Chupaca, Huarísca, Chala Nueva, El Machu, Comas, Salesiano, Cobriza II, Machahuay, Huanta, Cangallo, Ayacucho, Mollepata, se realizaron inspecciones termográficas.
- ▶ En la S.E.T. Pichanaki y Ninatambo se reemplazó relés de protección para los alimentadores en media tensión.
- ▶ En la S.E.T. Xauxa se instaló 02 transformadores de corriente en las salidas adicionales 13.9kV y reemplazó el seccionador de línea 60kV.
- ▶ En la S.E.T. Ingenio se realizó el tratamiento por termovaciación del aceite.
- ▶ Se realizó el análisis y diagnóstico de aceite de 71 transformadores de potencia.
- ▶ En las líneas de subtransmisión se realizó la limpieza de la faja de servidumbre, notificación preventiva de construcciones dentro de la faja de servidumbre, e identificación de viviendas ubicadas en los vanos deficientes, para cumplir con el procedimiento N° 264-2005-OS/CD del Osinergmin.



## 6 GESTIÓN TÉCNICA

### DISTRIBUCIÓN

Como parte del mantenimiento del sistema de distribución se adoptaron medidas preventivas, correctivas y predictivas en los sistemas de media tensión, baja tensión, subestaciones de distribución e instalaciones de alumbrado público. Dichas medidas tuvieron como objetivo conservar de manera efectiva las instalaciones, garantizar la funcionalidad y operatividad de los activos en forma segura, confiable y oportuna, reducir al mínimo las interrupciones por mantenimiento y eliminar fallas no previstas en estos sistemas.

Las actividades de mantenimiento en el sistema de distribución se orientaron principalmente a lo siguiente:

- ▶ Reducción de puntos de riesgo en instalaciones de media tensión según Procedimiento n° 228-2009-OS/CD - "Procedimiento para la supervisión de las instalaciones de distribución eléctrica por seguridad pública", interviniendo las deficiencias priorizadas (casos de incumplimiento de distancias de seguridad), cuya meta establecida por el Osinergmin fue de 1 250 deficiencias (correspondientes al sector típico 2):

UNIDAD DE NEGOCIO	META 2015	EJECUTADO	% DE EJECUCIÓN
U.N. Ayacucho	304	304	100.0%
U.N. Huancavelica	52	52	100.0%
U.N. Huancayo	89	89	100.0%
U.N. Huánuco	38	38	100.0%
S.E.M. Pasco	1	1	100.0%
SELVA CENTRAL	156	156	100.0%
U.N. Tarma	108	108	100.0%
S.E.M. Tingo María	27	27	100.0%
<b>TOTAL</b>	<b>775</b>	<b>775</b>	<b>100.0%</b>

Se solicitó al OSINERGMIN la ampliación de plazo hasta el 30/03/2015 para la culminación de las 163 deficiencias de la U.N. Ayacucho, lo cual fue aceptado por estar en ejecución la obra "Remodelación de redes en media tensión de la U.N. Ayacucho - I Etapa", que considera las 163 deficiencias.

## 6 GESTIÓN TÉCNICA

- ▶ A través del servicio especializado de mantenimiento de redes aéreas energizadas de media tensión, en las U.N. Huancayo y Ayacucho, así como en los Servicios Mayores de Pasco y Tingo María, se efectuó trabajos de eliminación de deficiencias de incumplimiento de distancias de seguridad, a través de la contratista CAM Perú, ejecutándose 201 actividades según el detalle siguiente:

UUNN	DEFICIENCIA EJECUTADA
Ayacucho	136
Huancavelica	10
Huancayo	11
Selva Central	20
Tarma	24
<b>Total</b>	<b>201</b>

- ▶ Se efectuó el reemplazo de 1553 postes en mal estado en todo el ámbito de Electrocentro, mejorando la confiabilidad de nuestros sistemas eléctricos.
- ▶ Se priorizó el mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones de media tensión, especialmente en las zonas urbano rural y rural, permitiendo disminuir las interrupciones del suministro eléctrico.



Los planes de trabajo programados en el año 2015 se ejecutaron en un 99.8% conforme al siguiente detalle:

UNIDAD DE NEGOCIO	INTERVENCIONES PROGRAMADAS	INTERVENCIONES EJECUTADAS	AÑO 2015
			% EJECUCIÓN
U.N. Ayacucho	240	240	100.0%
U.N. Huancavelica	540	540	100.0%
U.N. Huancayo	281	281	100.0%
S.E.M. Valle Mantaro	73	69	94.5%
U.N. Tarma	214	214	100.0%
U.N. Selva Central	621	621	100.0%
S.E.M. Pasco	180	180	100.0%
U.N. Huánuco	187	187	100.0%
S.E.M. Tingo María	221	219	99.1%
<b>Total Electrocentro</b>	<b>2,557</b>	<b>2,551</b>	<b>99.8%</b>

## 6 GESTIÓN TÉCNICA

En el servicio de alumbrado público, se ha cumplido con las exigencias del Procedimiento n° 078-2007-OS/CD, cuyo resultado de fiscalización fue inferior a la tolerancia exigida, conforme se aprecia en el siguiente resumen de resultados de las fiscalizaciones del Osinergmin:

### FISCALIZACIÓN PROC. 078-OS/CD-2007 - ELECTROCENTRO S.A

PERIODO DE FISCALIZACIÓN		UAP INSPECCIONADAS	UAP DEFICIENTES	% DE DEFICIENCIAS
2015	I - semestre 2015	2,470	12	0.40%
	*I - semestre 2015	994	6	0.60%
2015	II - semestre 2015	2,541	8	0.30%
	*II - semestre 2015	894	4	0.45%

\* Zona urbano-rural, rural y SER



## 6 GESTIÓN TÉCNICA

### SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

#### SEGURIDAD

El Sistema de Gestión de Seguridad de Electrocentro se basa en la cultura preventiva e implica una serie de medidas de aplicación diaria en las actividades operativas y administrativas de la empresa, así como en las relaciones con los clientes y la comunidad en general.

Para la gestión 2015 se ha implementado el Programa Anual de Seguridad y Salud en el Trabajo (PASST), basado en el modelo del Programa de control de pérdidas, mediante el cual se ha cumplido con actividades de gestión preventiva, labores encaminadas a la prevención y control de los riesgos potenciales en las tareas críticas, como lo establece el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo en las actividades con electricidad, desarrollando las siguientes actividades relevantes:

- ▶ Reuniones del Comité Central de Seguridad y Salud en el Trabajo en la sede Huancayo y los sub Comités de Seguridad y Salud en el Trabajo en las Unidades de Negocio y Servicios Mayores.
- ▶ Reuniones del Comité Regional de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- ▶ Capacitaciones y entrenamiento mensual en temas de prevención.
- ▶ Inspecciones de implementos, equipos, herramientas, vehículos con la finalidad de controlar alguna anomalía.
- ▶ Supervisiones planeadas e inopinadas de trabajos en campo.
- ▶ Diálogos diarios de seguridad, con la finalidad de identificar y evaluar los riesgos potenciales del trabajo en campo.
- ▶ Gestión de incidentes, mediante el cual se evaluó y controló las posibles causas de los accidentes en la etapa de prevención.

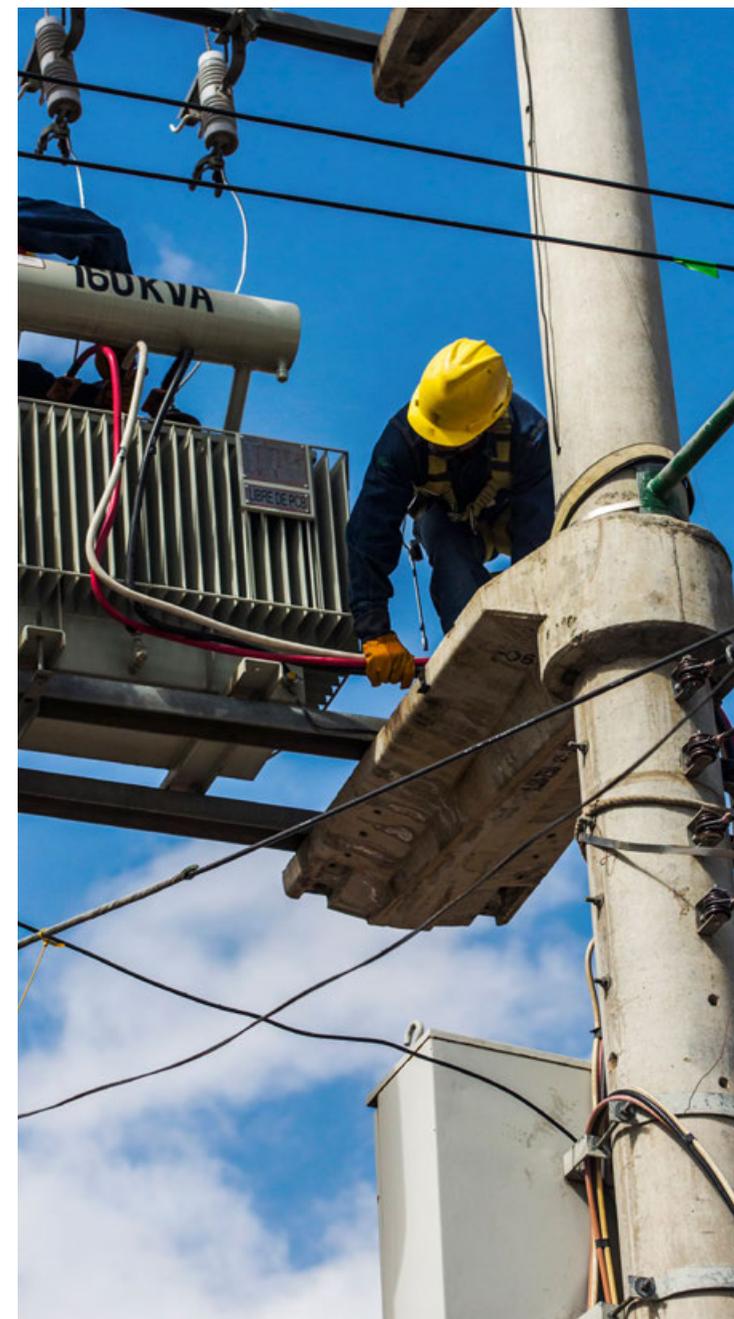


## 6 GESTIÓN TÉCNICA

### INDICADORES DE GESTIÓN EN SEGURIDAD EN EL AÑO 2015

- ▶ La fuerza laboral promedio anual para el año 2015 fue de 1,274 trabajadores y las horas hombre trabajadas para este mismo periodo fue igual a 3,148,373.
- ▶ Se registró 03 accidentes leves, 03 accidentes incapacitantes y 01 accidente mortal.

DESCRIPCION	INDICADOR ANUAL	UNIDAD
N° de Trabajadores	1,274	Trabajadores
Horas / hombre de trabajo	3,148,373	horas/hombre
Accidentes leves	3	Unidad
Accidentes incapacitantes	3	Unidad
Accidentes mortales	1	Unidad
Índice de Influencia	1.89	N° de Accidentes por cada millón de horas trabajadas
Índice de Severidad	43.07	N° de Accidentes por cada millón de horas trabajadas
Índice de Accidentabilidad	0.06	Unidad



## MEDIO AMBIENTE

Se ha dado cumplimiento y seguimiento a los requerimientos que exige la normatividad ambiental y a los instrumentos de gestión ambiental elaborados por la empresa, adoptando medidas de protección del medioambiente en el entorno.

Se remitió al OEFA (Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental) el Informe de Monitoreo Ambiental, con la medición de los parámetros de calidad de efluentes líquidos y calidad de cuerpo receptor, calidad de aire y ruidos, en las centrales de generación. Asimismo, mediciones de electromagnetismo y ruidos de las líneas de transmisión y subestaciones de transformación.

Asimismo, se presentó en la plataforma del OEFA, el Auditor Ambiental, el Plan de Manejo de Residuos y Plan de Manejo de Materiales Peligrosos, Plan de Contingencia, y Plan de Manejo Ambiental, Plan de Manejo de Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos, Plan de ecoeficiencia.

Se elaboró el Informe Anual de Gestión Ambiental (para OEFA, Ministerio de Energía y Minas - DGAA/Minem y Osinergmin), en el que se señala, entre otras, las medidas adoptadas para la protección del medio ambiente.



Se han reformulado los planes de cierre de las centrales térmicas, los cuales serán presentados dentro de los plazos establecidos.

Se elaboró el Informe de identificación de sitios contaminados, de centrales hidroeléctricas, subestaciones de potencia y almacenes.

Dentro de las supervisiones directas regulares realizadas por OEFA, estamos cumpliendo con los compromisos asumidos para implementación de medidas de mejoras ambientales.

## 6 GESTIÓN TÉCNICA

### FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA

Durante el año 2015 realizamos importantes inversiones y la ejecución de actividades operativas permitieron mejorar la infraestructura eléctrica de la empresa, así como atender la subsanación de deficiencias observadas en los programas de fiscalización del Osinergmin en las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, alumbrado público, seguridad y medioambiente, teniendo los resultados siguientes:

En el Procedimiento N° 228-2009 OS/CD-Supervisión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública, se registró en la Base de Datos del Maximus 45,173 deficiencias de las cuales 34,248 están pendientes de subsanar, dentro de las cuales un total de 4,578 son de alto riesgo eléctrico (1,328 deficiencias deben subsanarse en el año 2016).

UUNN/SEM	ESTADO DE LA DEFICIENCIA			TOTAL	% PARTIC.
	PENDIENTE	PREVENTIVO	DEFINITIVO		
Ayacucho	5,224	96	1,205	6,525	14.4%
Huancavelica	4,964	102	1,025	6,091	13.5%
Huancayo	3,252	438	2,630	6,320	14.0%
Huánuco	2,549	77	2,813	5,439	12.0%
Pasco	1,190	97	141	1,428	3.2%
Selva Central	2,672	61	259	2,992	6.6%
Tarma	2,032	133	628	2,793	6.2%
Tingo María	275	38	224	537	1.2%
Valle Mantaro	12,090	430	528	13,048	28.9%
<b>TOTAL</b>	<b>34,248</b>	<b>1,472</b>	<b>9,453</b>	<b>45,173</b>	<b>100.0%</b>

## 6 GESTIÓN TÉCNICA

Adicionalmente, se ha mejorado los indicadores de calidad de la precisión de la medida, los cuales son evaluados en cumplimiento de la NTCSE, cuyos resultados se detallan:

### PRECISIÓN DE LA MEDIDA NTCSE

ELECTROCENTRO	NUMERO DE MUESTRA SEMESTRAL	MEDIDORES QUE NO SUPERAN LÍMITES	MEDIDORES QUE SUPERAN LÍMITES	% MEDIDORES QUE SUPERAN LÍMITES	TOLERANCIA %
I-2015	2,952	2,932	20	0.68%	5.0%
II-2015	2,994	2,941	53	1.77%	5.0%

Los resultados han sido inferiores al 5% de tolerancia establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.



## 6 GESTIÓN TÉCNICA

### SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD

Durante el año 2015, Electrocentro S.A. confirmó la Certificación del Sistema de Gestión de la Calidad bajo los estándares de la norma ISO 9001:2008, por el periodo comprendido del mes de mayo de 2013 a mayo de 2016. Con dos auditorías realizadas en los meses de abril y octubre del año 2015, dicha Certificación está vigente y tiene alcance en los siguientes procesos:

- ▶ Operación y Mantenimiento en generación y transmisión de energía eléctrica en todo el ámbito de Electrocentro S.A.
- ▶ Operación y Mantenimiento en distribución de energía eléctrica en las zonas urbanas atendidas por la Oficina Central de cada una de las Unidades de Negocio de Electrocentro S.A.
- ▶ Comercialización de energía eléctrica en las zonas urbanas atendidas por las Oficina Central de cada una de las Unidades de Negocio de Electrocentro S.A.
- ▶ Gestión de Proyectos en todo el ámbito de Electrocentro S.A.



7

 **GESTIÓN  
COMERCIAL**



## 7 GESTIÓN COMERCIAL

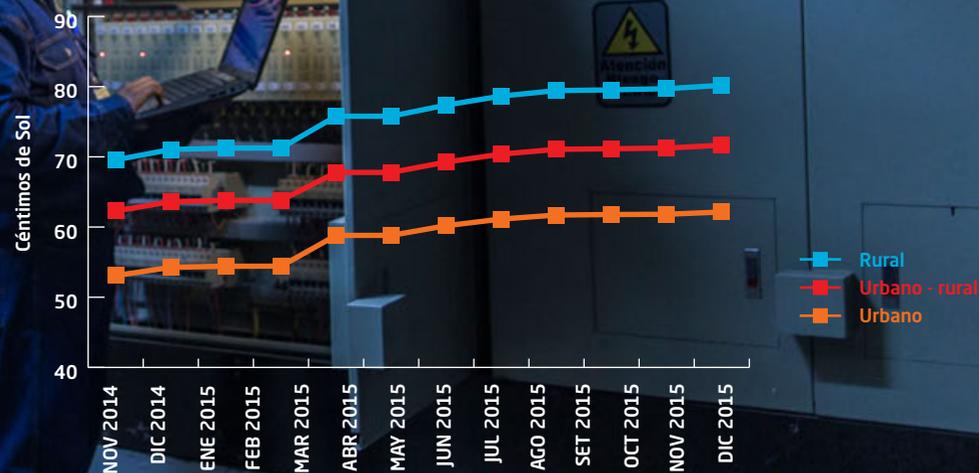
### EVOLUCIÓN DE LA TARIFA

Las tarifas de venta de energía del sector regulado son fijadas cada cuatro años por la Gerencia de Regulación Tarifaria (GART) del Osinergmin, ente regulador del sector energético. Para el año 2015 se mantienen los costos determinados en el procedimiento de fijación del Valor Agregado de Distribución y el Costo Fijo, vigentes desde el 1° de noviembre de 2013, aprobado mediante Resolución Osinergmin N° 203-2013-05/CD. Estos procedimientos toman en cuenta una serie de factores como: costos de operación y mantenimiento, demanda máxima de energía y niveles de pérdidas de energía aceptados. También se incorpora dentro de la fórmula de determinación tarifaria el costo de reposición de los activos utilizados para prestar el servicio.

Las tarifas eléctricas de venta al cliente final tienen tres componentes principales siendo su participación la siguiente:

- ▶ Precios a nivel de generación, que representan alrededor del 40%.
- ▶ Cargos y peajes por transmisión, que representan alrededor del 18%.
- ▶ El valor agregado de distribución (VAD), que representa el 42% restante.

La tarifa de venta de energía más representativa para Electrocentro es la BT5 (baja tensión); la evolución de esta tarifa a lo largo del año 2015, en céntimos de S/ por kWh, en nuestros principales sistemas eléctricos se muestran en el siguiente cuadro:



## 7 GESTIÓN COMERCIAL

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

SISTEMA ELÉCTRICO	ENE-15	FEB-15	MAR-15	ABR-15	MAY-15	JUN-15	JUL-15	AGO-15	SET-15	OCT-15	NOV-15	DIC-15	SISTEMA
Urbano	53.08	54.26	54.42	54.42	58.81	58.81	60.19	61.14	61.71	61.78	61.82	62.14	Huancayo
Urbano - rural	62.29	63.61	63.80	63.80	67.78	67.78	69.26	70.39	71.07	71.15	71.25	71.66	Huayucachi
Rural	69.57	71.04	71.25	71.25	75.79	75.79	77.38	78.66	79.44	79.54	79.71	80.19	San Balvin

La participación en los años 2015/2014 por cada componente de la tarifa BT5 se detalla en el siguiente cuadro:

MES - AÑO	UNIDAD	GENERAC.	TRANSM. PRINCIPAL	TRANSM. SECUND.	VAD MT	VAD BT	TOTAL
2014	c S/ /kWh	21.03	5.56	2.47	5.90	16.89	<b>51.85</b>
	%	40.6%	10.7%	4.8%	11.4%	32.6%	
2015	c S/ /kWh	23.50	7.52	3.15	6.35	18.15	<b>58.66</b>
	%	40.1%	12.8%	5.4%	10.8%	30.9%	
Diferencia	c S/ /kWh	2.47	1.96	0.67	0.45	1.26	6.81
	%	11.7%	35.2%	27.2%	7.7%	7.4%	<b>13.1%</b>

## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### MECANISMOS DE COMPENSACIÓN

#### FONDO DE COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA (FOSE)

La Ley n.º 27510, de creación del Fondo de Compensación Social Eléctrico (FOSE), permite subsidios cruzados dentro del subsector eléctrico, destinados a favorecer a clientes de menores recursos, quienes de otro modo no podrían acceder al servicio.

Los beneficiarios son clientes residenciales que se determinan tomando como base los consumos menores a 100 kWh al mes. A estos clientes se les destina transferencias de otros clientes y empresas distribuidoras, que se originan de una sobretasa destinada a generar este subsidio.

Este beneficio inicialmente se fijó por un período de 30 meses (a partir del 01.11.2001). Posteriormente, mediante Ley n.º 28307 se dispuso su vigencia indefinida. A partir de noviembre del 2001 se efectúan transferencias de fondos entre empresas aportantes y receptoras.

Electrocentro, por la naturaleza de su mercado, es una empresa receptora; debido a esta característica, en el año 2015 recibió de Edelnor, Luz del Sur, Electro Ucayali, Coelvisac, Electrodunas, Edecañete, Seal y Electronorte, la suma de S/ 26,637,075 conforme al siguiente detalle:



#### DEPÓSITOS FOSE LEY ( EN SOLES)

AÑO 2015	EDELNOR	LUZ DEL SUR	ELECTRO-UCAYALI	COELVIC-SAC	ELECTRO-DUNAS	EDE-CAÑETE	SEAL	ELEC-TRONORTE	TOTAL
Enero	682,219	830,767	55,799	81,810	163,448	-	-	-	1,814,043
Febrero	783,893	1,010,058	68,778	80,655	168,531	4,366	-	60,370	2,176,651
Marzo	781,380	973,069	54,604	77,797	164,827	4,972	-	43,767	2,100,416
Abril	775,669	934,035	40,421	74,951	160,553	5,503	-	27,254	2,018,386
Mayo	839,235	1,141,831	81,875	75,107	102,294	12,817	-	-	2,253,159
Junio	845,297	1,085,548	71,320	67,584	69,603	11,719	-	-	2,151,071
Julio	846,054	1,026,533	60,486	60,677	35,452	10,522	-	-	2,039,724
Agosto	919,343	1,236,979	93,526	63,470	137,220	20,767	86,354	-	2,557,659
Setiembre	892,207	1,130,166	85,670	57,823	85,097	21,064	66,913	-	2,338,940
Octubre	849,871	1,009,315	77,343	52,539	28,773	21,251	46,571	-	2,085,663
Noviembre	878,650	1,385,394	167,430	93,648	93,403	-	-	-	2,618,525
Diciembre	885,524	1,293,459	128,157	95,133	80,565	-	-	-	2,482,838
<b>TOTAL</b>	<b>9,979,342</b>	<b>13,057,154</b>	<b>985,409</b>	<b>881,194</b>	<b>1,289,766</b>	<b>112,981</b>	<b>199,838</b>	<b>131,391</b>	<b>26,637,075</b>

## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA USUARIOS REGULADOS DEL SEIN

Mediante el Artículo 29° de la Ley n.° 28832, ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, publicada en el diario oficial "El Peruano" el 23 de julio de 2006, se creó el precio a nivel generación para los consumidores finales de electricidad localizados en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que son sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Dicho precio es calculado como el promedio ponderado de los contratos sin licitación y los contratos con licitaciones. Asimismo, se dispone el establecimiento de un Mecanismo de Compensación entre usuarios regulados del SEIN, con la finalidad 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 del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN", que dispone que OSINERGMIN apruebe los procedimientos necesarios para calcular el precio a nivel generación y determinar el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del Mecanismo de Compensación. En cumplimiento de dicha disposición, se aprobó la norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados", mediante resolución OSINERGMIN n.° 180-2007-OS/CD y sus modificatorias.

En el año 2015, Electrocentro S.A. transfirió como aporte un total de S/ 3,578,063 a través de este mecanismo, de acuerdo al siguiente detalle:

#### MECANISMO DE COMPENSACIÓN SEIN

<b>(EN SOLES)</b>			
<b>PERIODO</b>	<b>ELECTROCENTRO S.A</b>		
	<b>RECEPTORA</b>	<b>APORTANTE</b>	<b>SALDO</b>
Enero	87,406.0	0.0	87,406.0
Febrero	0.0	225,053.0	(225,053.0)
Marzo	0.0	222,741.0	(222,741.0)
Abril	0.0	2,974,316.0	(2,974,316.0)
Mayo	0.0	84,158.0	(84,158.0)
Junio	0.0	85,441.0	(85,441.0)
Julio	149,150.0	86,724.0	62,426.0
Agosto	0.0	46,346.0	(46,346.0)
Setiembre	0.0	46,331.0	(46,331.0)
Octubre	246,145.0	159,336.0	86,809.0
Noviembre	0.0	70,372.0	(70,372.0)
Diciembre	0.0	59,946.0	(59,946.0)
<b>Total</b>	<b>482,701.0</b>	<b>4,060,764.0</b>	<b>(3,578,063.0)</b>

## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA USUARIOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO (MCSEIN)

Mediante el artículo 30° de la citada Ley n.° 28832, se creó el “Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados”, destinado a favorecer el acceso y utilización de energía eléctrica a los usuarios regulados atendidos a través de estos sistemas.

Este mecanismo tiene por finalidad 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 2015 Electrocentro S.A. aportó un total de S/ 2,144,915 a otras empresas distribuidoras a través de este mecanismo.

### MCSA (SISTEMAS AISLADOS) - MILES S/ (EN SOLES)

PERIODO	ELECTROCENTRO S.A		
	RECEPTORA	APORTANTE	SALDO
Enero	0.0	192,905.0	192,905.0
Febrero	0.0	182,651.0	182,651.0
Marzo	0.0	171,107.0	171,107.0
Abril	0.0	177,573.0	177,573.0
Mayo	0.0	180,703.0	180,703.0
Junio	0.0	169,212.0	169,212.0
Julio	0.0	173,323.0	173,323.0
Agosto	0.0	179,131.0	179,131.0
Setiembre	0.0	167,736.0	167,736.0
Octubre	0.0	184,380.0	184,380.0
Noviembre	0.0	188,697.0	188,697.0
Diciembre		177,497.0	177,497.0
<b>Total</b>	<b>0.0</b>	<b>2,144,915.0</b>	<b>2,144,915.0</b>

## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### SERVICIO COMERCIAL

Electrocentro S.A. viene mejorando la atención a sus clientes, como muestra de este propósito es que los periodos de atención de solicitudes de nuevos suministros y reconexiones del servicio a causa de cortes por morosidad se mantienen por debajo de los plazos límites fijados por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

En el año 2015 se registró un total de 24,622 reclamos, con un promedio mensual de 2052 representando un índice de 28.91 por cada 10 000 clientes; índice mayor al año 2014 (27.56) debido a la mayor información de la cual disponen los clientes sobre sus derechos, fomentados sobre todo, por las campañas del Organismo Regulador y la nueva Directiva de Reclamos, vigente desde el mes de mayo 2015 según Resolución Osinergmin N° 268-2014-OS/CD.

El número de reclamos fundados fue de 4,184 y representa el 16.99% del total de reclamos presentados, siendo de 4.91 el índice de reclamos fundados por cada 10,000 clientes; resultado relativamente bajo en proporción al grado de crecimiento de nuestros clientes. Disminuir este indicador es un gran desafío.

Consolidada la integración del sistema comercial, la atención de los requerimientos de los clientes se ejecuta inmediatamente gracias al trabajo coordinado entre el equipo técnico y comercial, que toman conocimiento de dichas solicitudes en línea y resuelven las necesidades del cliente oportunamente.

MES	RECLAMOS	RECLAMOS FUNDADOS	NÚMERO DE CLIENTES	AÑO 2015	
				ÍNDICE DE RECLAMOS X CADA 10 000 CLIENTES	ÍNDICE DE RECLAMOS FUNDADOS X CADA 10 000 CLIENTES
Enero	1,383	245	683,066	20.25	3.59
Febrero	1,592	250	686,443	23.19	3.64
Marzo	1,632	273	688,563	23.70	3.96
Abril	2,068	261	690,314	29.96	3.78
Mayo	1,804	280	692,871	26.04	4.04
Junio	2,266	559	695,725	32.57	8.03
Julio	2,321	516	697,946	33.25	7.39
Agosto	1,956	522	700,171	27.94	7.46
Setiembre	2,646	442	702,520	37.66	6.29
Octubre	2,213	349	704,793	31.40	4.95
Noviembre	2,691	320	706,740	38.08	4.53
Diciembre	2,050	167	709,818	28.88	2.35
<b>TOTAL</b>	<b>24,622</b>	<b>4,184</b>	<b>709,818</b>		
<b>Promedio</b>	<b>2,052</b>	<b>349</b>		<b>28.91</b>	<b>4.91</b>

## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### CLIENTES

Como empresa de servicio público, nuestra filosofía es lograr y mantener un alto nivel de satisfacción para nuestros clientes, por ello nuestra estrategia empresarial no se orienta exclusivamente en maximizar nuestra rentabilidad, sino en brindar un servicio de excelencia al mayor número de personas, teniendo en cuenta la importancia de la electricidad en su calidad de vida.

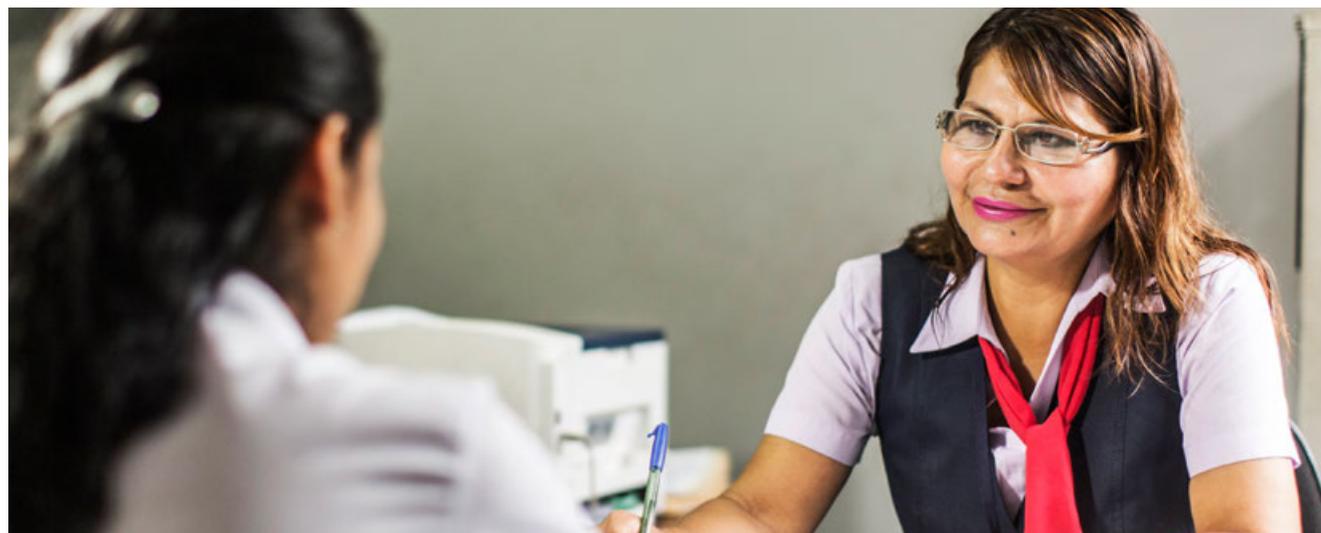
Al concluir el año 2015 Electrocentro atiende a un total de 709,818 clientes, con un crecimiento de 4.52% ó 30,676 clientes respecto al año anterior, en el que se atendió a 679,142 clientes.

Los clientes libres son aquellos que demandan una potencia superior a 1000kW, y cuyas condiciones de precio para la energía contratada se negocian directamente entre cliente y proveedor.

Los clientes regulados, denominados así porque su demanda de potencia es menor a los 1000kW, pagan un precio por la energía consumida en base a la tarifa aprobada por la Gart del Osinergmin.

#### EVOLUCIÓN DE CLIENTES POR MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN

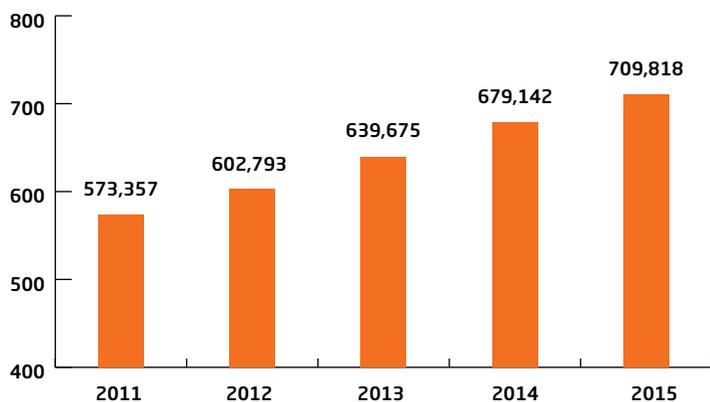
El mayor crecimiento se dio en el mercado regulado de baja tensión (residencial), sector que representa el 91.32% del total de clientes y que incorporó en el año 2015 un total de 28,783 nuevos clientes. La evolución del número de clientes por sectores de consumo es como sigue:



#### EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES

CONCEPTO	2011	2012	2013	2014	2015	CRECIMIENTO 2015/2014
<b>Mercado regulado</b>	<b>573,357</b>	<b>602,793</b>	<b>639,675</b>	<b>679,141</b>	<b>709,817</b>	<b>30,676</b>
- Baja tensión	572,507	601,843	638,643	678,065	708,671	30,606
* Residencial	522,588	550,071	583,797	619,400	648,183	28,783
* No residencial	49,919	51,772	54,846	58,665	60,488	1,823
- Media tensión	848	948	1,030	1,075	1,144	69
- Alta tensión	2	2	2	1	2	1
<b>Mercado libre</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>
- Media tensión	0	0	0			0
- Alta tensión	0	0	0	1	1	0
<b>TOTAL</b>	<b>573,357</b>	<b>602,793</b>	<b>639,675</b>	<b>679,142</b>	<b>709,818</b>	<b>30,676</b> <b>4.52%</b>

## 7 GESTIÓN COMERCIAL



### EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES POR UNIDADES DE NEGOCIO

El crecimiento de clientes alcanzado en nuestras Unidades de Negocio respecto al año anterior, es como sigue:

UNIDAD DE NEGOCIO	2011	2012	2013	2014	2015	VARIACIÓN 2015/2014	
						CLIENTES	%
Ayacucho	103,722	117,859	133,114	139,365	147,326	7,961	5.71%
Huancayo - VM	173,247	178,925	185,547	192,593	199,931	7,338	3.81%
Huancavelica	53,707	55,449	62,404	64,273	67,335	3,062	4.76%
Huánuco-Tingo María	104,545	106,877	110,224	122,640	127,335	4,695	3.83%
Tarma - Pasco	81,495	84,264	85,924	89,471	91,848	2,377	2.66%
Selva central	56,641	59,419	62,462	70,800	76,043	5,243	7.41%
<b>Total</b>	<b>573,357</b>	<b>602,793</b>	<b>639,675</b>	<b>679,142</b>	<b>709,818</b>	<b>30,676</b>	<b>4.52%</b>

## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN

El coeficiente de electrificación es la medida que determina el porcentaje de habitantes que tienen acceso regular a la energía eléctrica dentro de una determinada área, para el presente caso el área de concesión.

Al concluir el año 2015, las poblaciones atendidas por Electrocentro alcanzaron un coeficiente de electrificación promedio de 89.08%, lo que significa un incremento de 0.43 puntos porcentuales respecto al obtenido el año anterior, donde se registró un coeficiente de 88.65%.

Para elevar el coeficiente de electrificación la empresa ejecutó proyectos de ampliación de redes y como complemento se captó clientes provenientes de proyectos de terceros ejecutados por el Minem, Gobiernos Regionales y Locales. Adicionalmente, la aplicación de políticas de facilidades de pago para nuevos suministros, fue otro factor que contribuyó en mejorar este indicador.

Sin embargo, se ha experimentado variaciones significativas según el área geográfica, considerando que existen zonas, sobre todo en la sierra y selva, que no gozan de acceso a la energía eléctrica.

En tal sentido, uno de nuestros mayores retos como empresa, en coordinación con el Minem, Gobiernos Regionales y Municipios sigue siendo el llevar energía eléctrica al mayor número de peruanos dentro de nuestra concesión.



#### COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN 2011 - 2015

UNIDADES DE NEGOCIO	2011	2012	2013	2014	2015
Huancayo - Valle	98.85%	99.99%	100.00%	100.00%	100.00%
Ayacucho	72.03%	99.04%	99.10%	99.26%	99.42%
Selva Central	99.93%	70.97%	71.34%	71.93%	72.22%
Huánuco-Tingo María	71.26%	71.81%	72.14%	75.33%	73.10%
Tarma-Pasco	70.53%	86.30%	86.50%	87.07%	87.12%
Huancavelica	86.01%	72.44%	72.77%	73.33%	73.50%
<b>Electrocentro</b>	<b>88.05%</b>	<b>88.31%</b>	<b>88.49%</b>	<b>88.65%</b>	<b>89.08%</b>

## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### VENTA DE ENERGÍA

#### POR MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN

El volumen de energía vendida por la empresa durante el año 2015 fue de 740.37 GWh, lo cual representa un incremento de 5.31% respecto al año 2014 en que se vendió 703.05 GWh.

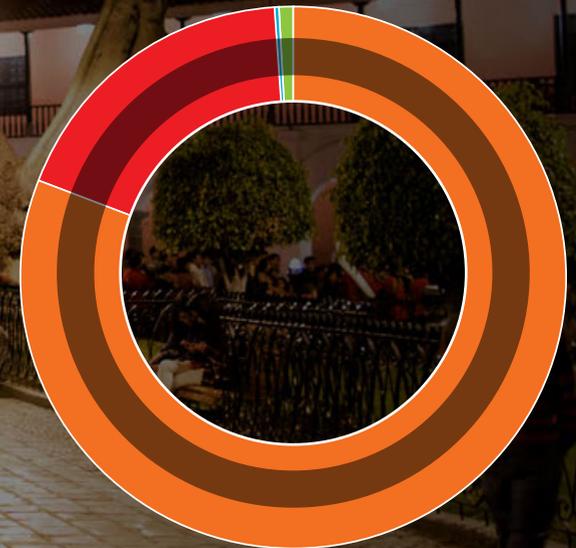
Los clientes del mercado regulado en baja tensión concentraron el 81.1% del volumen total vendido. Las ventas a este sector fueron de 600.01 GWh en el año, con un incremento de 4.91% respecto al año anterior.

#### VENTA (MWH)

MERCADO / SEGMENTO	2011	2012	2013	2014	2015	VARIAC. 2015/2014
Mercado libre	0	0	0	139	4,236	2956.45%
Mercado regulado	590,298	633,856	685,898	702,908	736,133	4.73%
- Alta tensión	7,133	7,598	7,310	3,166	2,062	-34.88%
- Media tensión	100,943	111,750	127,199	127,718	133,975	4.90%
- Baja tensión	482,222	514,509	551,389	572,024	600,097	4.91%
* Domiciliario	299,277	318,664	338,717	348,834	364,445	4.48%
* No domiciliario	132,291	143,279	154,389	160,786	172,114	7.05%
* Alumbrado público	50,654	52,566	58,284	62,404	63,537	1.82%
<b>Total</b>	<b>590,298</b>	<b>633,856</b>	<b>685,898</b>	<b>703,047</b>	<b>740,369</b>	<b>5.31%</b>

## 7 GESTIÓN COMERCIAL

VENTA DE ENERGÍA - AÑO 2015 - EN MWH  
POR MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN

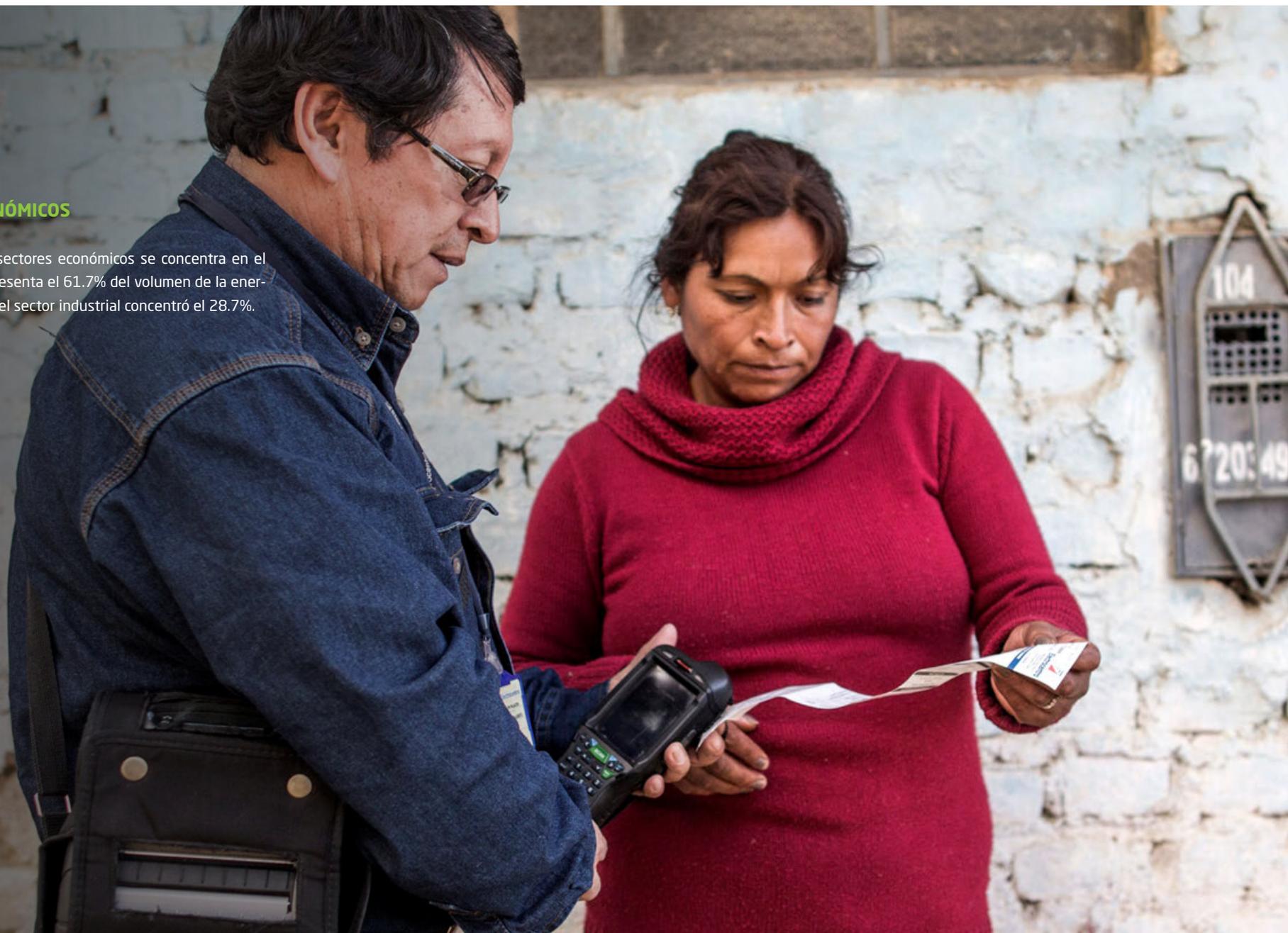


Mercado Regulado media tensión	81.1%
Mercado Regulado baja tensión	18.1%
Mercado Libre	0.6%
Mercado Regulado alta tensión	0.3%

## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### POR SECTORES ECONÓMICOS

La venta de energía por sectores económicos se concentra en el sector doméstico que representa el 61.7% del volumen de la energía vendida, en tanto que el sector industrial concentró el 28.7%.



## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### PRODUCCIÓN Y COMPRA DE ENERGÍA

#### PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En el año 2015, la producción de nuestras pequeñas centrales hidráulicas y termoeléctricas diésel alcanzó a 97.04GWh, volumen que representa el 11.36% del total de la energía movilizada en Electrocentro.

La generación hidráulica (91.38 GWh) representa el 94.2% de esta producción total, en tanto que la generación térmica (5.66 GWh) representa el 5.8%.

#### PRODUCCIÓN PROPIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA AÑO 2014

MWH	HIDRÁULICA	TÉRMICA	TOTAL
Ejecutado	91,382	5,660	97,043
%	94.2%	5.8%	100%



## 7 GESTIÓN COMERCIAL

PRODUCCIÓN DE ENERGIA (MWH) AÑO 2015



Hidráulica  
Térmica

94.2%  
5.8%

El detalle de la producción por centrales es el siguiente:

CENTRAL	AÑO 2015	
	PRODUCIDO	PROGRAMADO
CH Llusita	5,986	8,317
CH Quicapata	6,423	6,250
CH San Francisco	8,365	7,795
CH Chamisería	1,405	1,308
CH Concepción	28	300
CH Huarisca	15,040	15,302
CH Ingenio	8,975	8,491
CH Machu	6,247	6,176
CH San Balvín	1,915	1,860
CH Chalhuanayo	24,919	24,451
CH Chanchamayo	3,420	3,481
CH Pichanaki	6,778	6,283
CH Acobamba	643	547
CH Paccha	1,238	824
<b>Total centrales hidráulicas</b>	<b>91,382</b>	<b>91,385</b>
Volvo	101	100
Detroit	2	
CAT (Mun) P.Bermudez	2	
Puerto Inca (CAT)	86	302
Emergencia 4	3,976	5,217
Emergencia 5	1,493	1,456
<b>Total grupos térmicos</b>	<b>5,660</b>	<b>7,076</b>
<b>TOTAL</b>	<b>97,043</b>	<b>98,461</b>

## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### COMPRA DE ENERGÍA

Durante el año 2015, Electrocentro compró 758.12GWh a empresas generadoras, incrementando en 6.32% o 45.10GWh el volumen de compra respecto al año 2014 (713.02GWh), a consecuencia del mayor consumo.

La evolución de la compra de energía en MWh durante los últimos años fue la siguiente:

GENERADOR	2013	2014	2015	PART. %
Electroperú (Bilateral)	148.41	4.17	4.06	0.5%
Fenix (Bilateral)	0.00	0.00	55.17	7.3%
Egenor (Bilateral)	0.00	0.00	9.11	1.2%
Kallpa (Bilateral)	0.00	6.64	40.92	5.4%
Celepsa (Bilateral)	0.00	20.99	7.35	1.0%
Edegel (Bilateral)	40.45	188.19	57.83	7.6%
Enersur (Bilateral)	20.49	0.00	0.00	0.0%
Celepsa Lic. Largo Plazo	9.24	8.85	9.40	1.2%
Egamsa Lic. Largo Plazo	18.48	17.71	18.81	2.5%
Egenor Lic. Largo Plazo	68.39	65.54	69.60	9.2%
Electroperu Lic. Largo Plazo	232.84	223.15	236.68	31.2%
Fenix Lic. Largo Plazo	28.67	27.48	29.18	3.8%
SDF Energía Lic. Largo Plazo	12.00	11.50	12.22	1.6%
SN Power Lic. Largo Plazo	57.30	54.91	58.31	7.7%
Termoselva Lic. Largo Plazo	41.58	39.85	42.32	5.6%
Enersur Lic. Largo Plazo	0.00	7.93	48.05	6.3%
Chevez Lic. Largo Plazo	0.00	0.00	25.12	3.3%
Muller (Regulado)	3.46	3.62	3.72	0.5%
Simsa (Regulado)	8.71	23.90	21.99	2.9%
Brocal (Regulado)	6.26	7.08	7.28	1.0%
COES Sin Contrato (Regulado)	0.21	0.05	0.00	0.0%
Contrato Otros	1.26	1.45	1.00	0.1%
<b>Total GWh</b>	<b>697.75</b>	<b>713.02</b>	<b>758.12</b>	<b>100.0%</b>

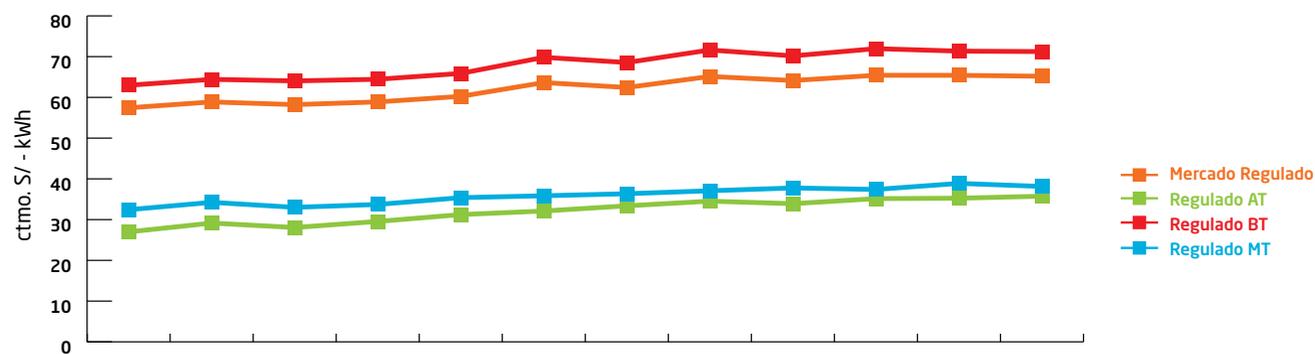
## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS

El precio medio de venta en el mercado regulado fue de 62.18 céntimos S/ por kWh, incrementando en 11.9% respecto al año 2014 (55.57 céntimos S/ por kWh), debido al incremento de los precios de generación (11.7%), cargo por peaje de transmisión principal y secundaria (32.8%) y del Valor Agregado de Distribución (VAD) en 7.5%, componentes principales de la tarifa de venta de energía al cliente final.

El precio medio de venta en el sector regulado baja tensión, sector donde se concentra el mayor número de clientes y el consumo de energía, aumentó en 11.5% (de 61.13 a 68.14 céntimos S/ por kWh); en el sector regulado media tensión el precio medio de venta aumentó en 14.5% (de 31.37 a 35.93 céntimos S/ por kWh).

PRECIO MEDIO DE VENTA AÑO 2015

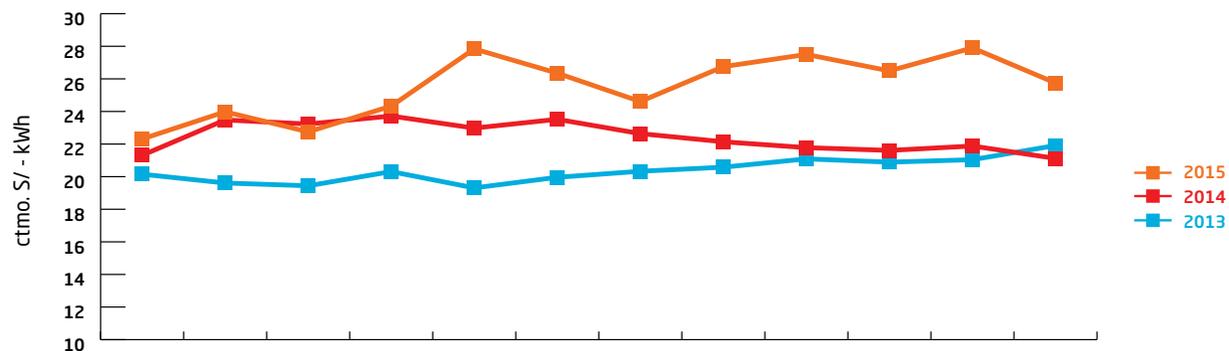


CONCEPTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	PROM. 2015	PROM. 2014	INCR. %
 Mercado regulado	57.43	58.88	58.22	58.88	60.25	63.63	62.42	65.13	64.13	65.42	65.41	65.18	62.18	55.57	11.9%
 Regulado BT	62.97	64.42	64.04	64.44	65.88	69.83	68.55	71.63	70.18	71.96	71.35	71.24	68.14	61.13	11.5%
 Regulado MT	32.43	34.24	33.01	33.72	35.39	35.85	36.35	37.08	37.77	37.40	38.89	38.14	35.93	31.37	14.5%
 Regulado AT	26.98	29.15	28.06	29.55	31.23	32.11	33.38	34.53	33.91	35.15	35.25	35.75	31.92	27.24	17.2%
<b>Total</b>	<b>57.35</b>	<b>58.66</b>	<b>58.21</b>	<b>58.85</b>	<b>60.06</b>	<b>63.36</b>	<b>62.14</b>	<b>64.80</b>	<b>63.82</b>	<b>65.24</b>	<b>65.28</b>	<b>64.96</b>	<b>61.99</b>	<b>55.57</b>	<b>11.6%</b>

## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### PRECIO MEDIO DE COMPRA AÑO 2015

La evolución del precio medio de compra en los dos últimos años tiene una tendencia creciente, incrementándose en 14,1% en el mercado regulado (de 22,43 céntimos S/ por kWh promedio 2014 a 25,60 céntimos S/ por kWh promedio 2015), a consecuencia del incremento en los cargos de peaje principal en 35,2% y los cargos de generación en 11,7%, por los diversos factores de actualización, así como los cargos por seguridad energética, generación adicional entre otros, que son fijados por el Osinergmin.



	AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
	2015	22.31	23.98	22.75	24.33	27.84	26.35	24.61	26.75	27.50	26.49	27.90	25.75	25.60
	2014	21.31	23.48	23.23	23.72	22.98	23.52	22.64	22.14	21.78	21.61	21.88	21.12	22.43
	2013	20.15	19.61	19.44	20.31	19.31	19.96	20.33	20.58	21.09	20.89	21.04	21.91	20.41

## 7 GESTIÓN COMERCIAL

### PROGRAMA FISE

El Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), fue creado por el Gobierno Peruano en Abril de 2012, según la Ley 29852, con la finalidad de proveer una compensación social y promoción al acceso del Gas GLP (Gas Licuado de Petróleo) en los sectores vulnerables del país, tanto urbanos como rurales; y se lleva a cabo a través de la entrega mensual de Vales FISE a los ciudadanos de la regiones con mayor nivel de pobreza, para ser usado como parte de pago en la compra de un balón de Gas GLP de hasta 10 KG con un descuento de S/ 16.00 por cada Vale FISE.

A partir del mes de marzo de 2015, Electrocentro gestionó el reparto del kit de cocina GLP (cocina y balón de gas), en las regiones de Ayacucho, Junín, Huancavelica, Pasco y Huánuco. La meta fijada por el Ministerio de Energía y Minas, mediante R.M N° 042-2015-EM, fue de 107,300 kits al 31 de diciembre de 2015, habiéndose entregado un total de 70,178 kits de cocina GLP, lo cual representa el 65.40% de la meta, consiguiendo un incremento de 25,188 beneficiarios en el padrón de beneficiarios FISE durante el año 2015.

ITEM	ACTIVIDADES	A DICIEMBRE 2015
a	Residenciales Facturados	616,573
b	Potenciales Beneficiarios	307,012
c	Verificaciones en Campo	250,182
d	Potencial Benef. Sin Cocina	13,351
e	Beneficiarios del FISE en el Padrón(Histórico)	243,994
f	Vales FISE Entregados(acumulado)	4,353,934
g	Vales FISE Canjeados(acumulado)	3,457,508
h	Convenio con Agentes GLP	702
i	Cantidad de agentes GLP	<b>741</b>
<b>Meta</b>		218,806
<b>Incremento Beneficiarios FISE vs. Meta</b>		<b>25,188</b>
<b>Avance (%)</b>		



## 7 GESTIÓN COMERCIAL

Al concluir el año 2015, Electrocentro S.A. cuenta con un total de 243 994 beneficiarios FISE en el padrón, concretándose convenios con 158 agentes, totalizando 741 agentes GLP FISE autorizados, con 1081 teléfonos móviles afiliados, que les permiten dar cobertura y atender a los beneficiarios del Programa. El año 2015 se atendió 26,883 solicitudes FISE conforme al siguiente detalle:

ITEM	UU.NN.	CANTIDAD
1	Ayacucho	8,295
2	Huancavelica	2,609
3	Huancayo	3,115
4	Huánuco	1,280
5	Pasco	3,967
6	Selva Central	1,647
7	Tarma	1,500
8	Tingo María	1,795
9	Valle Mantaro	2,675
<b>TOTAL</b>		<b>26,883</b>





# 8

# **GESTIÓN ADMINISTRATIVA**

## 8 GESTIÓN ADMINISTRATIVA

### RECURSOS HUMANOS

En el año 2015, La gestión de la Unidad de Recursos Humanos se orientó a intensificar el Programa de Capacitación y Desarrollo de Personal, para optimizar los niveles de competencia de los colaboradores y propiciar el desarrollo de métodos y procedimientos de trabajo para lograr una mejora sustancial en el clima laboral.

Esa tarea permitió mantener la integración, identificación y compromiso de los colaboradores con la misión y objetivos de la empresa.

### FUERZA LABORAL

Al término del ejercicio 2015, el personal de Electrocentro S.A. está conformado por 391 colaboradores con labores y responsabilidades de carácter permanente. La evolución del personal para los periodos 2014 y 2015 fue la siguiente:

CONCEPTO	2014	2015	%
Estables	339	339	86.7%
Contratos a modalidad	7	5	1.3%
Cooperativa	34	47	12.0%
<b>Total</b>	<b>380</b>	<b>391</b>	<b>100.0%</b>

### COMPOSICIÓN DE LA FUERZA LABORAL

La fuerza laboral de la empresa se concentra en un 34.8% en actividades relacionadas a la distribución de energía; el 33.0% a la comercialización; el 26.6% en labores administrativas y en un 2.8% tanto para actividades de generación de energía como en nuestros sistemas de transmisión.

El detalle y conformación se muestra en el siguiente cuadro:

POR ACTIVIDAD	2014	2015	PARTIC.%
Administración	107	104	26.6%
Comercialización	118	129	33.0%
Distribución	130	136	34.8%
Generación	11	11	2.8%
Transmisión	14	11	2.8%
<b>Total</b>	<b>380</b>	<b>391</b>	<b>100.0%</b>

### CAPACITACIÓN

La Capacitación y Desarrollo del personal fue una de las mayores preocupaciones de la administración. Se desplegó un programa

intensivo orientado principalmente a los profesionales, funcionarios, personal técnico operativo y de apoyo. También se programó cursos generales y específicos sobre seguridad e higiene ocupacional, sistema de gestión de calidad, formación de auditores, entre otros temas.

El personal recibió un total de 26,282 horas de capacitación, distribuidas de la siguiente manera, con un índice per cápita de capacitación de 72.8 horas/trabajador:

### HORAS/HOMBRES CAPACITACIÓN 2015

GRUPO OCUPACIONAL	HORAS/HOMBRE	PARTICIP.%
Funcionarios	4,429	16.8%
Profesionales	13,007	49.5%
Técnicos	6,437	24.5%
Apoyo	2,410	9.2%
<b>TOTAL</b>	<b>26,282</b>	<b>100.0%</b>

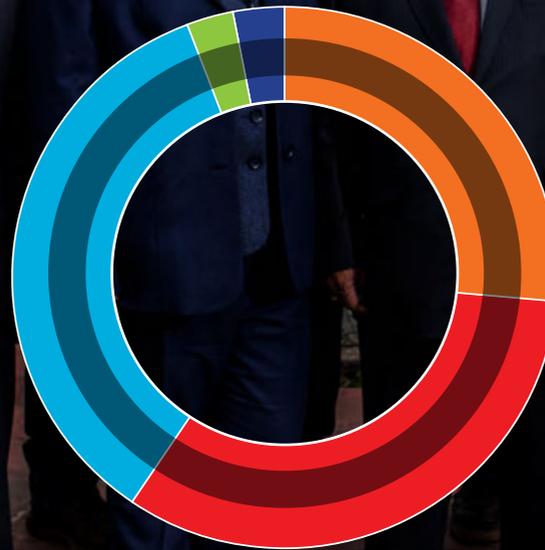
## 8 RECURSOS HUMANOS

FUERZA LABORAL 2015



Estables 86.7%  
Térmica 1.3%  
Cooperativa 12.0%

FUERZA LABORAL POR ACTIVIDADES



Administración 26.6%  
Comercialización 33.0%  
Distribución 34.8%  
Generación 2.8%  
Transmisión 2.8%

CAPACITACION POR GRUPOS OCUPACIONALES



Funcionarios 16.8%  
Profesionales 49.5%  
Técnicos 24.5%  
Apoyo 9.2%

## 8 RECURSOS HUMANOS

### SERVICIO MÉDICO

Electrocentro S.A. desarrolló diversos programas de salud ocupacional y asistencia médico familiar en beneficio de los colaboradores de la empresa y sus familiares directos, siendo los siguientes:

- ▶ Descarte de diabetes mellitus, hipertensión arterial, síndrome metabólico, evaluación médica y consulta nutricional en las Unidades de Negocio, así como actividades de carácter preventivo promocional.
- ▶ Campaña médica de: Descarte de diabetes mellitus, hipertensión arterial, síndrome metabólico, evaluación médica, evaluación odontológica, enfermería, psicología y consulta nutricional en la Sede con Essalud, a través del Convenio Reforma de Vida, así como el desarrollo de charlas informativas y ejercicios físicos dirigido a todo el personal.
- ▶ Charla psicológica "Proyecto de Vida", dirigido a los hijos del personal de 15 a 24 años de edad.
- ▶ Campaña de masajes antiestrés 2015, con auspicio de Rímac Seguros y Reaseguros.
- ▶ Examen médico ocupacional de ingreso, retiro, rotación y por descansos médicos prolongados del personal, de acuerdo a la Ley N° 29783, Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- ▶ Examen médico ocupacional anual en la Sede y Unidades de Negocio, siendo evaluados un total de 339 colaboradores, lo cual equivale al 98.5% del personal.
- ▶ Sensibilización y campaña de vacunación contra la hepatitis B, influenza y antitetánica, dirigida al personal y familiares de Sede y SEM Valle Mantaro.
- ▶ Elaboración de boletines informativos sobre: Dengue, salud mental, niveles altos de colesterol en la sangre y otros.
- ▶ Organización de charlas informativas al personal, con el fin de mantenerlos informados sobre los siguientes temas:
  - a) Difusión del video sobre: Prevención de accidentes por mal uso de la electricidad.
  - b) Construyendo las Relaciones humanas, interpersonales y laborales.
  - c) Diabetes, cáncer e insuficiencia renal.
  - d) Prevención de las enfermedades causadas por epidemias ambientales.
- ▶ Taller de primeros auxilios y reanimación cardiopulmonar, dirigido al personal de Sede y Unidades de Negocio: Ayacucho, Huancavelica, Tarma, Selva Central, Huánuco y SEM Valle Mantaro, Pasco y Tingo María por el servicio médico de la empresa.

“**Electrocentro S.A. desarrolló diversos programas de salud ocupacional y asistencia médico familiar en beneficio de los colaboradores de la empresa y sus familiares directos.**”



## 8 RECURSOS HUMANOS

### RESPONSABILIDAD SOCIAL

Electrocentro S.A. desarrolla actividades de responsabilidad social orientadas a contribuir con el desarrollo de sus colaboradores y la comunidad en general. El nivel de cumplimiento del Programa de Responsabilidad Social desarrollado en el ejercicio 2015 fue del 100%, conforme al siguiente detalle, por cada uno de los tres ámbitos en que se desarrolla:

En el ámbito "El Capital Humano", se logró desarrollar las capacitaciones programadas por el Área de Recursos Humanos y asistió a la realización de la Olimpiada Deportiva en Electrocentro, en la región Junín, provincia de Chanchamayo.

En el ámbito de la "Gestión medio ambiental", que busca contribuir a la mitigación del cambio climático, se desarrolló el Programa de monitoreo ambiental de los efluentes líquidos producto de las actividades de generación eléctrica en cumplimiento del D.S N°029-94-EM.

En el Programa "Adopta un árbol" se cumplió con el 100% de la meta del año 2015, efectuándose 3,175 plantaciones a nivel empresa, 535 plantaciones adicionales a lo programado, entre pinos, eucaliptos, quinales, pino radiata y pino de tecunumani. El programa fue implementado mediante las alianzas estratégicas entre la empresa, las comunidades del ámbito de la concesión y el Servicio Nacional Forestal de Fauna Silvestre (SERFOR).

Las comunidades suscribieron compromisos para lograr que el programa sea sostenible en el tiempo, comprometiéndose a dar mantenimiento y velar que las plantas donadas, logren su madurez morfológica y persistan en el tiempo.

Convocamos la participación de SERFOR, quien contribuyó a través de la capacitación en las comunidades donde donamos los árboles, abordando el tema de la importancia de sembrar un árbol, la manera cómo hacerlo, su mantenimiento, acompañándonos desde el proceso de adquisición de las plantas hasta su siembra en las comunidades.

#### PROGRAMA "ADOPTA UN ÁRBOL" AÑO 2015

UNIDAD DE NEGOCIO	PROGRAMADAS 2015	PLANTADOS 2015
Sede Regional	250	1,120
SEM Pasco	400	500
UN Huanuco	450	450
UN Tarma	300	300
UN Selva Central	300	300
SEM Valle del Mantaro	300	300
UN Huancavelica	200	205
UN Ayacucho	240	0
SEM Tingo María	200	0
TOTAL	2,640	3,175

## 8 RECURSOS HUMANOS

Estas cooperaciones interinstitucionales se plasmaron en los siguientes convenios:

- ▶ Convenio GR-009-2015 de fecha 28.09.2015, con la Comunidad de Acopalca, se sembró una hectárea con 1120 pinos.
- ▶ Convenio GR-010-2015 de fecha 01.10.2015, con el Municipio de Llaylla, a quien se donó un kilo de pino de tecunumani, el que almacenará en el Vivero del Municipio y luego que las semillas logren sus madurez morfológica, estará produciendo aproximadamente 25000 plantones, para su entrega a los pobladores del distrito de Layllapara proteger sembríos de café.
- ▶ Convenio GR-013-2015 de fecha 13.11.2015, con la Institución Educativa Fe y Alegría "María Inmaculada" de Tarma, a quien se donó 300 quinuales, los que conjuntamente con los alumnos de secundaria y profesores de la Institución Educativa se sembraron para proteger las aulas contra efectos del Fenómeno El Niño.
- ▶ Convenio GR-014-2015 de fecha 18.11.2015, con la Comunidad de Yanacachi, Cerro de Pasco, a quien se donó 500 pinos radiata, adaptados a la altura, los que conjuntamente con los comuneros y trabajadores se sembraron en los terrenos de la comunidad.
- ▶ En la U.N. Huancavelica, se sembró 205 arbolitos. Trabajadores y pobladores de las localidades de Huanaspampa, Muquecc Alto, Miquecc Bajo, Bella Esperanza y Castillo Pata, plantaron 170 arbolitos en compensación al podado de árboles, por trabajos de limpieza de servidumbre y medidas de seguridad que efectúa la empresa. En las áreas verdes de la empresa se sembró 35 arbolitos (citios).
- ▶ En la U.N. Huánuco, mediante cooperación interinstitucional con la Municipalidad distrital de Santa María del Valle, provincia de Huánuco, trabajadores y pobladores plantaron 450 eucaliptos, con fines de reforestación.

En el ámbito "Entorno social": Identificación de nuestros grupos de interés y realización del focus group, lo cual nos ha permitido conocer la percepción de nuestros grupos de interés respecto a la empresa, y tomar nota de las acciones de mejora que se plasmaron en un Plan de Trabajo. los valores de unidad familiar e incentivar la seguridad eléctrica tanto en el interior de la vivienda como en la vía pública.



## 8 RECURSOS HUMANOS

### TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES

#### SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y EQUIPAMIENTO

- ▶ Se efectuaron actividades de configuración y mejora del módulo de Recursos Humanos en el ERP / SAP.
- ▶ Se ejecutó mejoras en módulos de Atención al cliente, cobranza y otros, en el sistema comercial Optimus NGC, en el marco de la nueva Directiva de Reclamos, Resolución 269-2014/CD Osi-nergmin.
- ▶ Se implementó el gestor de notificaciones en el sistema comercial Optimus, a través de mensajes de texto (SMS) hacia los suministros que cuentan con celulares registrados en nuestro sistema comercial, para informar fechas de lectura, emisión, vencimiento de recibos de energía entre otros datos.
- ▶ Se ejecutaron las interfaces del sistema de facturación en campo con el sistema comercial, lo cual permitirá generar el recibo de energía en sitio en el momento de la lectura del consumo de energía de nuestros clientes.
- ▶ El avance del proyecto GIS - Smallworld se encuentra en un 71%, a nivel de desarrollo se culminó el diseño del modelo de datos, actividades de conectividad de redes eléctricas, y diseño de interfaces con otros sistemas (Comercial, SAP, Scada).

- ▶ Se inició el desarrollo del sistema de control de viáticos, desde la solicitud y liquidación de los mismos, enlazado al ERP/SAP.

#### INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA

- ▶ La implementación de la mesa de ayuda ha permitido mejorar la gestión de atención de casos (incidentes y requerimientos), atendiendo el 96.6% de los 3,237 casos registrados, cumpliéndose con la meta anual.
- ▶ Se efectuó pruebas en fábrica y configuraciones de los equipos (servidores, equipos de comunicación, simulación, etc.) en Canadá, para la implementación del nuevo Scada.
- ▶ Se implementó el equipamiento de acceso a los portales de Osi-nergmin y Electrocentro, en 14 oficinas de atención al cliente consideradas por la nueva Directiva de Reclamos, estando estos equipos a disposición de los clientes.

#### INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA

- ▶ Se inició actividades del tendido de fibra óptica, de diez tramos desde las subestaciones de potencia a las oficinas comerciales en diferentes unidades de negocio, como inicio del proyecto integral de mejora del sistema de comunicaciones sobre infraestructura eléctrica propia.

- ▶ Se efectuaron mejoras del sistema de comunicación en 03 subestaciones de potencia, como parte de la implementación del nuevo sistema Scada.
- ▶ Se mejoró el sistema de comunicaciones, vía contrato de servicio satelital, del Servicio Eléctrico San Francisco.





9

▷ **ESTADOS  
FINANCIEROS  
AUDITADOS**

## 9 ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS

### DICTÁMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

 Parades, Zaldivar, Bunge & Asociados  
Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada 0003

Dictamen de los auditores independientes

Al accionista y directores de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. - ELECTROCENTRO S.A.

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. - ELECTROCENTRO S.A. (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 del 2015 y de 2014, y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y el resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas (incluidas en las notas 1 a la 35 adjuntas).

**Responsabilidades de la Gerencia sobre los Estados Financieros**

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

**Responsabilidad del Auditor**

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre dichos estados financieros basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aprobadas para su aplicación en Perú por la Junta de Decanos de Colegios de Contadores Públicos del Perú. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para tener una seguridad razonable de que los estados financieros estén libres de errores materiales.

Una auditoría implica realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y 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 de 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.

 0004

Dictamen de los auditores independientes (continuación)

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar las bases para nuestra opinión de auditoría.

**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 del Centro S.A. - Electrocentro S.A. al 31 de diciembre de 2015 y 2014, así como su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Lima, Perú  
19 de febrero de 2016

Refrendado por:

  
Antonio Sánchez  
C.P.C.C. Matrícula N°26604

*Parades, Zaldivar, Bunge & Asociados*

## 9 ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS

### ESTADO DE LA SITUACIÓN FINANCIERA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y DE 2014

	NOTA	2015 S/(000)	2014 S/(000)
<b>Activo</b>			
<b>Activo corriente</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	29,864	19,616
Cuentas por cobrar comerciales, neto	5	59,310	47,679
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	29(b)	7,913	6,190
Otras cuentas por cobrar, neto	6	19,741	14,452
Inventarios, neto	7	18,183	14,727
Gastos contratados por anticipado	8	4,954	2,796
<b>Total activo corriente</b>		<b>139,965</b>	<b>105,460</b>
<b>Activo no corriente</b>			
Gastos contratados por anticipado	8	678	-
Inversión en subsidiaria	11	1	1
Otras cuentas por cobrar, neto	6	157	131
Propiedades, planta y equipo, neto	9	1,052,701	921,850
Activos intangibles, neto	10	2,619	1,644
<b>Total activo no corriente</b>		<b>1,056,156</b>	<b>923,626</b>
<b>Total activo</b>		<b>1,196,121</b>	<b>1,029,086</b>

## 9 ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS

### ESTADO DE LA SITUACIÓN FINANCIERA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y DE 2014

	NOTA	2015 S/(000)	2014 S/(000)
<b>Pasivo y patrimonio neto</b>			
<b>Pasivo corriente</b>			
Otros pasivos financieros	12	49,726	5,430
Cuentas por pagar comerciales	13	66,423	60,378
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	29(b)	11,349	8,831
Otras cuentas por pagar	14	28,435	29,368
Otras provisiones	15	15,829	13,790
Provisión por beneficios a los empleados	16	10,115	9,205
Ingresos diferidos	17	4,056	2,309
<b>Total pasivo corriente</b>		<b>185,933</b>	<b>129,311</b>
<b>Pasivo no corriente</b>			
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	29(b)	14,375	13,842
Otras cuentas por pagar	14	-	232
Pasivo por impuesto a las ganancias diferido, neto	28(a)	2,301	4,617
Provisión por beneficios a los empleados	16	5,857	6,154
Ingresos diferidos	17	62,208	48,313
<b>Total pasivo no corriente</b>		<b>84,741</b>	<b>73,158</b>
<b>Total pasivo</b>		<b>270,674</b>	<b>202,469</b>
<b>Patrimonio neto</b>	<b>18</b>		
Capital emitido		549,792	549,792
Capital adicional		279,811	207,871
Reserva legal		13,101	6,895
Resultados acumulados		82,743	62,059
<b>Total patrimonio neto</b>		<b>925,447</b>	<b>826,617</b>
<b>Total pasivo y patrimonio neto</b>		<b>1,196,121</b>	<b>1,029,086</b>

## 9 ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS

### ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y DE 2014

	NOTA	2015 S/(000)	2014 S/(000)
<b>Ingresos operativos</b>			
Ingresos de actividades ordinarias	19	501,874	429,598
Costo del servicio de actividades ordinarias	20	(347,677)	(300,204)
<b>Utilidad bruta</b>		<b>154,197</b>	<b>129,394</b>
<b>Gastos operativos</b>			
Gastos de administración	21	(28,976)	(30,042)
Gastos de venta	22	(23,207)	(21,080)
Otros ingresos	24	14,418	15,834
Otros gastos	25	(609)	(911)
<b>Utilidad operativa</b>		<b>115,823</b>	<b>93,195</b>
Ingresos financieros	26	2,138	2,837
Gastos financieros	27	(2,099)	(2,465)
Diferencia en cambio, neta	34	(2,392)	(179)
<b>Utilidad antes del impuesto a las ganancias</b>		<b>113,470</b>	<b>93,388</b>
Impuesto a las ganancias	28(c)	(30,727)	(31,045)
<b>Utilidad neta</b>		<b>82,743</b>	<b>62,343</b>
Otros resultados integrales		-	-
<b>Total resultados integrales</b>		<b>82,743</b>	<b>62,343</b>

## 9 ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS

### ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y DE 2014

	<i>CAPITAL EMITIDO S/(000)</i>	<i>CAPITAL ADICIONAL S/(000)</i>	<i>RESERVA LEGAL S/(000)</i>	<i>RESULTADOS ACUMULADOS S/(000)</i>	<i>TOTAL S/(000)</i>
<b>Saldos al 1 de enero de 2014</b>	<b>549,792</b>	<b>183,184</b>	<b>3,624</b>	<b>32,711</b>	<b>769,311</b>
Utilidad neta	-	-	-	62,343	62,343
Total resultados integrales	-	-	-	62,343	62,343
Aportes de FONAFE en obras del Ministerio de Energía y Minas y en efectivo, nota 18(b)	-	24,687	-	-	24,687
Transferencia a reserva legal, nota 18(c)	-	-	3,271	(3,271)	-
Distribución de dividendos en efectivo, nota 18(d)	-	-	-	(29,440)	(29,440)
Otros	-	-	-	(284)	(284)
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>549,792</b>	<b>207,871</b>	<b>6,895</b>	<b>62,059</b>	<b>826,617</b>
<b>Utilidad neta</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>82,743</b>	<b>82,743</b>
Total resultados integrales	-	-	-	82,743	82,743
Aportes de FONAFE en obras del Ministerio de Energía y Minas y en efectivo, nota 18(b)	-	71,940	-	-	71,940
Transferencia a reserva legal, nota 18(c)	-	-	6,206	(6,206)	-
Distribución de dividendos en efectivo, nota 18(d)	-	-	-	(55,853)	(55,853)
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>549,792</b>	<b>279,811</b>	<b>13,101</b>	<b>82,743</b>	<b>925,447</b>

## 9 ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS

### ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y DE 2014

	<b>2015</b> <b>S/(000)</b>	<b>2014</b> <b>S/(000)</b>
<b>Actividades de operación</b>		
Cobranza a clientes	503,314	423,243
Intereses cobrados	1,829	2,784
Otros cobros de efectivo relativos a la actividad	18,876	27,860
Pago a proveedores	(315,542)	(258,990)
Pago de remuneraciones y beneficios sociales	(30,669)	(27,469)
Pago de impuesto a las ganancias	(39,989)	(21,427)
Pago de otros tributos	(6,715)	(4,450)
Intereses pagados	(2,017)	(2,465)
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo provenientes de las actividades de operación</b>	<b>129,087</b>	<b>139,086</b>
<b>Actividades de inversión</b>		
Compra de propiedades, planta y equipo	(129,192)	(82,551)
Adiciones de activos intangibles	(1,392)	-
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo utilizados en las actividades de inversión</b>	<b>(130,584)</b>	<b>(82,551)</b>

## 9 ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS

### ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y DE 2014

	<i>2015</i> <i>S/(000)</i>	<i>2014</i> <i>S/(000)</i>
<b>Actividades de financiamiento</b>		
Ingreso por préstamos	99,704	13,550
Aporte de capital	25,624	19,887
Pago de dividendos	(55,853)	(29,440)
Pago de préstamos	(57,730)	(55,009)
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo neto proveniente de (utilizado en) las actividades de financiamiento</b>	<b>11,745</b>	<b>(51,012)</b>
Aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	10,248	5,523
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	19,616	14,093
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del ejercicio</b>	<b>29,864</b>	<b>19,616</b>
<b>Transacciones que no representan flujos de efectivo:</b>		
Propiedades, planta y equipo recibidos como aporte de capital	46,316	4,800
Otras donaciones de propiedades, planta y equipo	186	-



10

▶ **CUMPLIMIENTO DEL  
PLAN ESTRATÉGICO  
2013- 2017**

## 10 CUMPLIMIENTO DEL PLAN ESTRATÉGICO 2013- 2017

Electrocentro S.A. al cierre del año 2015 muestra un grado de cumplimiento del 99.4% en los Objetivos Estratégicos del Plan Estratégico Institucional 2013-2017, conforme se muestra en el cuadro n° 01.

<b>OBJETIVOS ESTRATÉGICOS</b>		<b>CUMPLIMIENTO AL 31.12.2015 %</b>
<b>F1.</b>	<b>MAXIMIZAR LA CREACIÓN DE VALOR ECONÓMICO</b>	<b>99.04</b>
	F1.1 LOGRAR UNA RENTABILIDAD SOSTENIDA	100.00
	F1.2 INCREMENTAR INGRESOS Y OPTIMIZAR LOS COSTOS	98.08
<b>C1:</b>	<b>CREAR VALOR SOCIAL</b>	<b>99.00</b>
	C1.1 FORTALECER RELACIONES CON GRUPOS DE INTERÉS	98.00
	C1.2 PROMOVER LA ELECTRIFICACIÓN RURAL, USO PRODUCTIVO DE LA ELECTRICIDAD Y ENERGIAS RENOVABLES	100.00
<b>C2:</b>	<b>MEJORAR LA IMAGEN EMPRESARIAL</b>	<b>99.58</b>
	C2.1 GARANTIZAR LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO	100.00
	C2.2 PROMOVER LA PRESERVACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE	100.00
<b>P1</b>	<b>MEJORAR LOS PROCESOS DE GESTIÓN INTERNA Y GOBIERNO CORPORATIVO</b>	<b>97.84</b>
	P1.1 INCORPORAR BUENAS PRÁCTICAS DE GESTIÓN CORPORATIVA	100.00
	P1.2 FORTALECER EL CONTROL DE GESTIÓN EMPRESARIAL	100.00
	P1.3 AMPLIAR Y MEJORAR LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	93.53
<b>A1:</b>	<b>FORTALECER LA GESTIÓN DEL TALENTO HUMANO</b>	<b>100.00</b>
	A1.1 LOGRAR UN AMBIENTE DE TRABAJO QUE FOMENTE LA PRODUCTIVIDAD LABORAL	100.00
	A1.2 FORTALECER EL DESARROLLO DEL PERSONAL	100.00

Fuente: Documentación técnica, económica de la empresa

## 10 CUMPLIMIENTO DEL PLAN ESTRATÉGICO 2013- 2017

Cada objetivo estratégico está compuesto por objetivos específicos, los cuales son monitoreados por indicadores de gestión.

El cuadro n° 2 presenta un análisis descriptivo de los logros alcanzados en el Plan Estratégico Institucional al cierre del año 2015, para cada uno de los Objetivos Estratégicos y Específicos.

**EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD ELECTROCENTRO**  
**PLAN ESTRATEGICO INSTITUCIONAL 2013-2017**  
**EVALUACION AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2015**

OBJETIVO ESTRATÉGICO	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	TIPO DE INDICADOR	META AL 31 DIC 2015	EJECUTADO AL 31 DIC 2015	CUMPLIMIENTO AL 31 DICIEMBRE 2015 %
MAXIMIZAR LA CREACIÓN DE VALOR ECONÓMICO	<b>F1.1 LOGRAR UNA RENTABILIDAD SOSTENIDA</b>					
	Rentabilidad Patrimonial - ROE	%	CI	6.42	10.01	100.00
	Rentabilidad Operativa - ROA	%	CI	7.68	11.21	100.00
	Margen de ventas	%	CI	11.72	16.49	100.00
	<b>F1.2 INCREMENTAR INGRESOS Y OPTIMIZAR LOS COSTOS</b>					
	Rotación de activos	%	CI	39.99	41.87	100.00
	Incremento de la venta de energía a clientes	%	CI	4.40	5.31	100.00
Pérdidas de Energía totales	%	CR	12.70	13.43	94.25	
CREAR VALOR SOCIAL	<b>C1.1 FORTALECER RELACIONES CON GRUPOS DE INTERÉS</b>					
	Implementación del Programa de Responsabilidad Social Empresarial	%	CI	100.00	100.00	100.00
	Percepción del alcance de la misión social de la empresa	%	CI	30.00	28.80	96.00
	<b>C1.2 PROMOVER LA ELECTRIFICACIÓN RURAL</b>					
	Número de usuarios incorporados por electrificación rural	Número	CI	5,436	8,316	100.00

## 10 CUMPLIMIENTO DEL PLAN ESTRATÉGICO 2013- 2017

OBJETIVO ESTRATÉGICO	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	TIPO DE INDICADOR	META AL 31 DIC 2015	EJECUTADO AL 31 DIC 2015	CUMPLIMIENTO AL 31 DICIEMBRE 2015 %
MEJORAR LA IMAGEN EMPRESARIAL	<b>C2.1 GARANTIZAR LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO</b>					
	Índice de satisfacción de los usuarios con el servicio de energía eléctrica	%	CI	36.00	35.70	99.17
	<b>C2.2 PROMOVER LA PRESERVACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE</b>					
	Descarte de presencia de bifenilos policlorados-PCB	%	CI	100.00	100.00	100.00
MEJORAR LOS PROCESOS DE GESTIÓN INTERNA Y GOBIERNO CORPORATIVO	<b>P1.1 INCORPORAR BUENAS PRÁCTICAS DE GESTIÓN CORP</b>					
	Implementación del Código de Buen Gobierno Corporativo	%	CI	100.00	100.00	100.00
	<b>P1.2 FORTALECER EL CONTROL DE GESTIÓN EMPRESARIAL</b>					
	Implementación del Sistema de Control Interno - COSO	%	CI	100.00	100.00	100.00
	<b>P1.3 AMPLIAR Y MEJORAR LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA</b>					
	Duración promedio de interrupciones del sistema - SAIDI	Horas	CR	29.50	30.33	97.19
	Frecuencia promedio de interrupciones del sistema - SAIFI	Veces	CR	16.30	17.95	89.88
FORTALECER LA GESTIÓN DEL TALENTO HUMANO	<b>A1.1 LOGRAR UN AMBIENTE DE TRABAJO QUE FOMENTE LA PRODUCTIVIDAD LABORAL</b>					
	Clima Laboral	%	CI	60.00	60.00	100.00
	<b>A1.2 FORTALECER EL DESARROLLO DEL PERSONAL</b>					
	Mejora de competencias	%	CI	100.00	100.00	100.00



# 11

## ▶ CUMPLIMIENTO DE LA POLÍTICA DE APLICACIÓN DE UTILIDADES

## 11 CUMPLIMIENTO DE LA POLÍTICA DE APLICACIÓN DE UTILIDADES

Electrocentro cuenta con una política de aplicación de utilidades establecida y difundida por el Estado, la cual fue aprobada mediante Acuerdo de Directorio N° 006-2011/006- Fonafe de fecha 18 de febrero de 2011, estableciéndose que la empresa trasladará como dividendos el 100% de sus utilidades distribuibles calculadas sobre la base de sus estados financieros auditados, como máximo hasta el 30 de abril de cada año, salvo disposiciones contrarias en normas legales o Acuerdos de Directorio de Fonafe.

En cumplimiento a la política de aplicación de utilidades, en el mes de abril del año 2014, Electrocentro efectuó el pago de dividendos al Fonafe, propietario del 100% de las acciones que conforman su capital social, por un monto de S/ 55,853,247.82 el cual correspondió a la utilidad distribuible generada en el ejercicio 2013.

Asimismo, antes del 30 de abril del 2016, se proyecta efectuar el pago de dividendos al Fonafe por S/ 74,468,373.99 monto que corresponde a la utilidad distribuible generada en el ejercicio 2015.

Anualmente, la Junta Obligatoria Anual de Accionistas, ratifica y/o aprueba las condiciones específicas aplicables a la distribución de utilidades del Ejercicio concluido.



### Huancayo

Jr. Amazonas 641.  
Teléfono: (064) 481-300

### Lima

Av. Camino Real 348, Torre El Pilar, piso 13,  
San Isidro.  
Teléfono: 211-5500

[www.distriluz.com.pe](http://www.distriluz.com.pe)



CONCEPTO, DISEÑO  
Y DIAGRAMACIÓN

