



## **“VALORACIÓN DE LUZ DEL SUR S.A.A.”**

**Trabajo de Investigación presentado  
para optar al Grado Académico de  
Magíster en Finanzas**

**Presentado por**

**Sra. Roxana Isabel Sánchez Silva**

**Sra. Norka Elva Silva Suárez**

**Srta. Claudia Liliana Suárez Gutiérrez**

**Asesor: Profesor Jorge Lladó Márquez**

**2017**

### **Dedicatoria**

A nuestros seres queridos, por darnos el soporte,  
compresión, cariño y aliento necesarios para  
culminar con éxito esta etapa académica de nuestras  
vidas.

## Resumen ejecutivo

El presente trabajo recoge la valorización de Luz del Sur S.A.A. al 30 de septiembre de 2016, empresa dedicada principalmente a la distribución de energía eléctrica en el país.

La valorización bajo el Método de Flujos de Caja Descontados arroja un valor de *equity* de la compañía de 6.461 millones y un valor por acción de S/ 13,27, siendo su precio en la Bolsa de Valores de Lima (BVL) al 30 de septiembre de 2016 de S/11.44, lo que significa un *upside* de 16%. Ello determina que la recomendación sea la de comprar la acción (BVL 2016).

### Gráfico 1. Precios y proyección de la acción: Luz del Sur S.A.A.



Fuente: Elaboración propia 2017. Bolsa de Valores de Lima (2016).

Dicho valor se justifica en las características de la compañía, la cual pertenece a un sector regulado, con un margen de rentabilidad garantizado en la tarifa eléctrica, con un *payout* que en los últimos años ha oscilado entre 60% y 85%, y con una gestión que busca mejorar su tecnología con el propósito de ser más eficiente. Asimismo, a que los principales riesgos que afronta se encuentran mitigados tanto por políticas del Gobierno como por la gestión interna.

Tales características se han visto reflejadas en el comportamiento de la acción en la BVL, tanto en términos de liquidez como de precio (al cierre de 2006 fue de S/ 4,06 en tanto que al 30 de septiembre de 2016 fue de S/ 11,44).

El futuro se presenta óptimo para la compañía dado que su zona de concesión se encuentra en constante expansión y en ella residen los habitantes de mejor condición económica en el país. Adicionalmente, ha incursionado en la generación eléctrica lo que le permite adquirir un conocimiento global del sector y mejores herramientas para competir.

Cabe indicar que para el presente trabajo de investigación, a fin de conocer mejor a la empresa e identificar si ciertas variables utilizadas en la proyección de ingresos y el cálculo del WACC son correctos, se realizó una reunión con el Gerente de Administración y Finanzas de la compañía.

## Índice

<b>Índice de tablas.....</b>	<b>vii</b>
<b>Índice de gráficos.....</b>	<b>viii</b>
<b>Índice de anexos.....</b>	<b>ix</b>
<b>Capítulo I. Introducción.....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo II. Descripción de la empresa.....</b>	<b>2</b>
1. Líneas del negocio.....	2
2. Ventas, EBITDA y clientes.....	2
3. Constitución, accionistas y grupo económico.....	3
4. Acciones y dividendos.....	4
5. Financiamiento.....	6
6. Riesgos.....	7
6.1 Riesgos de mercado.....	7
6.2 Riesgo de suministro.....	7
6.3 Riesgo de liquidez.....	8
6.4 Riesgo regulatorio.....	8
7. Gobierno corporativo.....	8
8. Responsabilidad social.....	9
<b>Capítulo III. Descripción y análisis de la industria.....</b>	<b>10</b>
1. Clientes.....	10
2. Tarifas.....	10
<b>Capítulo IV. Posicionamiento competitivo y estrategia.....</b>	<b>12</b>
<b>Capítulo V. Análisis financiero y características de la inversión.....</b>	<b>15</b>
1. Ratios de rentabilidad.....	16
2. Ratios de liquidez.....	16
3. Ratios de solvencia.....	16
4. Análisis operativo.....	17

<b>Capítulo VI. Valoración .....</b>	<b>18</b>
1. Costo de capital ( $K_e$ ) .....	18
2. Costo promedio ponderado de capital (WAAC).....	18
3. Supuestos de proyecciones del flujo de caja.....	19
4. Resultados de valorización con el Método de Flujos de Caja Descontados .....	21
<b>Capítulo VII. Análisis de sensibilidad .....</b>	<b>22</b>
<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>23</b>
1. Conclusiones.....	23
2. Recomendaciones.....	23
<b>Bibliografía.....</b>	<b>24</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>26</b>
<b>Notas biográficas.....</b>	<b>65</b>

## Índice de tablas

Tabla 1.	Tipo de clientes y unidades vendidas. ....	3
Tabla 2.	Utilidad neta por acción y <i>payout</i> .....	6
Tabla 3.	Ratio de endeudamiento. ....	6
Tabla 4.	Márgenes EBITDA y operativos del sector.....	16
Tabla 5.	Necesidades operativas de fondos y fondo de maniobra. ....	17
Tabla 6.	Cálculo del costo del capital ( $K_e$ ).....	18
Tabla 7.	Cálculo del costo promedio ponderado de capital (WACC). ....	19
Tabla 8.	Parámetros de regresión lineal.....	20
Tabla 9.	Proyección de ingresos 2016-2025.....	20
Tabla 10.	Flujos de caja descontados del 2016 al 2025 en S/ miles. ....	21
Tabla 11.	Cálculo del valor de la acción.....	21
Tabla 12.	Precio por acción en soles en análisis de sensibilidad.....	22
Tabla 13.	Resumen de valores de la acción. ....	23

## Índice de gráficos

Gráfico 1.	Precios y proyección de la acción: Luz del Sur S.A.A. ....	iii
Gráfico 2.	Evolución de ventas y EBITDA (en millones de soles) .....	2
Gráfico 3.	Cotización de la acción de Luz del Sur S.A.A en la BVL en S/.....	4
Gráfico 4.	Número de días de cotización en la BVL .....	5
Gráfico 5.	Variaciones del PBI, PBI electricidad y agua, cotización, IGBVL 2006-2015. ...	5
Gráfico 6.	Evolución del precio medio de energía eléctrica 2006-2015.....	11
Gráfico 7.	Análisis PEST.....	13
Gráfico 8.	Análisis FODA. ....	14
Gráfico 9.	PBI y crecimiento de ventas. ....	15
Gráfico 10.	Variación kWh/habitantes vs. habitantes del 2006-2015. ....	15
Gráfico 11.	Correlación kWh vs. PBI real.....	20
Gráfico 12.	Regresión lineal kWh vs. PBI real.....	20



## Índice de anexos

Anexo 1.	Constitución de la empresa y accionistas. ....	27
Anexo 2.	Deuda financiera.....	28
Anexo 3.	Análisis del macroambiente.....	29
Anexo 4.	Descripción y análisis de la industria. ....	33
Anexo 5.	Tarifas eléctricas.....	47
Anexo 6.	Población estimada y proyectada por sexo y tasa de crecimiento, según años calendario. ....	51
Anexo 7.	Análisis financiero: ratios y análisis operativo. ....	52
Anexo 8.	Cálculo del costo del <i>equity</i> a valor de mercado. ....	53
Anexo 9.	Proyección de ventas .....	56
Anexo 10.	Otros parámetros de valorización. ....	59
Anexo 11.	Proyección del estado de resultados 2016-2025.....	61
Anexo 12.	Proyección del estado de situación financiera 2016-2025.....	62
Anexo 13.	Otros métodos de valorización. ....	63
Anexo 14.	Necesidades operativas de fondos y fondo de maniobra 2015. ....	64

## **Capítulo I. Introducción**

Luz del Sur S.A.A. es una empresa dedicada principalmente a la distribución de energía eléctrica en el Perú, siendo una de las dos distribuidoras más grandes del país en términos de ventas, EBITDA y clientes. Asimismo, desde septiembre de 2015, incursionó en el negocio de generación de energía, actividad que tiene poca representación en sus ventas (3%). Actualmente pertenece al grupo energético Sempra Energy de los Estados Unidos.

Dichos elementos así como el constante incremento de su precio de cotización en bolsa hacen que la acción resulte atractiva para fines de análisis de inversión.

Este trabajo inicia con un capítulo introductorio, continuando con la descripción de la empresa (capítulo II), análisis de la industria (capítulo III), posicionamiento competitivo y estrategia de la compañía (capítulo IV). Luego se desarrolla su análisis financiero (ratios de rentabilidad) y operativo (capítulo V). La parte central del trabajo está constituida por la valoración (capítulo VI) de Luz del Sur S.A.A., siendo el método principal adoptado el de flujos de caja descontados que es el que mejor refleja el valor fundamental de la compañía, dado que incluye el mayor número de variables económicas que inciden en su desarrollo. Asimismo, dado que la compañía tiene una política de dividendos constante, se incluye la valorización bajo el Método de Descuento de Dividendos y, de manera referencial, la valorización bajo los Métodos de Múltiplos Comparables EV/EBITDA y PER. El trabajo incluye también el análisis de sensibilidad correspondiente (capítulo VII), en el que se ha contemplado un WACC bajo distintos betas, en consecuencia distintos costos de capital, así como distintos costos de deuda. Asimismo, se han sensibilizado las ventas bajo distintos escenarios de PBI, inflación y tipo de cambio sol por USD, que son los tres componentes que inciden en su proyección, así como de tasa de crecimiento  $g$ . En adición y teniendo en cuenta que las variables que más afectan el valor de la compañía son el PBI y el Beta, se han realizado dos análisis de escenario considerando la modificación simultánea de ambas variables. Finalmente, el trabajo termina con las conclusiones y recomendaciones relativas a la compra, mantenimiento o venta de la acción.

Cabe indicar que, dado que a la fecha de desarrollo del presente trabajo, la información de cierre de 2016 no estaba disponible, se ha tomado como fecha de valorización el 30 de septiembre de 2016. En ese sentido, los gráficos y tablas cuentan con data a esa fecha, salvo que no estuviera disponible, en cuyo caso se ha tomado información previa.

## Capítulo II. Descripción de la empresa

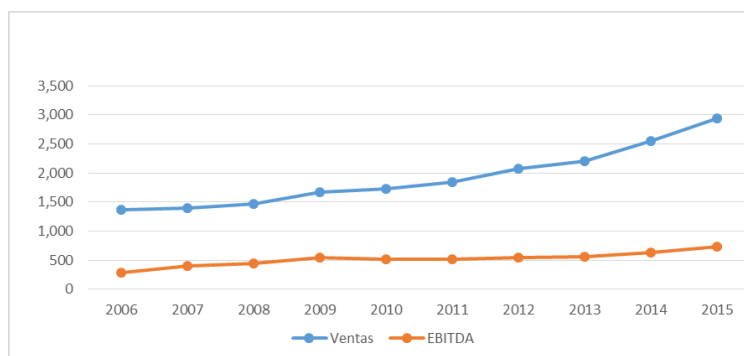
### 1. Líneas del negocio

Luz del Sur S.A.A. es una empresa que se dedica a la distribución, generación y comercialización de energía eléctrica, siendo su actividad económica principal el servicio público de distribución de energía eléctrica en el área asignada de manera exclusiva, según la concesión de duración indefinida que le fuera otorgada por el Estado peruano mediante contrato suscrito en 1996. Dicha concesión abarca más de 3.500 m<sup>2</sup> e incluye 30 distritos al sur de Lima Metropolitana y la provincia de Cañete. La energía que distribuye la adquiere de las empresas generadoras del Sistema Interconectado Nacional (SEIN), atendiendo a más de un millón de clientes. Asimismo, en septiembre de 2015 inició sus operaciones de generación eléctrica con la central hidroeléctrica Santa Teresa–Ccollpani Grande, ubicada en Cusco, que forma parte del SEIN y cuenta con una potencia efectiva de 99,71 MW, que significó una inversión aproximada de S/ 596 millones<sup>1</sup>.

### 2. Ventas, EBITDA y clientes

Luz del Sur S.A.A. es una empresa que ha mostrado un crecimiento constante en cuanto a ventas y EBITDA, tal como se aprecia en el gráfico 2. El crecimiento promedio de ventas en los últimos 10 años ha sido de 9%, mientras que del EBITDA de 12%. Las ventas a septiembre de 2016 ascienden a S/ 2.144 millones, 97% corresponden a actividades de distribución de energía eléctrica y 3% a generación<sup>2</sup>.

**Gráfico 2. Evolución de ventas y EBITDA (en millones de soles)**



Fuente: Estados Financieros de la compañía. Elaboración propia 2017.

<sup>1</sup> Estados Financieros Consolidados y Notas al 30 de septiembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, pp. 6 y 8.

<sup>2</sup> No se incluye información comparativa por tipo de actividad del ejercicio 2015 dado que la actividad de generación inició recién el último cuatrimestre del año.

En cuanto a la actividad principal de distribución, en la tabla 1 se observa un crecimiento en el 2015<sup>3</sup> con relación al 2014 de 6% en clientes y de 4% en la cantidad de energía distribuida, siendo el sector de clientes residenciales el que representa el 90% del total de clientes con un 38% de la energía vendida. Asimismo, de los 1.052.718 clientes al 2015 indicados en la tabla, 1.052.665 son regulados y representaron el 94% de sus ingresos por distribución de energía, mientras que la diferencia de 53 corresponde a clientes libres que representaron el 6% de dichos ingresos<sup>4</sup>.

**Tabla 1. Tipo de clientes y unidades vendidas**

Tipo de clientes	2014		2015		Crecimiento %		Participacion % 2015	
	Clientes	GWh	Clientes	GWh	Clientes	GWh	Clientes	GWh
Residencial	897,002	2,755	951,657	2,812	6%	2%	90%	38%
Comercial	53,615	1,225	55,888	1,265	4%	3%	5%	17%
Industrial	3,791	1,612	4,008	1,679	6%	4%	0%	22%
Otros	37,411	1,608	41,165	1,724	10%	7%	4%	23%
Total	991,819	7,200	1,052,718	7,480	6%	4%	100%	100%

Fuente: Memoria Anual 2015 (Luz del Sur S.A.A: 2015). Elaboración propia 2017.

### 3. Constitución, accionistas y grupo económico

La empresa tiene sus orígenes en el proceso de privatización de las empresas del Estado iniciado en el año 1991. En 1994, como parte de dicho proceso se dividió la empresa ELECTROLIMA S.A, creándose, entre otras, la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Sur S.A. (Edelsur) la que daría origen a la actual Luz del Sur S.A.A. El anexo 1. Constitución de la empresa y accionistas contiene el detalle de dicho proceso, así como de los principales hitos en cuanto a su composición accionaria.

Sus actuales accionistas son Ontario Quinta S.R.L. (61,16%), Peruvian Opportunity Company S.A.C. (20,56%), Energy Business International S.R.L. (1,93%) y otros (16,35%), entre ellos las AFP locales (8,26%)<sup>5</sup>. Los tres primeros accionistas (83,65%) son de propiedad de Sempra Energy International, grupo con sede en California que se dedica al desarrollo de infraestructura en el sector energía, a la generación y distribución de electricidad y productos y servicios relacionados, como distribución de gas, y atiende a 32 millones de consumidores en Estados Unidos, México, Perú y Chile<sup>6</sup>, lo que revela su experiencia y conocimiento en el sector.

<sup>3</sup> A la fecha de elaboración de este trabajo, no existe aún información disponible para el ejercicio 2016.

<sup>4</sup> Estados Financieros Consolidados y Notas al 31 de diciembre de 2015 y 2014, p.10.

<sup>5</sup> Memoria Anual 2015, publicada en la página web de la SMV, p. 12.

<sup>6</sup> Información obtenida de la página web oficial de Sempra Energy. <http://www.sempra.com/about/> y <http://www.sempra.com/about/our-companies/>.

Finalmente, debemos indicar que Luz del Sur S.A.A. tiene las siguientes subsidiarias:

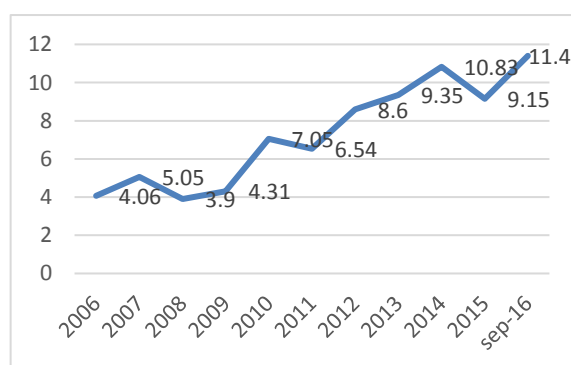
- Inmobiliaria Luz del Sur S.A., dedicada a las actividades mobiliarias e inmobiliarias, compra y venta, arrendamiento y construcción de inmuebles. Tiene una participación de 99,99%.
- Inland Energy S.A.C., dedicada a la generación, transmisión y distribución de energía. Participa en el 99,99% del capital social.

Los ingresos obtenidos por estas subsidiarias representan menos de 0.2% de las ventas totales de los resultados consolidados de Luz del Sur S.A.A.

#### 4. Acciones y dividendos

El capital social de Luz del Sur S.A.A. al 30 de septiembre de 2016 estaba representado por 486.951.371 acciones comunes de un valor nominal de S/ 0,68 cada una. Dichas acciones están inscritas en la Bolsa de Valores de Lima (BVL) y cotizan desde abril de 1996. Al 30 de septiembre de 2016 su cotización fue de S/ 11,44 por acción. La cotización de la acción de Luz del Sur S.A.A. ha mostrado una tendencia alcista, tal como se aprecia en el gráfico 3. Asimismo, dicha acción es líquida en términos de la BVL, tal como se aprecia en el gráfico 4, siendo que de las 1.253 sesiones en que ha operado la mencionada bolsa durante el período que va desde el 2 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2016, la acción de Luz del Sur S.A.A. fue negociada en 1.199 sesiones, esto es, en el 96,00% de veces en promedio. Asimismo, de acuerdo a los cálculos que realiza la BVL, Luz del Sur S.A.A. tiene un índice de liquidez de 6,80<sup>7</sup> colocándola entre las 15 acciones más líquidas de un total de 202 acciones cotizadas en la BVL (2017).

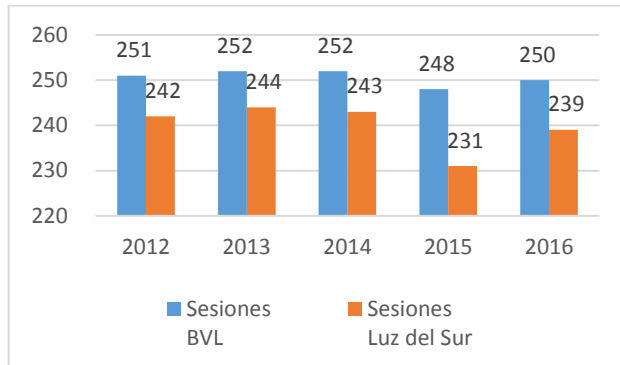
**Gráfico 3. Cotización de la acción de Luz del Sur S.A.A. en la BVL en S/**



Fuente: BVL (2017). Elaboración propia 2017.

<sup>7</sup> Información obtenida de la página Web de la BVL <http://bvl.com.pe/estadist/IndLiq.html>.

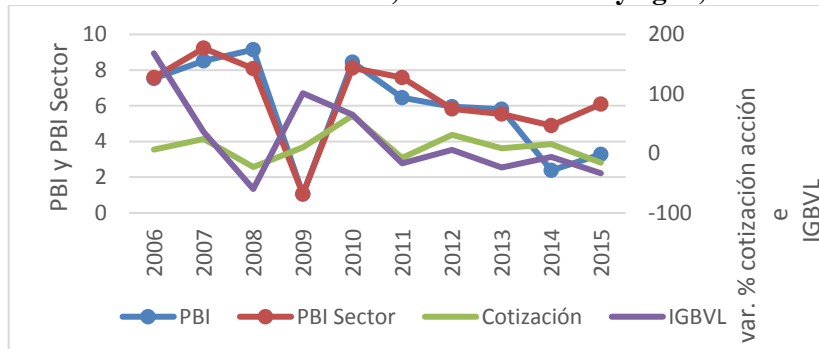
**Gráfico 4. Número de días de cotización en la BVL**



Fuente: EEFF (2012-2016). Elaboración propia 2017.

Para realizar el análisis del tipo de acción de Luz del Sur S.A.A., comparamos las variaciones del PBI a nivel nacional, el PBI del sector, la cotización de la acción de Luz del Sur S.A.A. y el IGBVL desde el 2006 al 2015, los que se muestra en el gráfico 5, y obtuvimos los coeficientes de correlación entre la variación del PBI del sector y la variación de la cotización de Luz del Sur S.A.A. de los últimos 10 y 5 años, siendo de 0,07 y 0,34, respectivamente. Asimismo, podemos observar que la acción de Luz del Sur S.A.A. es anticíclica o defensiva, es decir, su comportamiento no ha estado tan relacionado con el mercado pues si este ha tenido periodos de descenso la acción de Luz del Sur S.A.A. también ha descendido en algunos casos pero en general se ha mantenido en mejores condiciones.

**Gráfico 5. Variaciones del PBI, PBI electricidad y agua, cotización, IGBVL 2006-2015**



Fuente: BVL, BCRP. Elaboración propia 2017.

En relación a su política de dividendos, Luz del Sur S.A.A. la establece en cada oportunidad en función a sus necesidades de inversión y siempre que las condiciones financieras se lo permitan. El pago de dividendos puede alcanzar hasta un 100% de las utilidades de libre disposición obtenidas durante el ejercicio, el que puede hacerse a cuenta<sup>8</sup>. En los últimos 4 años, la compañía ha tenido una utilidad promedio por acción de S/ 0,76 y un *payout* de 71%, tal como puede

<sup>8</sup> Información obtenida en <https://www.luzdelsur.com.pe/accionistas/politica-de-dividendos.html>. La política de dividendos del ejercicio 2016 se encuentra en <http://www.smv.gob.pe/ConsultasP8/temp/Pol%c3%adica%20de%20Dividendos%202016.pdf>.

apreciarse en la tabla 2. Se trata de una acción interesante dado que las ganancias de capital son grandes así como los dividendos que entrega.

**Tabla 2. Utilidad neta por acción y payout**

Concepto	2012	2013	2014	2015	Promedio
Utilidad neta	311,616	321,120	407,817	433,400	368,488
Utilidad neta por acción (EPS)	0.6399	0.6595	0.8375	0.8900	0.7567
Dividendo pagado	0.4820	0.5380	0.5450	0.5600	0.5313
Payout (Dividendo/EPS)	75%	82%	65%	63%	71%
Retention Rate	25%	18%	35%	37%	29%

Fuente: Estados Financieros y Notas del 31 de diciembre de 2012 al 2015.

## 5. Financiamiento

La Gerencia de Finanzas de Luz del Sur S.A.A. revisa la estructura de capital sobre una base semestral, considerando el costo de capital y los riesgos asociados a cada clase de capital. Dicha gerencia ha determinado razonable un nivel de endeudamiento neto de hasta el 150% del patrimonio neto<sup>9</sup>. Durante los últimos 3 años, y al 30 de septiembre del 2016, su ratio de endeudamiento se ha situado entre 70% y 80%, tal como se aprecia en la tabla 3.

**Tabla 3. Ratio de endeudamiento**

Concepto	2013	2014	2015	A septiembre 2016
Obligaciones financieras	1.158.746	1.370.975	1.561.372	1.666.156
Efectivo y equivalentes	18.884	26.875	51.113	49.425
Total Deuda Neta	1.139.862	1.344.100	1.510.259	1.616.731
Total Patrimonio	1.597.074	1.745.346	1.913.357	2.024.813
% endeudamiento neto	71,37%	77,01%	78,93%	79,84%

Fuente: EEFF (2013-2016). Elaboración propia 2017.

El financiamiento con terceros es en soles y al 30 de septiembre de 2016 incluía préstamos bancarios locales por S/ 478 millones de capital, con tasas de interés que van desde 4,27% a 6,7% y bonos corporativos por S/. 1.161 millones con cupones trimestrales cuya tasa oscila entre 4,75% y 8,75%<sup>10</sup>. Del total, S/ 308 millones son parte corriente y S/ 1.358 millones de largo plazo. El anexo 2. Deuda financiera, recoge el detalle de cada deuda, fecha de emisión, fecha de vencimiento, tasa de interés, entre otros.

<sup>9</sup> Estados Financieros Consolidados y Notas al 31 de diciembre de 2014 y 2013, p.33 y Estados Financieros Consolidados y Notas al 30 de septiembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, p. 30 publicados en la página web de la SMV.

<sup>10</sup> Estados Financieros Consolidados y Notas al 30 de septiembre de 2016, pp. 43-44, publicados en la página web de la SMV.

## **6. Riesgos**

Luz del Sur S.A.A. está expuesta a los riesgos de mercado (tipo de cambio, tasa de interés y precios), suministro, liquidez y regulatorios. Los riesgos son administrados por la Gerencia de la compañía quien tiene la responsabilidad de minimizarlos a través de la implementación de políticas y procedimientos que contribuyan con este objetivo.

### **6.1 Riesgos de mercado**

Luz del Sur S.A.A. realiza la facturación de sus ventas básicamente en moneda nacional. Asimismo, la mayor parte de sus costos le son facturados en soles y su deuda es en moneda nacional, tal como se puede apreciar del anexo 2. Deuda financiera. Luz del Sur S.A.A. se encuentra expuesta a la volatilidad del tipo de cambio debido solo a ciertas cuentas por cobrar (clientes libres) y cuentas por pagar comerciales en dólares de los Estados Unidos de América. La compañía no ha contratado instrumentos financieros derivados. No obstante, la posición activa o pasiva neta de la compañía suele oscilar entre el 0,2% y 0,06% de sus ventas, por lo que una variación en los tipos de cambio de dólar no sería significativa para fines de los resultados de esta. Cabe indicar que si bien parte de los costos de la generación (de una empresa generadora) son en dólares, y estos costos finalmente son trasladados a la tarifa que se cobra a los clientes regulados a través de los recibos de luz, dichas tarifas de generación y distribución, que son en soles, contemplan un factor de indexación por tipo de cambio, mitigando de esta forma la exposición por tipo de cambio.

En cuanto a tasas de interés, Luz del Sur S.A.A. mitiga el riesgo utilizando una política que contempla la emisión y contratación de deuda con tasas de interés fijas, tal como puede observarse en el anexo 2. Deuda financiera. En cuanto al riesgo de precios, también es bajo debido a que Luz del Sur S.A.A., de acuerdo con la legislación sectorial, mantiene contratos de compra de energía a largo plazo en los que se fijan los precios. En cuanto a los precios de venta, cualquier fluctuación en el costo de compra de energía es trasladada a través de la tarifa que se cobra al consumidor final.

### **6.2 Riesgo de suministro**

Luz del Sur S.A.A., como empresa distribuidora, tiene una dependencia de las empresas generadoras, pues son estas las que proveen la energía para su distribución. Los recursos más usados para la generación de energía son el agua y el gas. Actualmente no se prevé un desabastecimiento futuro de estos recursos. Ello obedece a que debido a las perspectivas de crecimiento económico que existían en los años 2000, se promovió la explotación de generadoras



en base a gas natural, determinándose actualmente una oferta superior a la demanda. Ello quedó corroborado en el reciente fenómeno del Niño costero, que determinó que cuatro centrales de generación hidráulica cercanas a Lima quedasen fuera de servicio por algunas semanas, y a pesar de ello, el servicio eléctrico no se vio afectado, pues otras centrales entraron a despachar energía eléctrica. Asimismo, tal como se indicó, la regulación prevé que las distribuidoras tengan contratado con anticipación el suministro de energía por los siguientes años. Luz del Sur S.A.A. tiene contratos vigentes para el suministro de energía por lo menos hasta el 2018.

### **6.3 Riesgo de liquidez**

La Gerencia de Luz del Sur S.A.A. administra el riesgo de liquidez considerando básicamente dos aspectos: (i) utiliza cierta deuda de largo plazo para cubrir sus pasivos corrientes no cubiertos por activos corrientes (su ratio corriente promedio de los últimos tres años es de 0,74), siendo que dicha deuda tiene tasas de interés razonables (5,67%) y (ii) no excede el nivel de endeudamiento de 80% de su patrimonio, aunque el ratio permitido es de hasta 150% del patrimonio.

### **6.4 Riesgo regulatorio**

Las operaciones de Luz del Sur S.A.A. se encuentran reguladas por organismos del Estado como el Organismo Supervisor de Energía y Minas (OSINERGMIN) y el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), los cuales intervienen en la normativa del Sector Eléctrico Nacional. Si bien estas entidades tienen como objetivo principal asegurar las mejores condiciones para la generación, transmisión y distribución eficiente de la energía en el Perú en el corto, mediano y largo plazo, muchas de las leyes creadas establecen parámetros en cuanto a inversión en aspectos técnicos y de seguridad tal como lo dispone, por ejemplo, el Código Nacional de Electricidad. Estas normas podrían generar en el futuro un sobre costo para las empresas distribuidoras, que no podría ser trasladado a sus clientes mediante las tarifas, pues estas también son reguladas y están calculadas sobre la base de modelos eficientes. Es importante mencionar que ante cambios de Gobierno, las leyes y marcos regulatorios pueden variar y no es posible asegurar que en el futuro estos cambios no afecten a las empresas del sector eléctrico. La forma en que Luz del Sur S.A.A. gestiona este riesgo es manteniendo una vinculación estrecha con los reguladores y teniendo una participación activa en la emisión de regulaciones.

## **7. Gobierno corporativo**

Luz del Sur S.A.A. cumple con los principios de Buen Gobierno Corporativo según los pilares adoptados para las sociedades peruanas y que son evaluados a través de la SMV. Sus políticas relativas al tema son difundidas públicamente y a través de cuestionarios que describen cada aspecto principal que debe tener toda empresa corporativa. Esta adopción, que se detalla en un

informe sobre el cumplimiento de los principios de Buen Gobierno Corporativo, se basa en cinco pilares: (i) Derechos de los accionistas, (ii) Junta General de Accionistas, (iii) El Directorio y la alta Gerencia, (iv) Riesgos y cumplimiento y (v) Transparencia de la información.

## **8. Responsabilidad social**

Luz del Sur S.A.A. tiene presente su compromiso constante por el impacto social, económico y medio ambiental, buscando mejorar la calidad de vida de sus clientes en las zonas de influencia, procurando el desarrollo educativo y la salud a fin de reducir la pobreza y generar desarrollo sostenible para las comunidades. Luz del Sur S.A.A. busca plasmar, a través de distintas actividades de apoyo a la comunidad, una ética de responsabilidad social, creando valor y oportunidades. Entre sus actividades están su apoyo a diversas entidades, tales como el Hogar Clínica San Juan de Dios, la Fundación Peruana de Cáncer y la Asociación Fe y Alegría<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> Memoria Anual 2015 publicada en la página web de la SMV (2016).

### **Capítulo III. Descripción y análisis de la industria**

En primer término, debe tenerse en consideración que ciertos aspectos internacionales, regionales y locales condicionan y explican el comportamiento de la economía local, factores que se desarrollan en el anexo 3. Análisis del macroambiente.

Asimismo, con el fin de comprender el sector es necesario tener en cuenta (i) las principales normas que lo regulan, (ii) los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que lo conforman así como el SEIN, (iii) los tipos de clientes, (iv) las entidades estatales que se relacionan al sector, (v) las tarifas aplicables, y (vi) el contexto económico de él. Para tales fines seguidamente pasamos a resumir los puntos referidos a clientes y tarifas, en tanto que un análisis detallado del sector y los resultados del análisis de las fuerzas de Porter se realiza en el anexo 4.

#### **1. Clientes**

Los clientes del sector eléctrico se dividen en los siguientes tipos, de acuerdo con la definición contenida en las normas eléctricas<sup>12</sup>: (i) usuarios regulados, que son aquellos cuya máxima demanda anual es de hasta 200 kW y son atendidos solo por distribuidoras, (ii) usuarios que pueden optar por ser regulados o libres, que son aquellos cuya máxima demanda anual es mayor a 200 kW y hasta 2.500 kW, y (iii) usuarios libres, que son aquellos cuya máxima demanda anual es mayor a 2.500 kW. Si el usuario libre cuenta con una potencia contratada igual o mayor a 10 mW o si un conjunto de usuarios libres cuentan con una potencia contratada que suma por lo menos 10 mW, serán considerados grandes clientes. Los usuarios libres son atendidos por distribuidoras o generadoras directamente y sus tarifas se negocian libremente.

#### **2. Tarifas**

En el mercado regulado, la GART del OSINERGMIN aprueba las siguientes tarifas:

- Tarifa máxima de generador a distribuidor de energía eléctrica: establece precios en barra (punto de medición y entrega), los que se determinan en base a la demanda futura e histórica, el programa de operaciones, los costos marginales, el precio básico de energía y potencia, el tipo de unidad generadora más económica a la que se le determina una anualidad con una tasa de actualización de 12%, entre otros.

---

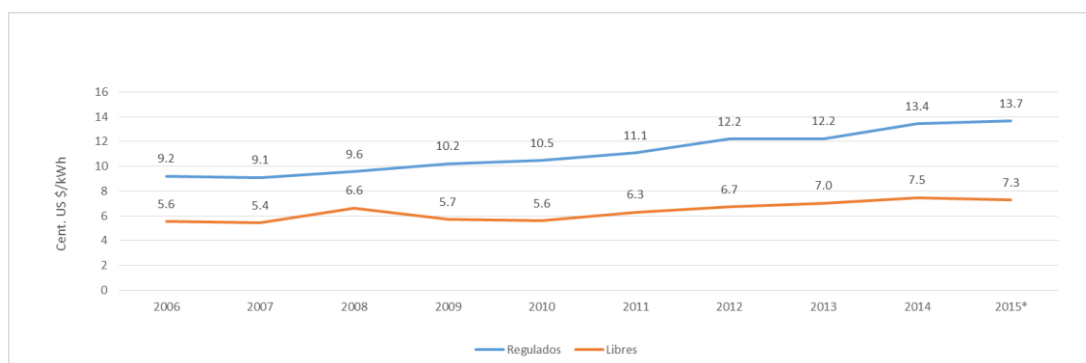
<sup>12</sup> (i) Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (artículo 2), (ii) Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (numerales 12, 36 a 38 del artículo 1 y Primera Disposición Complementaria y Final), y (iii) Decreto Supremo N° 022-2009-EM – Reglamento de la Ley N° 28832 (artículo 3).

- Tarifa máxima de transmisión: se aprueba por los distintos sistemas de transmisión, en función a las inversiones y una anualidad de la inversión en base a la tasa de actualización, así como los costos de operación y mantenimiento. La tarifa de transmisión es conocida como peaje.
- Tarifa máxima de distribución: tarifa compuesta por (i) precio a nivel generación (PNG); (ii) peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y, (iii) valor agregado de distribución (VAD). El PNG equivale al promedio ponderado de precios de potencia y energía de los contratos sin licitación celebrados entre generadora y distribuidora (cuyos precios no podrán ser superiores a los precios en barra) y según los contratos resultantes de licitaciones. El VAD, por su parte, se basa en una empresa modelo eficiente y se calcula cada 4 años para cada concesionario sobre la base de los costos asociados al usuario (tales como los de facturación, distribución y comisión de cobranza), las pérdidas estándares físicas y comerciales de potencia y energía, los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación, y el cargo asociado a la innovación tecnológica. El VAD resultante incluye una tasa interna de retorno (TIR) que no puede diferir en más de 4 puntos porcentuales de la tasa de actualización. Para las empresas de distribución de Lima, la TIR del VAD actual es de 8,5%.

Cabe agregar que de acuerdo con la regulación tarifaria, la tarifa eléctrica se indexa por los siguientes componentes: inflación (66%), tipo de cambio (24%), cotización del aluminio (8%) y cotización del cobre (2%). Un mayor detalle sobre la determinación de estas tarifas se encuentra en el anexo 5. Tarifas eléctricas.

Como puede apreciarse en el gráfico 6, la tarifa media de energía para el usuario regulado cerró el 2015 con el importe de USD 0,137 por kWh, en tanto que la del usuario libre fue de USD 0,073 por kWh. Las cifras también evidencian que dichas tarifas crecieron en los últimos 5 años en un promedio de 5,6% y 5,4%, respectivamente.

**Gráfico 6. Evolución del precio medio de energía eléctrica 2006-2015**



Fuente: Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015 de la DGE del MINEM (2016).

#### Capítulo IV. Posicionamiento competitivo y estrategia

Luz del Sur S.A.A. es una empresa en constante crecimiento debido, principalmente, al área estratégica de su concesión, esto es Lima Sur, en la que se ubican los más importantes distritos de expansión empresarial, comercial y urbana del país: San Isidro, Miraflores, Surco, San Juan de Miraflores, San Juan de Lurigancho, entre otros. Ese crecimiento se ha visto reflejado en el incremento constante del número de clientes y de las ventas y el EBITDA, así como en la mejora de sus indicadores financieros, tal como se verá en el apartado siguiente. Para asegurar la atención de su demanda, Luz del Sur S.A.A. ha suscrito 55 contratos de suministro de energía con 18 generadoras, el último de los cuales vence el 31 de diciembre de 2031<sup>13</sup>. Asimismo, el hecho de pertenecer al Grupo Sempra garantiza experiencia y conocimiento en el sector, factores que son fundamentales para invertir en un negocio como este. Dicha experiencia la ha llevado a incursionar en las actividades de generación eléctrica sin necesidad de constituir una compañía independiente como ha ocurrido con otros grupos económicos (a saber, Enel), con las sinergias que ello supone en términos de gestión y competitividad. Luz del Sur S.A.A. también ha registrado una importante expansión de su infraestructura vinculada con su red de distribución eléctrica, con el propósito de atender a su demanda en constante crecimiento, así como a reducir las pérdidas de energía registradas en la red.

Todos estos factores, su política de dividendos (*payout* alto) y sus políticas de responsabilidad social han determinado que Luz del Sur S.A.A. se consolide como una de las mejores distribuidoras del país, lo que claramente se ha visto reflejado en el incremento constante del precio de su acción en la Bolsa de Valores de Lima, cuya cotización al cierre de 2006, 2015 y al 30 de septiembre de 2016 fue de S /1,83, S /9,15 y S/ 11,44, respectivamente.

Ahora bien, es necesario recordar que existe un monopolio natural por área de concesión para los clientes regulados del negocio de distribución, por lo que en dicho ámbito Luz del Sur S.A.A. no tiene competidores. Dicha competencia se presenta solo en el negocio de generación (que representa el 3% de sus ingresos totales) y en el caso de clientes libres del negocio de distribución (que representa el 6% de sus ingresos totales).

En cuanto a su estrategia, Luz del Sur S.A.A. tiene como principal objetivo estratégico generar valor a sus accionistas logrando una mayor rentabilidad, es decir maximizando sus utilidades. Para cumplir con este objetivo, la empresa debe mejorar constantemente su estructura de costos y

---

<sup>13</sup> Estados Financieros Consolidados y Notas al 30 de septiembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, p. 8 publicados en la página web de la SMV (2016).

calidad de sus servicios. Existen varios factores claves de éxito para lograr la estrategia:

- i) Reducción de costos y mejora de la productividad. Para esta finalidad, Luz del Sur S.A.A. invierte en mejorar la tecnología de teledistribución y control de pérdidas de energía, así como en capacitaciones a sus empleados, lo cual le permite mejorar su productividad.
- ii) Expansión de la capacidad de distribución, así como tener tecnología de punta que permita ser una empresa moderna.
- iii) Competencia en atención a clientes libres para lo cual se encuentra evaluando diversos proyectos vinculados a la generación.
- iv) Continuar con la mejora en la calidad de sus servicios, para lo cual Luz del Sur S.A.A. ha logrado tener una atención personalizada a sus clientes a través de canales de información que permita una comunicación rápida y efectiva.
- v) Contribuir con el buen manejo del medio ambiente y la salud ocupacional, a través de un plan detallado que permita asegurar que el medio ambiente no se afecte. En el 2015 se invirtió cerca de 2 millones de dólares en programas relacionados con el medio ambiente<sup>14</sup>.

A continuación pasamos a mostrar, en los gráficos 7 y 8, los resultados de los análisis PEST –que identifica los factores políticos, económicos, sociales y tecnológicos que afectan a Luz del Sur S.A.A.– y FODA –que analiza las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de la empresa–, respectivamente.

### Gráfico 7. Análisis PEST

#### Político:

- Regulación que otorga monopolio natural y rentabilidad garantizada.
- Regulación que exige estándares de calidad del servicio.
- Interés prioritario del Gobierno en el sector reflejado en el Plan Energético Nacional 2014-2025<sup>15</sup>.
- Interés del Gobierno en electrificar totalmente el país<sup>16</sup>.

#### Económico:

- Correlación de unidades vendidas con PBI de 0,76.
- Indexación de precios de venta al dólar.
- Posible recesión económica para próximos dos años, pero crecimiento futuro.
- Posible subida de tasas de interés para financiamiento en caso USA suba sus tasas.

#### Social:

- Tasas de crecimiento poblacional a la baja (factor promedio de últimos 10 años: 1,14, estimado próximos 10 años: 1,00)<sup>17</sup>.
- Incremento de niveles de consumo.
- Mayor consumo de calefactores/enfriadores debido al cambio climático.

#### Tecnológico:

- Mejora de sistema de distribución y medición.
- Nuevas tecnologías para producción y transmisión de energía.

Fuente: Elaboración propia 2017.

<sup>14</sup> Memoria Anual 2015. Publicada en la página web de la SMV.

<sup>15</sup> Este plan busca establecer medidas de política por cada sector, asegurar el abastecimiento de la energía, lograr acceso y mayor seguridad al suministro de energía así como también desarrollar proyectos energéticos con mínimo impacto ambiental que permitan un desarrollo sostenible. Ver en <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/2ResEje-2014-2025%20Vf.pdf>.

<sup>16</sup> Columna de opinión “Electrificación y desarrollo” por Guillermo Vidalón. Diario Gestión. En <http://gestion.pe/opinion/electrificacion-y-desarrollo-guillermo-vidalon-2125153>

<sup>17</sup> Ver el anexo 6. Población estimada y proyectada por sexo y tasa de crecimiento, según años calendarios.

**Gráfico 8. Análisis FODA**



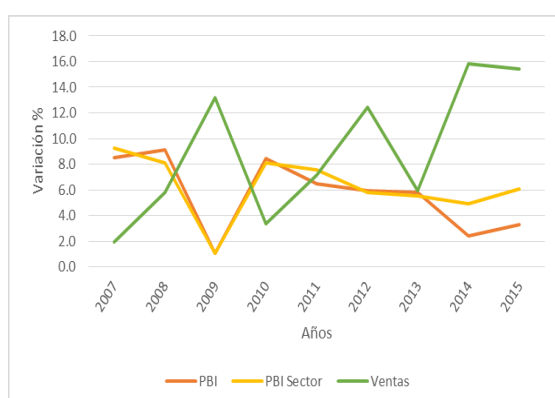
Fuente: Elaboración propia 2017.

## Capítulo V. Análisis financiero y características de la inversión

Los ingresos que genera la empresa corresponden a distribución y generación de energía eléctrica y a alquileres. Los ingresos por la distribución de energía eléctrica representan aproximadamente el 97% del total, por generación de energía eléctrica el 3% y menos del 1% corresponde a alquileres. Las ventas han crecido en los últimos años pero no de manera regular, siendo su variación contraria a la variación del PBI como a la variación del sector, es decir, las ventas han tenido una correlación negativa con el PBI y con el sector, tal como se puede apreciar en el gráfico 9. Las ventas han tenido un crecimiento promedio anual entre el 2006 y 2015 del 9%.

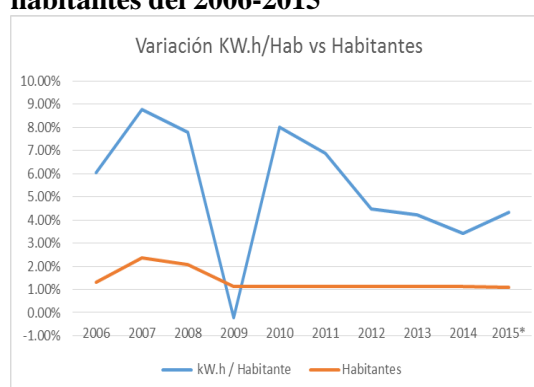
La energía eléctrica es un bien necesario que está presente en todos los hogares e industrias con excepción de algunas zonas rurales. Conforme ha ido aumentando la población, el consumo de energía per cápita ha ido incrementándose. En el gráfico 10 se observa la variación del consumo per cápita (+ 5%) vs. la variación del crecimiento de la población (+ 1,36%) del 2006 al 2015, lo cual significa que el consumo per cápita tiene una tasa de crecimiento mayor al de los habitantes.

**Gráfico 9. PBI y crecimiento de ventas**



Fuente: EEFF. Elaboración propia 2017.

**Gráfico 10. Variación kWh/habitantes vs. habitantes del 2006-2015**



Fuente INEI/ MINEM. Elaboración propia 2017

En cuanto al costo de ventas, representa en promedio en los últimos 10 años el 74% de ellas, siendo el margen EBIT de 26%. El costo de ventas de la distribución de energía eléctrica representa el 99%, siendo la compra de energía el componente principal de este costo. Ha pasado a comprarse energía a 18 empresas generadoras en lugar de 11, con las que tiene contratos vigentes, garantizando el requerimiento de potencia y energía para los siguientes 24 meses como mínimo. Casi el 50% de las compras de energía se concentra en tres empresas. Luz del Sur S.A.A. es una empresa estable que ha mantenido sus indicadores de rentabilidad, liquidez y solvencia bastante uniformes durante los últimos años, tal como pasamos a exponer.



### 1. Ratios de rentabilidad

El margen operativo de la compañía ha sido de 22% en los dos últimos años y el margen neto ha sido de 15% y 16% en los años 2014 y 2015, respectivamente (ver el anexo 7. Análisis financiero: ratios y análisis operativo). Con respecto a su margen operativo y margen EBITDA, en los últimos 5 años ha sido en promedio de 26,7% y de 23,3%, respectivamente, por encima de los márgenes que tienen empresas del sector como EDELNOR e Hidrandina, tal como se puede apreciar en la tabla 4, lo que demuestra que es una empresa más eficiente.

**Tabla 4. Márgenes EBITDA y operativos del sector**

	Mg EBITDA			Mg Operativo		
	Edelnor	Hidrandina	Luz del Sur	Edelnor	Hidrandina	Luz del Sur
2010	26.76	23.02	30.26	19.71	13.13	26.36
2011	25.92	22.08	28.43	19.62	12.01	24.63
2012	24.16	21.32	26.43	18.08	11.61	23.17
2013	26.26	18.58	25.22	20.40	9.55	22.02
2014	24.93	20.46	24.61	19.35	12.35	21.56
2015	24.57	23.74	24.98	19.37	16.29	22.06
Promedio	25.43	21.53	26.66	19.42	12.49	23.30

Fuente: Bloomberg. Elaboración propia 2017.

### 2. Ratios de liquidez

La compañía ha tenido un ratio corriente en promedio de 0,76, siendo el 2014 y 2015 de 0,81 y 0,75, respectivamente. El ratio rápido ha sido en promedio 0,71 y en el 2014 y 2015 este ratio fue de 0,76 y 0,71 (ver el anexo 7). La empresa cuenta con políticas y procedimientos de endeudamiento a corto plazo y largo plazo que le permiten administrar el riesgo de liquidez, así como con un monitoreo de los flujos de efectivo y de los vencimientos de sus activos y pasivos financieros de corto plazo y también de largo plazo. Su nivel bajo de liquidez se debe principalmente a que su periodo medio de cobro más su periodo medio de inventarios es mucho más largo que su periodo de pago, es decir, su ciclo de conversión de efectivo ha sido en promedio 17 y 13 días en los últimos dos años y en promedio ha sido de 16 días en los últimos 10 años (ver el anexo 7).

Si bien sus ratios de liquidez son algo bajos, la empresa cubre parte de sus pasivos corrientes no cubiertos con sus activos corrientes, con deuda de largo plazo, ya que tiene tasas de interés de largo plazo relativamente bajas (5,67%).

### 3. Ratios de solvencia

En cuanto a los ratios de solvencia, podemos apreciar que estamos ante una empresa solvente, siendo su apalancamiento financiero (activo total/patrimonio neto) y cobertura de interés (EBIT/gasto financiero) bastante bueno. En la medida que el costo de su deuda es bastante bajo (entre 5% y 6%), apalancarse le resulta conveniente.

Como se indicó anteriormente, la empresa considera razonable el endeudamiento neto en nivel de hasta 150%. Este índice ha estado en promedio en los últimos 10 años en 65%, habiendo sido este ratio en los dos últimos años de 77% y 79%, bastante por debajo del nivel que consideran razonable.

El activo fijo representa dentro del total del activo en promedio el 85%, siendo el ratio CAPEX sobre ventas de 12% en promedio de los últimos 10 años. Este ratio fue de aproximadamente 10% hasta el 2012 y de 15% desde el 2013 al 2015, período en que se inició la construcción de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa hasta su puesta en marcha.

#### 4. Análisis operativo

**Tabla 5. Necesidades operativas de fondos y fondo de maniobra**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	30/09/2016
<b>Necesidades Operativas de Fondos (NOF)</b>											
Tesorería	64,369	34,170	17,861	13,840	13,549	24,101	28,944	18,884	26,875	51,113	49,425
Deudores	219,409	218,037	247,566	253,927	263,960	294,091	321,522	364,947	400,663	512,031	509,431
Inventarios	19,545	16,741	23,852	21,105	22,049	23,052	17,405	23,576	27,891	36,329	67,531
Proveedores y provisiones	260,566	210,748	206,096	233,593	219,888	267,429	308,044	317,184	378,705	484,540	448,115
NOF	42,757	58,200	83,183	55,279	79,670	73,815	59,827	90,223	76,724	114,933	178,272
<b>Fondo de Maniobra (FdM)</b>											
- Pasivos a corto (negociados)	153,898	141,279	215,137	186,667	89,360	118,135	147,065	301,436	184,885	311,207	307,826
- FdM (NOF - Pasivos a corto)	-111,141	-83,079	-131,954	-131,388	-9,690	-44,320	-87,238	-211,213	-108,161	-196,274	-129,554

Fuente: EEFF (2006-2016) Luz del Sur S.A.A. Elaboración propia 2017.

Del análisis operativo presentado en la tabla 5 vemos que durante todos los años el fondo de maniobra ha sido negativo, es decir, parte del activo fijo neto ha sido cubierto con pasivos negociados de corto plazo. En el año 2015, del total del pasivo negociado a corto plazo se destinó S/ 196.274 a financiar el activo fijo y en setiembre del 2016 del pasivo de corto se destinó S/ 129.554. La diferencia del pasivo negociado sirvió para cubrir las necesidades operativas de fondos (NOF). Asimismo, el fondo de maniobra ha sido menor que las NOF, es decir, se ha tenido que recurrir a financiamiento adicional para cubrir las NOF. En el 2015, el pasivo a corto plazo negociado ascendió a S/ 311.207, de los cuales S/ 114.933 sirvieron para cubrir las NOF. A setiembre del 2016 los pasivos negociados fueron S/ 307.826, y S/ 178.272 cubrieron las NOF. Si bien se ha recurrido a pasivos a corto plazo negociados, estos han tenido en promedio una tasa de 5,18% por año versus las tasas de financiamiento de pasivos de largo plazo que en promedio han sido de 6,33% al año.

En el anexo 14 observamos los importes de las necesidades operativas de fondo y el fondo de maniobra del año 2015, donde se muestra que se ha recurrido a pasivos negociados para cubrir las necesidades operativas de fondos y parte del activo fijo neto. Esta estructura se ha reflejado a lo largo de los años del análisis.

## Capítulo VI. Valoración

El método usado para la recomendación final de comprar, vender o mantener la acción será el de Flujos de Caja Descontados por ser el método más apropiado, ya que integra la mayor cantidad de variables económicas y financieras. A continuación se desarrolla este método. También se ha valorado la empresa utilizando los métodos de Descuento de Dividendos y Múltiplos Comparables, los que se muestran en el anexo 13.

### 1. Costo de capital (Ke)

Para hallar el Ke se ha considerado como modelo el CAPM. Para el cálculo del CAPM hemos empleado la metodología y los parámetros detallados en el anexo 8. En la tabla 6 se muestran los resultados obtenidos al calcular el Ke, el que considera tres escenarios para el beta: Damodarán, Bloomberg y cualitativo. Para el presente trabajo usaremos el beta de Damodarán.

**Tabla 6. Cálculo del costo del capital (Ke)**

Parámetros	Damodaran	Bloomberg	Cualitativo
Rf	1.99%	1.99%	1.99%
B	0.685	0.820	0.89
Rm-Rf	6.18%	6.18%	6.18%
Riesgo país	2.10%	2.10%	2.10%
$\lambda$	1.6994	1.6994	1.6994
Ke	9.79%	10.63%	11.04%

Fuente: Damodarán, Bloomberg, Elaboración propia 2017.

### 2. Costo promedio ponderado de capital (WAAC)

Según Fernández (2015) el WACC es el promedio ponderado de dos magnitudes muy diferentes: el costo de la deuda (Kd) y la rentabilidad exigida a las acciones (Ke), en ese sentido, el WACC no es ni un costo ni una rentabilidad. Se ha aplicado la fórmula:

$$WACC = Ke * We + Kd * (1-T) * Wd$$

Donde: (i) Ke es el costo marginal del capital, (ii) We es la porción de capital que la compañía usa cuando esta incrementa nuevos fondos, (iii) Kd es la tasa costo de deuda antes de impuestos, (iv) Wd es la porción de deuda que la compañía usa cuando esta incrementa nuevos fondos y (v) T es la tasa marginal de impuestos de la compañía. Es importante mencionar que todos los componentes para hallar el WACC en la valorización están expresados en dólares, por tal motivo es necesario emplear el factor de ajuste que convierte la moneda americana en moneda local, soles. En la tabla 7 se muestra el cálculo del costo medio ponderado de capital, el que considera los tres parámetros de los betas utilizados. La tasa costo promedio ponderado de capital que estamos usando para el presente trabajo es de 8,06%.

**Tabla 7. Cálculo del costo promedio ponderado de capital (WACC)**

	B damodaran	B Cualitativo	B Bloomberg
Ke - CAPM T Bonds 30y	9.79%	11.04%	10.63%
Kd	3.22%	3.22%	3.22%
t (2016)	31.65%	31.65%	31.65%
t (2017- )	33.07%	33.07%	33.07%
E	5,570,719	5,570,719	5,570,719
D	1,688,481	1,688,481	1,688,481
We	76.74%	76.74%	76.74%
Wd	23.26%	23.26%	23.26%
WACC (2016)	8.02%	8.99%	8.67%
<b>WACC *(1+ Inflación Perú)/(1+Inflación EEUU</b>	<b>8.07%</b>	<b>9.04%</b>	<b>8.72%</b>
WACC (2017 - )	8.01%	8.98%	8.66%
<b>WACC *(1+ Inflación Perú)/(1+Inflación EEUU</b>	<b>8.06%</b>	<b>9.03%</b>	<b>8.71%</b>

Fuente: Damodarán, Bloomberg, US Treasury, BCRP. Elaboración propia 2017.

### 3. Supuestos de proyecciones del flujo de caja

**Moneda:** Para este trabajo se ha utilizado como moneda los soles, en los que están expresados los EEFF de la compañía. **Tiempo:** Hemos estimado una proyección de 10 años. **Ventas:** Para realizar la estimación de las ventas se proyectó el precio y la cantidad.

**Proyección del precio:** Como se mencionó en los primeros capítulos, el precio de la energía eléctrica está indexado con cuatro componentes: inflación (66%), tipo de cambio (24%), aluminio (8%) y cobre (2%). Para efectos de esta valorización estamos considerando los componentes principales prorrateando su peso dentro la composición total del precio, es decir, estamos indexando el precio por la inflación con 73% y por el tipo de cambio con 27%. Para hallar el precio proyectado hemos partido del último precio en 2016, a este precio le hemos retirado la indexación del tipo de cambio e inflación de ese año. Asimismo, hemos proyectado la inflación y tipo de cambio teniendo en cuenta el promedio de las expectativas para los próximos 3 años (2017, 2018 y 2019) y para los siguientes años hemos considerado el último valor de cada variable. Para proyectar el precio sin indexar, se ha considerado la tasa de crecimiento promedio de los últimos diez años, la cual ha sido de 3,68%, aplicándose esta a los tres años siguientes y a partir del año 2020 se utilizó el último precio proyectado. Teniendo el precio base (sin indexar), hemos procedido a indexar con las proyecciones halladas de tipo de cambio e inflación.

**Proyección de la cantidad:** Para estimar la cantidad se analizaron diversos escenarios, concluyendo que el mejor estimado es el obtenido a través del método de Regresión Lineal para lo cual consideramos el PBI real como variable independiente y la cantidad como variable dependiente. El detalle de las metodologías se explica en el anexo 9.

Seguidamente se muestran los parámetros de la regresión lineal, los gráficos de correlación y regresión, así como el resultado de la proyección de ingresos.

**Tabla 8. Parámetros de regresión lineal**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de	0.759167744
Coefficiente de	0.576335664
R <sup>2</sup> ajustado	0.523377622
Error típico	0.010964252
Observaciones	10

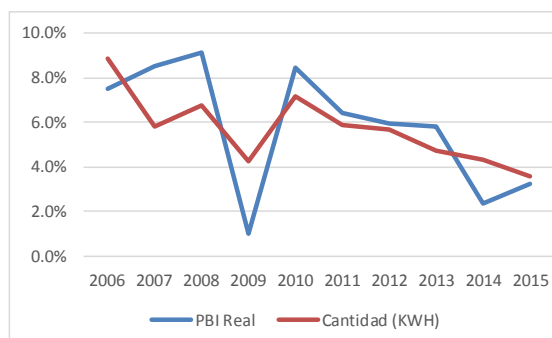
**ANÁLISIS DE VARIANZA**

	Grados de libertad	cuadrado de los cua	F	valor crítico de F	
Regresión	1	0.001308283	0.001308283	10.88287334	0.010876352
Residuos	8	0.000961718	0.000120215		
Total	9	0.002270001			

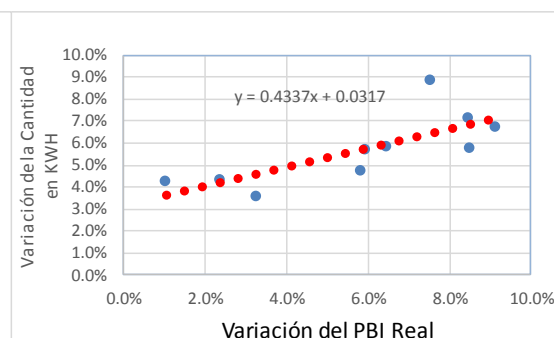
	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	superior 95.0%
Intercepción	0.03172776	0.008446841	3.756168731	0.005574799	0.01224931	0.05120621	0.01224931	0.05120621
Variable X 1	0.433746613	0.131481397	3.298920027	0.010876352	0.130549968	0.736943258	0.130549968	0.736943258

Fuente: Elaboración propia 2017.

**Gráfico 11. Correlación kWh vs. PBI real**      **Gráfico 12. Regresión lineal kWh vs. PBI real**



Fuente: Elaboración propia 2017.



Fuente: Elaboración propia 2017.

**Tabla 9. Proyección de ingresos 2016-2025**

	AÑO	Ventas Gwh/hora	Precio indexado	PxQ	Ingresos (\$/000)
Año base:	2015	7,549	0.369	2,788	2,787,500
	2016	7,916	0.410	3,248	3,248,285
	2017	8,279	0.428	3,541	3,540,889
	2018	8,681	0.444	3,855	3,855,407
	2019	9,108	0.459	4,178	4,178,041
	2020	9,556	0.458	4,375	4,374,706
	2021	10,026	0.458	4,590	4,589,909
	2022	10,519	0.458	4,816	4,815,698
	2023	11,037	0.458	5,053	5,052,594
	2024	11,580	0.458	5,301	5,301,145
2025	12,150	0.458	5,562	5,561,921	

Fuente: Elaboración propia 2017.

Otros parámetros de valorización: Se detallan en el anexo 10.

#### 4. Resultados de valorización con el Método de Flujos de Caja Descontados

A fin de poder proyectar los flujos de caja, se estimaron previamente el estado de situación financiera y el estado de resultados, los que figuran como anexos 12 y 11, respectivamente. Considerando los factores de crecimiento de la empresa y los resultados de los últimos años se realizó la proyección de flujos a 10 años (2016-2025). Asimismo, para el cálculo del valor fundamental de la acción se ha considerado una tasa de crecimiento  $g$  de 3,73% que equivale al promedio de las expectativas del PBI de 2017, 2018 y 2019. A continuación los resultados:

**Tabla 10. Flujos de caja descontados del 2016 al 2025 en S/ miles**

Flujo de caja descontado (en miles de sol)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EBITDA	862,072	943,595	1,031,054	1,121,547	1,183,075	1,249,717	1,319,636	1,392,996	1,469,964	1,550,718
- Impuestos	-205,441	-223,947	-243,839	-264,244	-276,682	-290,293	-304,573	-319,556	-335,276	-351,769
NOPAT	656,631	719,648	787,215	857,303	906,393	959,424	1,015,063	1,073,439	1,134,688	1,198,949
+Depreciación	97,514	110,166	123,596	138,150	153,389	169,377	186,152	203,753	222,219	241,593
-Variación NOF	-549	71,304	88,070	108,456	141,872	178,572	219,610	265,499	316,807	374,173
-CAPEX	364,616	397,460	432,764	468,980	491,055	515,211	540,556	567,147	595,046	624,318
Flujo de Caja Libre	390,078	361,050	389,977	418,017	426,854	435,018	441,049	444,546	445,052	442,050
Tasas de descuento	8.07%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%
Flujo de caja descontado	382,580	327,698	327,544	324,900	307,016	289,543	271,655	253,380	234,742	215,763
Flujo a descontar por año	390,078	361,050	389,977	418,017	426,854	435,018	441,049	444,546	445,052	442,050
Perpetuidad										10,577,975
Total flujo a descontar	390,078	361,050	389,977	418,017	426,854	435,018	441,049	444,546	445,052	11,020,025
Tasa de descuento	8.07%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%
Flujo anual descontado	382,580	327,698	327,544	324,900	307,016	289,543	271,655	253,380	234,742	5,378,828
Total flujo descontado										8,097,885

Fuente: Elaboración propia 2017.

**Tabla 11. Cálculo del valor de la acción**

Valor presente de flujos futuros	2,934,820
Valor presente de la perpetuidad	5,163,065
Sumar caja	51,113
Restar deuda a valor de mercado	<u>-1,688,481</u>
Valor del Equity	6,460,517
Cantidad de acciones	<u>486,951</u>
Precio por acción (S/.)	<u><u>13.27</u></u>

Fuente: Elaboración propia 2017.

## Capítulo VII. Análisis de sensibilidad

Se ha efectuado un análisis de sensibilidad en el que se modifican las variables económicas más importantes, que afectan tanto la proyección de los flujos como la tasa de descuento utilizada bajo el Método de Flujos de Caja Descontados. Así, respecto del escenario base se han modificado las siguientes variables: (i) aumento y disminución del costo de deuda en 0,5%, (ii) modificación del costo del *equity* considerando el beta cualitativo y el beta Bloomberg, (iii) aumento y disminución de la tasa de crecimiento *g* en 0,5%, (iv) aumento y disminución de la inflación en 0,5%, (v) aumento y disminución del tipo de cambio en S/ 0,5 y (vi) aumento y disminución del PBI país en 0,5%.

De los resultados obtenidos, que se muestran en la tabla 12, puede apreciarse que el valor más alto posible por acción es de S/ 15,20 que se presenta cuando el PBI sube 0,5% y el más bajo de S/ 10,42 que ocurre cuando se utiliza el beta cualitativo. Asimismo, de dicha tabla resulta que las variables que más inciden en la valorización para fines de incrementar el precio son la tasa de crecimiento y el PBI. Dado que la tasa de crecimiento depende también del PBI, se puede decir que esta es la variable que más incidencia tiene en la valorización.

Asimismo, se han realizado dos análisis de escenario, modificando el PBI y utilizando el beta Bloomberg (por ser este un intermedio entre el beta Damodarán y el beta cualitativo), resultando en esos escenarios un valor por acción de S/ 12,68 y S/ 10,07, respectivamente.

**Tabla 12. Precio por acción en soles en análisis de sensibilidad**

Valor de la acción (S/) en sensibilidades	+0.5%	-0.5%	S/0.50	-S/0.50	Beta cualitativo	Beta bloomberg
Kd	12.99	13.55				
Ke					10.42	11.25
g - 2025	14.71	12.12				
Inflación	13.37	13.16				
Tipo cambio			13.32	13.22		
PBI	15.20	11.72				
Escenario PBI + 0.5% y Beta bloomberg	12.68					
Escenario PBI - 0.5% y Beta bloomberg	10.07					

Fuente: Elaboración propia 2017.

## Conclusiones y recomendaciones

### 1. Conclusiones

- Luz del Sur S.A.A. pertenece a un sector regulado, que confiere una zona de concesión exclusiva y un margen de rentabilidad garantizado en la tarifa eléctrica. El análisis de las fuerzas de Porter determina que el segmento distribución en el Perú resulta ser potente en términos de inversión y rentabilidad.
- Los principales riesgos que afronta se encuentran mitigados tanto por políticas de Gobierno como por la gestión interna.
- El comportamiento de la acción en la BVL ha sido positivo en términos de liquidez y precio.
- Luz del Sur S.A.A. es una empresa estable que ha mantenido sus indicadores de rentabilidad, liquidez y solvencia bastante uniformes, durante los últimos años.
- Asimismo, ha mostrado un crecimiento notable en términos de ventas, EBITDA y utilidad, con un *payout* que en los últimos años ha oscilado entre 60% y 85%, y con una gestión que busca permanentemente mejorar su tecnología.
- El futuro se presenta óptimo para la compañía dado que su zona de concesión se encuentra en constante crecimiento y expansión y en ella residen los habitantes (clientes regulados) de mejor condición económica en el país.
- Se ha valorizado a la compañía bajo los métodos de Flujos de Caja Descontados, Descuento de Dividendos y Múltiplos Comparables al 30 de septiembre de 2016, siendo el primero de ellos el adoptado para determinar su valor, pues es el que mejor refleja dicho valor al incluir el mayor número de variables económicas que inciden en los resultados económicos de la compañía. A continuación se muestra el valor por acción determinado por cada método practicado.

**Tabla 13. Resumen de valores de la acción**

Métodos de Valorización	Valor de la empresa S/	Valor de la acción S/
FCFF	8,097,885	13.27
DDM	7,729,499	12.41
EV/EBITDA	7,617,241	12.28
PER	6,363,116	9.70
BVL	5,570,719	11.44

### 2. Recomendaciones

- El Método de Flujos de Caja Descontado determina un valor por acción de S/ 13,27, importe que comparado con el valor de S/ 11,44 determina un *upside* de 16% por lo que nuestra recomendación es comprar.
- Finalmente, se realizó un análisis de sensibilidad modificando diversas variables que nos da un valor por acción de entre S/ 15,20 y S/ 10,42.



## Bibliografía

- Banco Central de Reserva del Perú (2016). *Cuadros estadísticos: Nota Semanal N° 19-2017*. En BCRP (en línea). Fecha de consulta: 15/01/2017. Disponible en: <<http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-de-la-nota-semanal.html>>
- Banco Central de Reserva del Perú (2016). *Reporte de Inflación*. p. 8. Fecha de consulta: 22/04/2017. Disponible en: <<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2016/diciembre/reporte-de-inflacion-diciembre>>
- Bolsa de Valores de Lima (2016-2017). *Metodología para el cálculo del índice de liquidez de los valores de renta variable listados en la BVL*. Fecha de consulta 28/01/2017. Disponible en: <<http://bvl.com.pe/estadist/IndLiq.html>>
- Calleja, José Luis (2003). “*El Fondo de Maniobra y las Necesidades Operativas de Fondos*” (IES Business School).
- Damodarán, Aswath. (2016). *Data base*. En *Data base Damodarán*. Fecha de consulta: 15/01/2017. Disponible en: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>
- Fernández, Pablo. (2015). “*Estructura óptima de capital y estructura de varias empresas*”. España: IESE Business School, University of Navarra.
- Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (2015). *Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015*. Fecha de consulta: 15/01/2017. Disponible en: <[http://www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=517](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=517)>
- Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (2015). *Anuario estadístico de electricidad*. Fecha de consulta: 15/01/2017. Disponible en: <[http://www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179](http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179)>
- Luz del Sur S.A.A. (2006-2016). *Estados Financieros*. Lima: Luz del Sur
- Luz del Sur S.A.A. (2006-2015). *Memoria Anual*. Lima: Luz del Sur.
- Mascareñas, Juan (2015). *El coste del capital*. España: Universidad Complutense de Madrid.
- Ministerio de Energía y Minas (2016). *Estadística Preliminar del Subsector Eléctrico, cifras de septiembre 2016*. Fecha de consulta: 15/01/2017. Disponible en: <[http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Estadistica%20Preliminar%20del%20Subsector%20Electrico-Setiembre%202016\\_Rev\\_5.pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Estadistica%20Preliminar%20del%20Subsector%20Electrico-Setiembre%202016_Rev_5.pdf)>
- Ministerio de Energía y Minas (2014). *Resumen Plan Energético Nacional 2014-2015*. Fecha de consulta: 15/01/2017. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/2ResEje-2014-2025%20Vf.pdf>

- Sempra Energy (2017). *Información de la empresa en su página web*. Fecha de consulta: 15/01/2017. Disponible en:  
<<http://www.sempra.com/about/> y <http://www.sempra.com/about/our-companies/>>
- US Department of de Treasury (2016). “Resource Center”. En *Daily Treasury Yield Curve Rates*. Fecha de consulta: 15/01/2017. Disponible en:  
<<https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yieldYear&year=2016>>
- Vidalón, Guillermo (2015). “Electrificación y desarrollo”. En: *Diario Gestión*. Columna de opinión. Fecha de publicación: 04/03/2015. Fecha de consulta: 15/01/2017. Disponible en:  
<<http://gestion.pe/opinion/electrificacion-y-desarrollo-guillermo-vidalon-2125153>>

## **Anexos**

## **Anexo 1. Constitución de la empresa y accionistas**

La empresa tiene sus orígenes en el proceso que inició el Estado en 1991 para la reestructuración de su actividad productiva. En cuanto al sector eléctrico, en 1992 se constituyó el Comité Especial de Promoción a la Inversión Privada de ELECTROPERÚ S.A. y ELECTROLIMA S.A., empresas estatales dedicadas a actividad energética. El 1 de enero de 1994 se constituyó la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Sur S.A. (EDELSUR) conjuntamente con EDELNOR y EDEGEL, a propósito de la división de ELECTROLIMA S.A. El 18 de agosto de 1994, Ontario Quinta A.V.V. (hoy, Ontario Quinta S.R.L) se adjudicó en licitación pública el 60% de las acciones de EDELSUR.

En agosto de 1996 se escindió EDELSUR y se creó Luz del Sur S.A. cuyo objeto social era desarrollar actividades de distribución y venta de energía eléctrica, transfiriéndosele la concesión de la distribución de energía eléctrica y los activos relacionados al giro.

En 1996, Luz del Sur S.A. adquirió al Estado peruano el 100% de las acciones de la Empresa de Distribución Eléctrica de Cañete (Edecañete S.A.) y constituyó una subsidiaria con el nombre de Inmobiliaria Luz del Sur S.A., donde Luz del Sur S.A. tiene una participación del 99,9%.

El 26 de junio de 1998 Luz del Sur S.A. se adecuó a la Ley General de Sociedades y cambió su denominación social a Luz del Sur S.A.A.

En setiembre de 1999 la empresa Peruvian Opportunity Company S.A.C. adquirió mediante oferta pública el 22,46% de las acciones de Luz del Sur S.A.A. y, el 1 de abril del 2004, vendió el 9,67% de esas acciones a través de una oferta pública de venta. En diciembre de 2007 Ashmore Energy International Southern Cone Holding (AEI) adquirió el 100% de la participación que tenía PSEG Global en Peruvian Opportunity Company S.A.C. y a su vez PSEG Global vendió a AEI el 49,99% de acciones que tenía en la empresa Chilquinta Energía S.A. de Chile.

En abril del 2011, AEI vendió su participación total en las dos empresas a Sempra Energy –grupo económico con sede en California, USA–, con lo cual su participación indirecta total llegó a 75,94% y en setiembre del 2011 a través de una oferta pública de adquisición incrementó su participación a 79,83%. En diciembre del 2014 su participación se elevó a 83,64%.

En el octubre del 2015 Luz del Sur S.A.A. y Edecañete S.A. se fusionaron mediante la absorción de esta por Luz del Sur S.A.A.

## **Anexo 2. Deuda financiera**

El financiamiento con terceros es en soles y básicamente de dos modalidades: (i) préstamos bancarios locales por S/ 478 millones de capital al 30 de septiembre de 2016, con tasas de interés que van desde 4,27% a 6,7% y plazos de vencimiento desde 7 días hasta 60 meses y (ii) bonos corporativos por S/. 1.161 millones al 30 de septiembre de 2016, de un valor nominal unitario de S/ 5.000, con cupones trimestrales cuya tasa oscila entre 4,75% y 8,75% y con plazos de vencimiento desde 48 hasta 132 meses, calificados todos como AAA. Los bonos están inscritos en el Registro Público del Mercado de Valores de Lima y están garantizados con el patrimonio de Luz del Sur S.A.A. y subsidiarias. Los principales compromisos asumidos en la emisión de bonos son: (i) Mantener un índice de endeudamiento neto menor a 1,7, (ii) no otorgar avales ni fianzas a terceros, (iii) no realizar cambios significativos en el giro principal, salvo aprobación, (iv) no participar en ningún proceso de reorganización societaria, salvo aprobación, y (v) de realizar operaciones con sus vinculadas deben ser en términos de mercado<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Estados Financieros Consolidados y Notas al 30 de septiembre de 2016, pp. 43-44, publicados en la página web de la SMV.

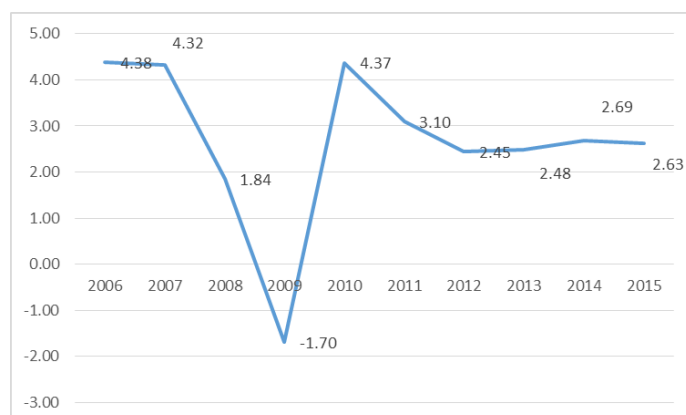
### Anexo 3. Análisis del macroambiente

Teniendo en cuenta que hemos realizado la proyección de ventas de Luz del Sur S.A.A., en su componente unidades vendidas, en función al crecimiento del PBI, hemos considerado importante indicar los principales factores que afectan la economía a nivel global y local.

La economía mundial ha pasado por una fuerte crisis en los últimos años, siendo el año 2009 el que muestra un crecimiento negativo del PBI llegando a -1,70%<sup>19</sup>, tal como se puede observar en el gráfico siguiente. Actualmente, la economía se está recuperando lentamente, llegando en los últimos cinco años a un crecimiento de 2,67%, liderado por los países emergentes.

En términos generales, las perspectivas del 2017 según lo indicado por el FMI proyectan un crecimiento sustentado en las economías de mercados emergentes y en desarrollo lo cual se atribuye a la adopción gradual de políticas que favorezcan las exportaciones aunque en menor escala que en años anteriores, reequilibrio de la economía China y por otro lado crecimiento en Estados Unidos basado en mayor inversión, tasas de interés bajas y una inflación moderada.

#### Variación del crecimiento del PBI mundial 2006-2015



Fuente: Banco Mundial. Elaboración propia 2017.

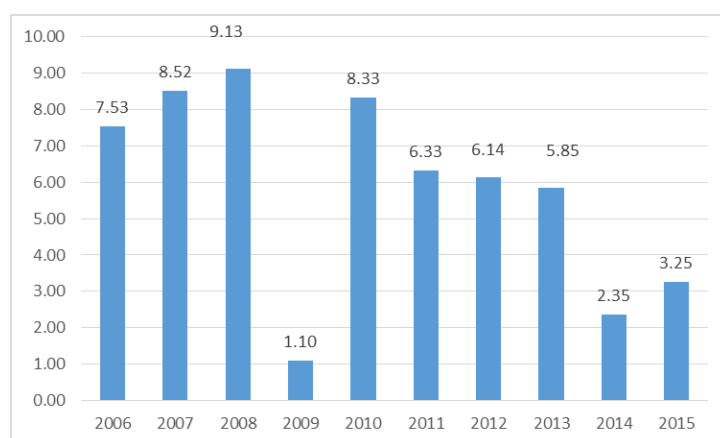
Con respecto a Latinoamérica, la economía se encuentra representada principalmente por Brasil y México. Por el lado de Brasil, cuya economía ha sido una de las más sólidas de la región llegando en el 2010 a 7,5% de crecimiento<sup>20</sup>, desde el 2013 ha mostrado una fuerte recesión generada por problemas externos e internos. Con relación a México, su economía se encuentra fuertemente influenciada por la de Estados Unidos puesto que tienen relaciones verticales de suministros entre los fabricantes de ambos países.

<sup>19</sup> De acuerdo con la información del Banco Mundial.

<sup>20</sup> FMI, World Economic Outlook (WEO). Octubre 2016.

Al realizar el análisis de la actividad económica del Perú, observamos en los últimos 10 años que el crecimiento del PBI ha disminuido siendo de 6,3% <sup>21</sup> y 3,3% en el 2005 y 2015, respectivamente. El 2008 fue el año con mayor crecimiento llegando a 9%, mientras que el año que tuvo el menor crecimiento fue 2009 con 1%. Para el 2017 y 2018 se estima un crecimiento de 3,3% y 3,9%, respectivamente<sup>22</sup>, sustentado en la inversión privada que se proyecta crezca en 5% en los próximos 5 años.

### Variación del crecimiento del PBI Perú 2006-2015



Fuente: Banco Mundial. Elaboración propia 2017.

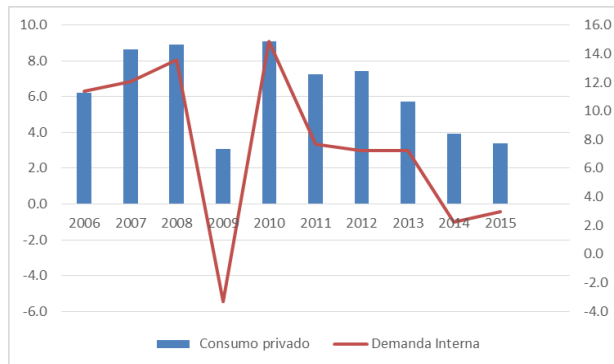
El principal factor que afectó la economía peruana ha sido la caída de la demanda interna, la que en el 2015 representó el 64% del PBI<sup>23</sup> y que a su vez es influenciada por el consumo privado y la inversión. En los últimos años (2014, 2015) la demanda interna ha variado en promedio 2,6% y el consumo privado continúa en una tendencia a la baja teniendo una variación de 3,4% en el 2015, tal como se muestra en el gráfico siguiente. Es importante mencionar que la inversión privada es una variable estratégica que influye en el crecimiento de la economía, esta variable ha tenido una variación negativa en el 2014 y 2015 de -2,3% y -4,5%, respectivamente, tal como se muestra en el gráfico subsiguiente, generada por retrasos en los proyectos mineros y energéticos. Sin embargo, debemos tener en cuenta que los recientes eventos generados por el efecto del fenómeno del Niño costero van a impactar positivamente a futuro en la inversión pública y privada, logrando un mayor crecimiento del PBI.

<sup>21</sup> BCRP Cuadros estadísticos.

<sup>22</sup> BCRP Reporte de Inflación Diciembre 2016, p. 8  
<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2016/diciembre/reporte-de-inflacion-diciembre>

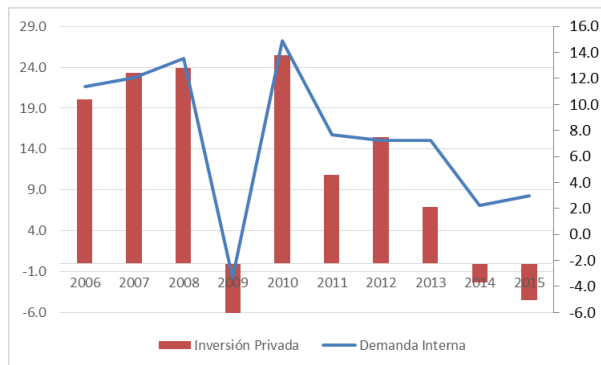
<sup>23</sup> Estudios Económicos del BCRP.

### Variación de la demanda interna vs. el consumo privado 2006-2015



Fuente: BCRP e INEI. Elaboración propia 2017.

### Variación de la demanda interna vs. inversión privada 2006-2015



Fuente: BCRP e INEI. Elaboración propia 2017.

Con relación al crecimiento sectorial, solo los sectores agropecuario, electricidad y agua, y comercio y servicios han tenido variaciones porcentuales positivas en el 2014 y 2015. En el 2016, los sectores que han incrementado su crecimiento son pesca y minería, este último sector impulsado básicamente por el subsector minería metálica que tiene dos grandes proyectos, Cerro Verde y Las Bambas. Asimismo, para 2017 y 2018 se prevén proyectos mineros, de hidrocarburos energéticos e infraestructura. La inversión en el sector minero depende de los proyectos en curso y por desarrollar tales como ampliación de Toquepala y mina Máncora.

### Inflación

Con relación a la inflación, el BCRP ha establecido el rango meta entre 1% y 3%. Actualmente se proyecta para el cierre del 2016 una inflación dentro de este rango, sin embargo, en los últimos meses se ha mostrado un incremento de la inflación situándola por encima del rango meta. Este incremento se ve reflejado en el incremento de precios de algunos productos percibles los cuales se vieron afectados por el fenómeno del Niño costero.



**Tipo de cambio**

Con relación al tipo de cambio, hemos considerado que no se estiman cambios significativos; sin embargo, su comportamiento dependerá en mayor magnitud de factores externos como las medidas del nuevo Gobierno americano para fortalecer su economía. En nuestra valorización hemos considerado en promedio un crecimiento de 1,13%.

#### **Anexo 4. Descripción y análisis de la industria**

El sistema del sector eléctrico que existía en el Perú antes de la década de 1990 era ineficiente por diversos factores, entre ellos, la falta de inversión, el bajo coeficiente de electrificación, el racionamiento, el corte de suministro y la mala administración. Dicho sistema cambió por una nueva estructura, principalmente impulsada con inversiones de empresas privadas, lo que determinó el desarrollo del sector. Para tales fines, la Ley de Concesiones Eléctricas, Ley N° 25844, vigente desde 1992, estableció un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para los suministros que por su naturaleza lo requiriesen. En lo sucesivo, a través de distintas leyes, el Estado ha plasmado su decisión de promover y asegurar el desarrollo eficiente de la actividad eléctrica. A continuación pasamos a desarrollar: (i) las principales normas que regulan el sector eléctrico, (ii) segmentos que integran el sector y el SEIN, (iii) entidades estatales relacionadas al sector, (iv) contexto económico del sector y (v) análisis de las fuerzas de Porter.

#### **Principales normas del sector eléctrico**

Las principales normas que regulan las actividades eléctricas son las siguientes:

- **Ley de Concesiones Eléctricas:** El 19 de noviembre de 1992 fue publicado el Decreto Ley N° 25844, a través del cual se aprobó a la Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”)<sup>24</sup>; y, el 25 de febrero de 1993 fue publicado el Decreto Supremo N° 009-93EM, mediante el cual se aprobó el Reglamento de la LCE (“RLCE”). De acuerdo con tales normas:
  - El sector eléctrico está dividido en tres actividades: (i) generación, (ii) transmisión, y (iii) distribución. Tales actividades conforman el Sistema Interconectado Nacional (“SEIN”), el cual es complementado con algunos sistemas aislados.
  - Constituyen servicios públicos de electricidad: (i) el suministro regular de energía eléctrica para el uso colectivo o destinado al uso colectivo hasta 200 kW; (ii) la transmisión; y, (iii) la distribución. Esta última, en una zona determinada, solo puede ser desarrollada por un único titular con carácter exclusivo.
  - Se requerirá concesión definitiva para (i) la generación con recursos hidráulicos o renovables con potencia instalada mayor de 500 kW; (ii) la transmisión cuando se afecten bienes del Estado o requieran de servidumbres; y, (iii) la distribución con carácter de servicio público de electricidad, cuando la demanda supere los 500 kW.
  - Se requerirá autorización para la generación termoeléctrica cuando la potencia instalada supere los 500 kW.

---

<sup>24</sup> Vigente a partir del 5 de diciembre de 1992, de conformidad con el artículo 195 de la Constitución de 1979.

- Tales concesiones y autorizaciones serán otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas (“MINEM”) y quedarán inscritas en el Registro de Concesiones Eléctricas.
  - Se establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en los casos que por su naturaleza, así lo requieran. Los precios regulados reflejarán los costos marginales del suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.
  - Para la dotación de nuevos suministros o ampliación de una potencia contratada, el concesionario de distribución podrá exigir una contribución con carácter reembolsable para su financiamiento, ya sea mediante aportes por kW, construcción de las obras por el solicitante o, el financiamiento por parte del solicitante.
  - El MINEM y el OSINERGMIN son los encargados de velar por el cumplimiento de lo dispuesto en las normas del sector eléctrico. Asimismo, se creó el Comité de Operación Económica del Sistema (“COES”), con el fin de coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN.
- **Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico:** El 19 de noviembre de 1997, se publicó la Ley N° 26876, a través de la cual se aprobó la Ley Antimonopolio y Antigopolio del Sector Eléctrico, cuyo Reglamento fue aprobado por el Decreto Supremo N° 017-98-ITINCI. Estas normas disponen que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5% o las concentraciones horizontales iguales o mayores al 15% que se produzcan en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se encuentran sujetas a un procedimiento de autorización previa, con el fin de evitar concentraciones que atenten la libre competencia.
  - **Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica:** El 23 de julio de 2006, se publicó la Ley N° 28832, mediante la cual se aprobó la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.  
Esta ley tiene por objeto perfeccionar las reglas contenidas en la LCE y el RLCE con la finalidad de:
    - (i) asegurar la suficiencia de generación eficiente para reducir la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a riesgos de racionamiento prolongado, asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;
    - (ii) reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;
    - (iii) adoptar medidas que propicien la efectiva competencia en el mercado de generación; y,

(iv) crear un mecanismo de compensación entre el SEIN y los sistemas aislados para que los precios en barra incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles.

Asimismo, esta ley contempla un mercado de corto plazo, en el que pueden participar los (i) generadores, (ii) distribuidores para atender a sus usuarios libres<sup>25</sup>; y, (iii) grandes usuarios<sup>26</sup>. Este tipo de mercado fue reglamentado originalmente por el Decreto Supremo N° 027-2011-EM, publicado el 11 de junio de 2011; y, actualmente, por el Decreto Supremo N° 026-2016-EM.

Con relación al COES, esta ley ha dispuesto que esté conformado por generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres. Asimismo, se ha establecido que el COES tiene por finalidad planificar la administración del mercado de corto plazo, entre otras.

Finalmente, esta ley modificó el marco legal de la actividad de transmisión, estableciendo que está conformada por cuatro sistemas: (i) sistema principal (creado por la LCE); (ii) sistema secundario (creado por la LCE); (iii) sistema garantizado (creado por esta ley); y, (iv) sistema complementario (creado por esta ley). De igual manera, estableció las reglas tarifarias para los nuevos sistemas de transmisión creados por esta Ley.

- **Continuidad en la prestación del servicio eléctrico:** El 18 de diciembre de 2008 se publicó el Decreto de Urgencia N° 049-2008, por el cual se estableció que los retiros físicos de potencia y energía del SEIN que efectúen los distribuidores para atender la demanda de sus usuarios regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas de generación, serán asignados a las empresa generadoras de electricidad, valorizados a precio en barra de mercado regulado, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos las ventas de energía de sus contratos. En los casos de retiros sin contrato, los costos variables adicionales con respecto a los precios en barra en que incurran las centrales de generación para atender tales retiros, serán incorporados en el peaje por conexión al sistema principal de transmisión. Tales disposiciones se encuentran vigentes hasta el 1 de octubre de 2017, según lo establecido por el artículo 6 de la Ley N° 30513, publicada el 4 de noviembre de 2016.

---

<sup>25</sup> Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

<sup>26</sup> Usuarios libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de usuarios libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW.

- **Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad:** El 28 de julio de 2016 se publicó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, a través del Decreto Supremo N° 026-2016-EM. Esta norma derogó el Reglamento del mercado de corto plazo, con el fin de perfeccionar algunas de sus disposiciones e incluir nuevas reglas sobre la participación de nuevos agentes, las obligaciones del COES, entre otros.

Los participantes autorizados a vender en el mercado de corto plazo son los generadores que conforman el COES; y, los participantes autorizados a comprar en el referido mercado son los generadores (para atender sus contratos de suministro), los distribuidores (para atender a sus usuarios libres); y, los grandes usuarios (para atenderá hasta el 10% de su demanda).

El mercado mayorista de electricidad está compuesto por el mercado de corto plazo y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión.

- **Mejoramiento de la regulación de la actividad de distribución:** El 24 de septiembre de 2015, se publicó la norma que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, mediante el Decreto Legislativo N° 1221; y el 24 de julio de 2016, se publicó el Reglamento de la norma antes indicada, aprobado por Decreto Supremo N° 018-2016-EM. En estas normas se dispone que el MINEM determine para cada distribuidor una zona de responsabilidad técnica, compuesta por áreas definidas geográficamente para lograr el acceso a la electricidad de todos nuestros habitantes, las cuales preferentemente consideran el límite del ámbito de las regiones donde opera el distribuidor respectivo. Asimismo, se permite que los usuarios del servicio público de electricidad que cuenten con equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración puedan disponer de ellos para su propio consumo e inyectar sus excedentes al sistema de distribución.
- **OSINERGMIN:** El 30 de diciembre de 1996 se publicó la Ley N° 26734, por la cual se aprobó la creación del OSINERGMIN<sup>27</sup>; y, el 09 de mayo de 2001, se publicó el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, por el cual se aprobó el Reglamento del referido organismo. La misión del OSINERGMIN es la de regular, supervisar y fiscalizar, en el ámbito nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de, entre otros, el sector electricidad. Cabe precisar que las funciones relacionadas al ámbito

---

<sup>27</sup> La actual denominación de OSINERGMIN provienen de la modificación introducida por la Ley N° 28964 que otorgó al entonces OSINERG la función de regular, supervisar y fiscalizar el sector minería.

ambiental son de cargo del Organismo de Evaluación y Ambiental (“OEFA”), del cual haremos una breve referencia en el siguiente párrafo. Finalmente, el OSINERGMIN cuenta con diversos recursos para su sostenimiento, entre los cuales resalta el aporte por regulación a que nos referiremos en el presente anexo

- **OEFA:** El 14 de mayo de 2008, se publicó el Decreto Legislativo 1013<sup>28</sup>, por el cual se aprobó la creación del OEFA. Mediante Ley N° 29325, publicada el 5 de marzo de 2009, se creó el Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, cuyo ente rector es el OEFA. En dicha norma, se dispuso que mediante Decreto Supremo se transfieran las funciones relacionadas al ambiente al OEFA. En ese sentido, las facultades con las que contaban el OSINERGMIN en materia de ambiente fueron transferidos al OEFA mediante Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM, el cual fue publicado el 23 de julio de 2013. El OEFA también cuenta con un aporte por regulación a su favor para su sostenimiento, cuyo detalle se aprecia en el punto siguiente.
- **Aporte por regulación:** El 29 de julio de 2000, se publicó la Ley N° 27332, a través de la cual se estableció que los organismos reguladores recaudarán de las empresas y entidades bajo su ámbito, un aporte por regulación, el cual no podrá exceder del 1% del valor de la facturación anual, deducido el Impuesto General a las Ventas y el Impuesto de Promoción Municipal. El aporte es fijado para organismo mediante Decreto Supremo. Por el ejercicio 2016, el aporte por regulación a favor de la Dirección General de Electricidad (“DGE”) es de 0,35%<sup>29</sup>, del OSINERGMIN es de 0,54%<sup>30</sup>; y, a favor del OEFA es de 0,11%<sup>31</sup> y, por el ejercicio 2017, el aporte por regulación a favor de la DGE es de 0,35%, del OSINERGMIN es de 0,36%<sup>32</sup>; y, a favor del OEFA es de 0,11%<sup>33</sup>.

Es preciso señalar que el OSINERGMIN, mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 264-2014-OS/CD, publicada el 9 de enero de 2015, ha establecido las reglas para fiscalizar el cálculo, el pago y la declaración del aporte regulación, así como las reglas para proceder con la devolución y compensación de posibles pagos en exceso. Similar procedimiento ha sido establecido por el OEFA mediante Resolución de Consejo Directivo N° 009-2014-OEFA/CD.

---

<sup>28</sup> Ley de creación del Ministerio del Ambiente.

<sup>29</sup> Decreto Supremo N° 136-2002-PCM.

<sup>30</sup> Decreto Supremo N° 127-2013-PCM.

<sup>31</sup> Decreto Supremo N° 129-2013-PCM.

<sup>32</sup> Decreto Supremo N° 098-2016-PCM.

<sup>33</sup> Decreto Supremo N° 097-2016-PCM.

- **FOSE:** El 28 de agosto de 2001, se publicó la Ley N° 27510, la que aprobó el Fondo de Compensación Social Eléctrica (“FOSE”), el cual está dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales sean menores a 100 kWh por mes comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5. Su financiamiento proviene de un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios del servicio público de electricidad del SEIN no comprendidos en el grupo de beneficiarios antes mencionado. El recargo es determinado por OSINERGMIN, bajo el procedimiento previsto en la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 689-2007-OS-CD, publicada el 21 de noviembre de 2007.
- **FISE:** El 13 de abril de 2012 se publicó la Ley N° 29852, por la cual se creó el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (“FISE”); y, el 9 de junio de 2012, se aprobó su Reglamento. El sistema de seguridad energética en hidrocarburos está constituido por un conjunto de ductos e instalaciones de almacenamiento que el Estado considere estratégicos para asegurar el abastecimiento de combustible al país, con la finalidad de implementar una infraestructura necesaria para hacer más seguro al conjunto de ductos que lo conforman. Se financia con un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos derivados de hidrocarburos y líquidos de gas natural, el cual sirve para cubrir los costos de inversión y explotación de las redes de ductos a desarrollar. Por su parte, el FISE se crea como un sistema de compensación energética que permita brindar mayor seguridad al sistema, así como establecer un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población. Se financia con (i) recargo en la facturación mensual de los usuarios libres de electricidad a través de un cargo equivalente en energía aplicable en las tarifas de transmisión; (ii) recargo al transporte por ductos de productos líquidos derivados de hidrocarburos y líquidos de gas natural, equivalente a USD 1 por barril; y, (iii) recargo equivalente a USD 0,055 por miles de pies cúbicos en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos. El recargo (i), deberá ser incluido por el suministrador de la energía de manera expresa en el comprobante de pago. El referido suministrador deberá transferir mensualmente el monto recaudado al Administrador (actualmente, OSINERGMIN, pero a partir del 13 de abril de 2017, será el MINEM).
- **Norma Técnica de Calidad:** El 11 de octubre de 1997, se publicó el Decreto Supremo N° 020-97-EM, por el cual se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios

Eléctricos. El objetivo de la referida norma es establecer los niveles mínimos de calidad de tales servicios, incluido el alumbrado público, así como las obligaciones de las empresas de electricidad y de los clientes. Es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo lo no acordado por las partes. El control de la calidad se mide en base a la calidad del producto, la calidad del suministro, la calidad del servicio comercial y la calidad del alumbrado público. Asimismo, la norma contempla procedimientos de medición, aplicación de penalidades y compensaciones en caso de incumplimientos.

Similares normas técnicas han sido previstas para los servicios eléctricos rurales, las cuales han sido aprobadas por la Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE.

- **Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad:** El 24 de noviembre de 2005, se publicó el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 049-2005-EM. Este Reglamento establece las normas aplicables a las transacciones de importación y exportación de electricidad ante el SEIN y los sistemas eléctricos de los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones (“CAN”). Este reglamento tiene sus fundamentos en la Decisión N° 536 de la CAN, la cual aprobó el Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad. Así, dispone que el COES es la entidad responsable de la programación y operación de estas transacciones, que deberá coordinar con sus pares en los demás países. Los cargos fijos que sean aplicables serán ofertados a los otros países según los cargos y las normas vigentes en el Perú, expresados en dólares.

### **Segmentos del sector y SEIN**

La mencionada Ley de Concesiones Eléctricas determina que la actividad eléctrica peruana se desarrolle a través de concesiones y divide el sector eléctrico en tres segmentos tal como se muestra en el gráfico de generación, transmisión y distribución.

Las empresas generadoras son las encargadas de producir y planificar la capacidad de abastecimiento de energía. La generación se realiza en su mayoría en centrales térmicas (el recurso fundamental es el gas) y centrales hidráulicas (agua). Actualmente, los principales grupos económicos en el rubro de generación son Enel (Edegel, EEPSA y Chinango), Engie (Engie Energía Perú) y Globeleq (Kallpa Generación y Cerro del Águila), con una contribución de



19,4%, 16,8% y 13,2%, respectivamente. Asimismo, el Estado, a través de Electroperú, Egasa, Egemsa, San Gabán y Egesur, participa con un 18,4% de la generación<sup>34</sup>. En total son 70 empresas generadoras.

Las empresas trasmisoras tienen como finalidad lograr la transferencia de energía de muy alta, alta y media tensión desde las generadoras hasta las distribuidoras, a través del SEIN y los Sistemas Aislados (SSAA). Al cierre de 2015, el SEIN registró 22.336 km de líneas de transmisión, mientras que los SSAA registraron 278 km<sup>35</sup>. Las principales concesionarias que desarrollan la actividad de transmisión eléctrica son Red de Energía del Perú S.A., Consorcio Transmantaro y Grupo Abengoa (ATN, ATS, ATN1 y ATN2) con una participación de 21%, 14% y 10%, respectivamente. En total son 14 empresas trasmisoras.

Cabe indicar que el SEIN abastece de electricidad a la mayor parte del territorio nacional (99% de las ventas de energía eléctrica a nivel nacional se dieron en dicho sistema en 2015), en tanto que los SSAA cubren la diferencia (1%)<sup>36</sup>.

Asimismo, es preciso señalar que tanto generadoras como trasmisoras de un mismo sistema interconectado integran el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) cuyo objetivo es el despacho de la energía al mínimo costo.

Finalmente, las empresas distribuidoras llevan la energía al usuario final. Las líneas de distribución operan a menor voltaje que las líneas de transmisión, a través de redes de media y baja tensión. Las distribuidoras principales son Edelnor, Luz del Sur S.A.A., Hidrandina, y Electronoroeste. Son 23 distribuidoras en total.

Cabe indicar que el Estado ha otorgado concesiones exclusivas por áreas geográficas para desarrollar la actividad de distribución, por lo que no existe una competencia directa entre una empresa distribuidora y otra. Dicha exclusividad se da respecto de los denominados clientes regulados, cuya definición se verá seguidamente, pero no así de los clientes libres, en cuyo caso tanto distribuidoras como generadoras compiten libremente a fin de suministrar la energía eléctrica.

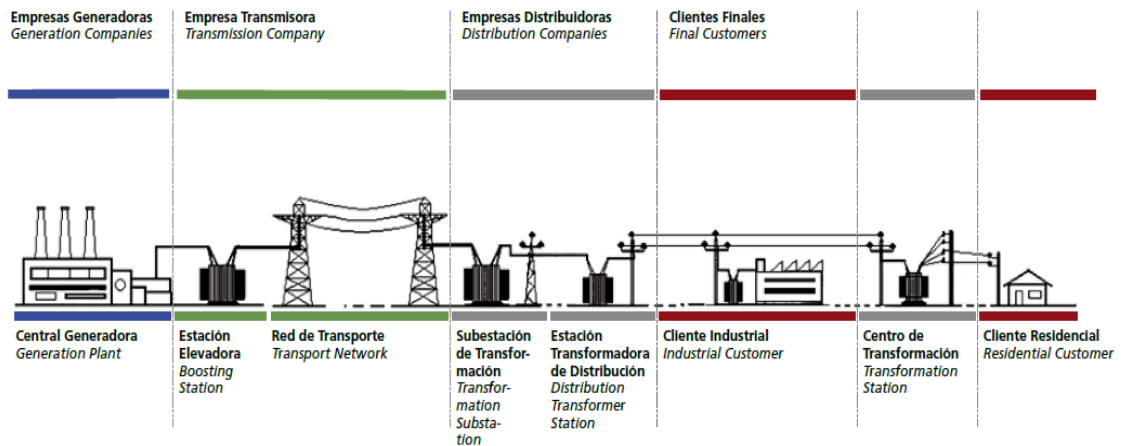
---

<sup>34</sup> Estadística Preliminar del Subsector Eléctrico, cifras de septiembre 2016, elaborada por el Ministerio de Energía y Minas p. 2. En [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Estadistica%20Preliminar%20del%20Subsector%20Electrico-Setiembre%202016\\_Rev\\_5.pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Estadistica%20Preliminar%20del%20Subsector%20Electrico-Setiembre%202016_Rev_5.pdf).

<sup>35</sup> Anuario estadístico de electricidad 2015 publicado por el Ministerio de Energía y Minas. Punto 4. En [http://www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179](http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179).

<sup>36</sup> Anuario estadístico de electricidad 2015 publicado por el Ministerio de Energía y Minas. Indicadores del punto 1.2.

## Esquema de la infraestructura eléctrica



Fuente: MINEM-Documento Promotor 2012.

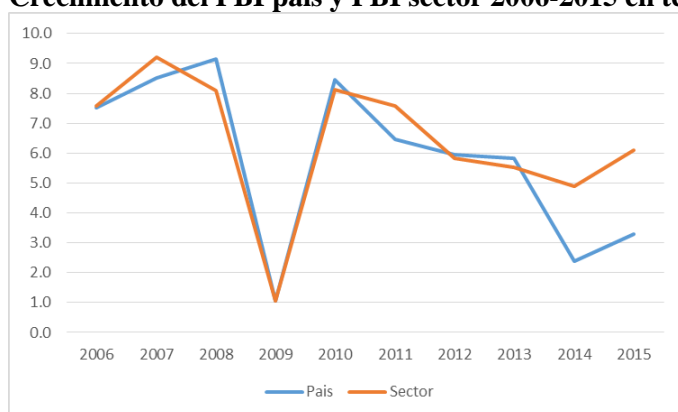
### Entidades estatales relacionadas al sector

Dada la condición de servicio público, el Estado participa en la regulación y promoción de la actividad eléctrica principalmente a través del MINEM, específicamente la Dirección General de Electricidad (DGE), que se encarga de proponer y evaluar políticas relacionadas al sector y es responsable de otorgar las concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico, la promoción y la normalización y del OSINERGMIN, cuya misión es fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas del sector eléctrico, entre otros sectores, así como de establecer las tarifas eléctricas reguladas a través de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART). Otras entidades que se relacionan al sector son el Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) que se asegura del cumplimiento de las leyes del mercado y defiende los intereses de los consumidores y empresas de manera que no se sientan afectadas, la Agencia de Promoción de la Inversión Privada del Perú (PROINVERSION) que se encarga de promover la inversión bajo el régimen privado y tiene por finalidad impulsar la competitividad del Perú y su desarrollo sostenible para mejorar el bienestar de la población y el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) que se encarga de la fiscalización ambiental y se asegura el adecuado equilibrio entre la inversión privada y la protección del medio ambiente.

### Contexto económico del sector

El desempeño del sector depende directamente del crecimiento de la economía debido a que prácticamente el desarrollo de todos los sectores del país (minería, hidrocarburos, industria, construcción, entre otros) requiere del consumo de energía eléctrica. Asimismo, el crecimiento de la población, implica el incremento de consumo de energía eléctrica, siendo aquella la que representa el mayor porcentaje de ventas de Luz del Sur S.A.A. (clientes regulados). El siguiente gráfico muestra el PBI país en comparación con el PBI del sector.

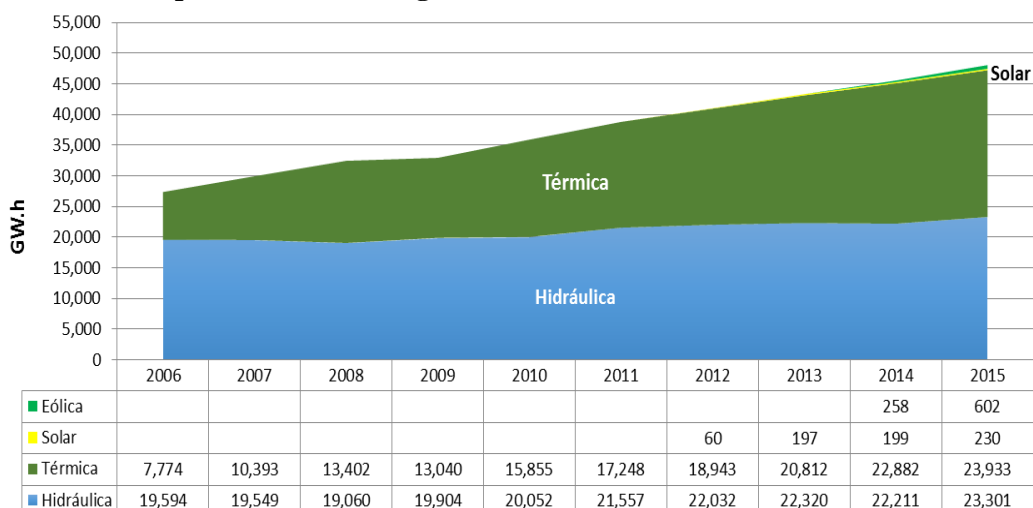
### Crecimiento del PBI país y PBI sector 2006-2015 en términos porcentuales



Fuente: BCRP. Elaboración propia 2017.

Para el período 2005-2015 la capacidad instalada de generación a nivel nacional creció de 6.200 MW a 12.251, esto es un 98% y un ritmo de 7% anual en promedio<sup>37</sup>. En cuanto a la producción de energía eléctrica, esta ha crecido a una tasa de 6,5% en los últimos 10 años y de 6% en los últimos 5. En cuanto al tipo de fuente, en los últimos años la generación térmica ha tenido un mayor crecimiento tal como se ve en el siguiente gráfico gracias al gas natural, siendo que al 30 de setiembre de 2016 el 52% de la demanda fue cubierta por generación térmica a gas natural, el 42,6% por generación hidráulica y el saldo por otras fuentes de generación<sup>38</sup>. Dicha cifra debiera equilibrarse hacia inicios de 2017 debido a la entrada en operación de centrales hidroeléctricas como Cerro del Águila y Chaglla.

### Evolución de la producción de energía eléctrica 2006-2015



Fuente: Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015 de la DGE del MINEM.

<sup>37</sup> Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015 publicado por la DGE del MINEM. Hoja de presentación. En [http://www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=517](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=517).

<sup>38</sup> Estadística Preliminar del Subsector Eléctrico, cifras de setiembre 2016, elaborada por el MINEM, p. 1.

Asimismo, el número total de usuarios finales a nivel nacional ha crecido a una tasa media anual de 5,5% en los últimos 10 años y de 5,4% en los últimos 5 años, tasa de crecimiento de los usuarios finales dominada básicamente por los clientes regulados. En cuanto a usuarios libres que pueden ser atendidos por empresas distribuidoras o generadoras, se aprecia en la siguiente tabla que son estas últimas las que han tenido un mayor crecimiento en cuanto al número de sus clientes (8,1% en los últimos 10 años y 7% en los últimos 5).

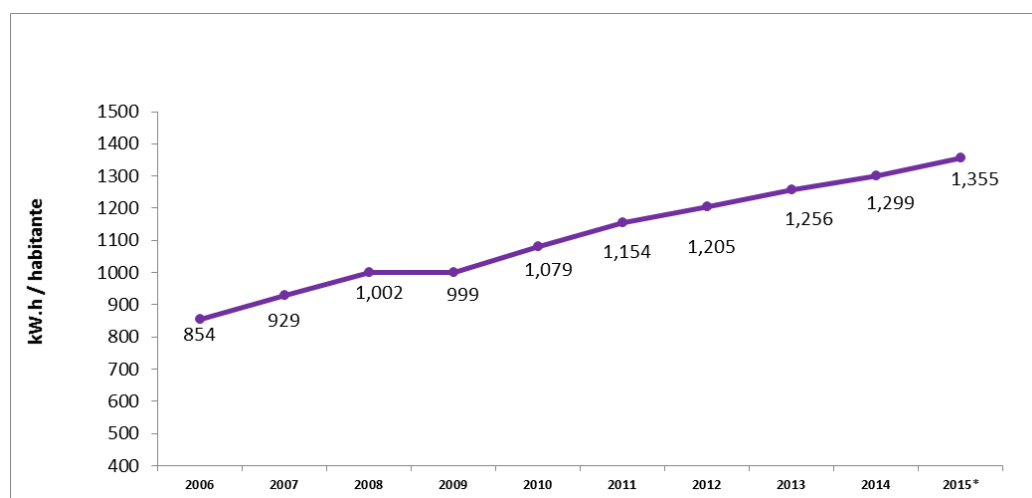
### Evolución de número de clientes del mercado eléctrico 2006-2015

Año	Clientes finales por mercado			Distribuidoras			Generadoras		
	Total	Regulado	Libre	Total	Regulado	Libre	Total	Regulado	Libre
2006	4,165,274	4,165,037	237	4,165,191	4,165,037	154	83		83
2007	4,359,862	4,359,612	250	4,359,764	4,359,612	152	98		98
2008	4,624,792	4,624,534	258	4,624,684	4,624,534	150	108		108
2009	4,878,964	4,878,695	269	4,878,854	4,878,695	159	110		110
2010	5,170,896	5,170,638	258	5,170,778	5,170,638	140	118		118
2011	5,495,222	5,494,961	261	5,495,091	5,494,961	130	131		131
2012	5,834,887	5,834,625	262	5,834,755	5,834,625	130	132		132
2013	6,156,315	6,156,035	280	6,156,176	6,156,035	141	139		139
2014	6,432,743	6,432,444	299	6,432,587	6,432,444	143	156		156
2015	6,718,648	6,718,310	338	6,718,483	6,718,310	173	165		165
<b>Crecimiento 2006-2015</b>	<b>5.5%</b>	<b>5.5%</b>	<b>4.1%</b>	<b>5.5%</b>	<b>5.5%</b>	<b>1.7%</b>	<b>8.1%</b>		<b>8.1%</b>
<b>Crecimiento 2011-2015</b>	<b>5.4%</b>	<b>5.4%</b>	<b>5.6%</b>	<b>5.4%</b>	<b>5.4%</b>	<b>4.7%</b>	<b>7.0%</b>		<b>7.0%</b>

Fuente: Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015 de la DGE del MINEM.

El crecimiento del sector también se ha visto reflejado en el consumo de energía per cápita por el mismo período, tal como se observa en el siguiente gráfico, con un crecimiento promedio de 5% en los últimos 10 y 5 años y en la facturación, la que registra una variación media total del periodo 2006 a 2015 y 2011 a 2015 de 11%.

### Evolución del consumo per cápita de energía 2006-2015



Fuente: Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015 de la DGE del MINEM.

### Facturación por venta de energía a clientes finales 2006-2015 (en miles de USD)

Año	Tipo de Mercado			Distribuidoras			Generadoras		
	Total	Regulado	Libre	Total	Regulado	Libre	Total	Regulado	Libre
2006	1,683,169	1,120,521	562,648	1,222,414	1,120,521	101,893	460,755		460,755
2007	1,830,632	1,213,689	616,942	1,305,448	1,213,689	91,758	525,184		525,184
2008	2,216,100	1,393,394	822,706	1,501,003	1,393,394	107,609	715,097		715,097
2009	2,236,058	1,556,916	679,142	1,675,665	1,556,916	118,749	560,393		560,393
2010	2,448,535	1,718,589	729,946	1,841,104	1,718,589	122,515	607,431		607,431
2011	2,860,392	1,984,402	875,989	2,130,476	1,984,402	146,073	729,916		729,916
2012	3,299,125	2,313,676	985,449	2,474,534	2,313,676	160,857	824,592		824,592
2013	3,536,226	2,432,390	1,103,836	2,617,666	2,432,390	185,276	918,560		918,560
2014	4,025,346	2,788,653	1,236,693	2,974,214	2,788,653	185,562	1,051,132		1,051,132
2015	4,266,063	2,946,489	1,319,574	3,137,959	2,946,489	191,470	1,128,104		1,128,104
Variación media 2006-2015	11%	11%	10%	11%	11%	7%	10%		10%
Variación media 2011-2015	11%	10%	11%	10%	10%	7%	11%		11%

Fuente: Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015 de la DGE del MINEM.

En cuanto a las inversiones, el sector también ha mostrado un crecimiento importante en los últimos 10 años, registrando una variación media total anual de 20%, siendo las generadoras privadas las que registraron una inversión mayor. El segmento de distribución privado, presentó una variación media total anual en el periodo indicado de 10%<sup>39</sup>.

En cuanto a perspectivas para el sector, el Plan Energético Nacional 2014-2025 establece las proyecciones a mediano plazo del sector energía, con una tendencia creciente en la medida que la economía nacional también se desarrolle, se concrete la puesta en operaciones de los proyectos mineros y haya crecimiento en la población urbana. Asimismo, prevalecerá el uso de energía eficiente basado en menores costos, aumento en la competitividad del sector, menores impactos ambientales y mejora en la equidad y acceso a la energía.

Con relación al consumo final de energía, este debe ser abastecido según la matriz energética del país en la que prevalece el consumo de gas natural en el 2025 tal como se puede mostrar en la siguiente tabla

### Proyección de consumo final de energía 2014-2025

	2014	2025 - PBI 4,5 %	2025 - PBI 6,5 %
Electricidad	19%	18%	20%
Gas Natural	13%	35%	35%
Díesel	28%	19%	18%
GLP	10%	12%	12%
Gasolina Motor	8%	4%	4%
Turbo	5%	4%	4%
Petróleo Industrial	2%	0%	1%
Carbón Mineral & Deriv.	3%	3%	3%
Bosta & Yareta	1%	1%	0%
Dendroenergía (*)	11%	4%	3%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Plan Energético Nacional 2014-2025 MINEM.

<sup>39</sup> Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015 publicado por la DGE del MINEM. Punto 1.4.

## **Análisis de las fuerzas de Porter**

Mediante el presente análisis determinaremos los niveles de competencia y rivalidad que existen dentro del segmento de distribución del sector eléctrico (no se considera generación debido a que no representan y no se prevé que representen un importe significativo en el negocio de la empresa materia de valorización), a fin de establecer si aquel es interesante en términos de inversión y rentabilidad.

- **Amenaza de entrada a la industria: Baja/Media**

El acceso a la industria requiere de grandes inversiones y de alto grado de conocimiento y especialización, por el tipo de negocio que se realiza. Superadas tales barreras debe tenerse en cuenta que el negocio de distribución es por concesión indefinida y exclusiva en cuanto a clientes regulados se refiere, en una zona determinada, lo que asegura que cada concesionario tiene su zona de distribución garantizada. Solo respecto de los clientes libres, que no son relevantes en términos de ingresos respecto de los clientes regulados, existe una amenaza real ya que cualquier entrante solo competiría por estos clientes. Es por ello que se estima que la amenaza de entrantes es entre baja y media.

- **Poder de negociación de los proveedores: Bajo**

Los principales proveedores de las distribuidoras son las empresas generadoras y éstas están obligadas a vender. De acuerdo con la regulación existente, las empresas distribuidoras deben garantizar mediante contratos de compra venta de energía, que cubrirán su demanda estimada de usuarios regulados. Para tales fines, la ley establece que esta adquisición se puede realizar a través de licitaciones (en cuyo caso se ponen importes máximos a ofertar) o contratos privados, en cuyo caso las partes establecen los importes a pagar bajo también, un marco legal. Otros proveedores son los que ofrecen venta de cables, medidores, redes y los que prestan los servicios de construcción, instalación y mantenimiento. Existen en el mercado nacional e internacional una diversidad de proveedores de estos servicios por lo que el poder de negociación de los proveedores es bajo.

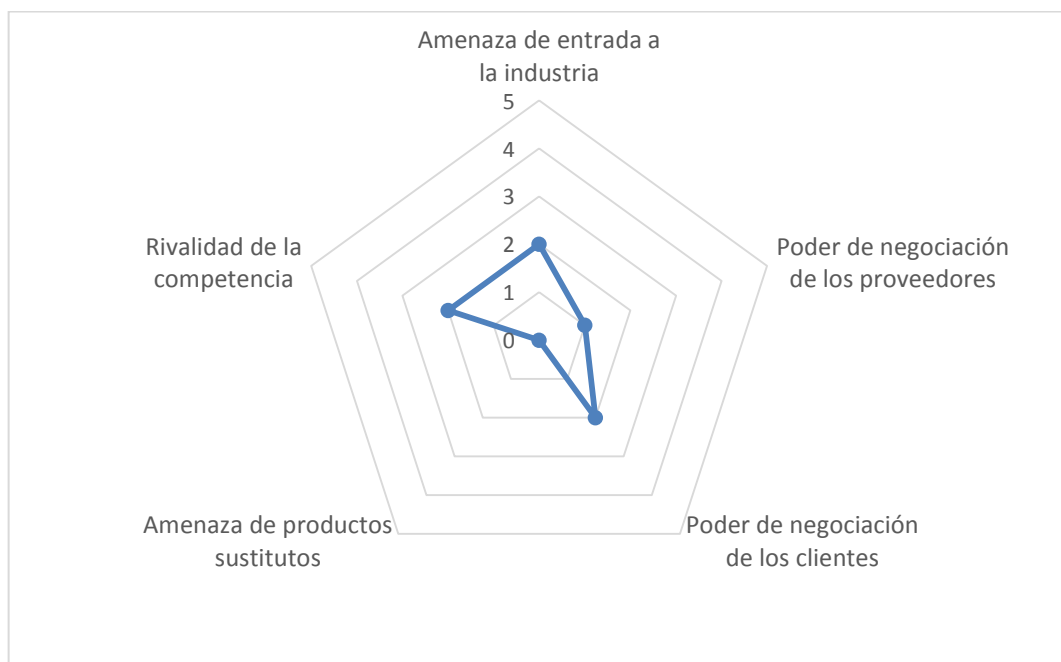
- **Poder de negociación de los clientes: Bajo/Medio**

Los clientes regulados pagan tarifas establecidas por lo que su poder de negociación es nulo. En el caso de los clientes libres, básicamente industriales con altos niveles de consumo, el poder de negociación es medio ya que pueden optar por otro tipo de proveedor, esto es, una generadora, lo que le habilita, especialmente si sus consumos son elevados, a imponer determinadas condiciones a la distribuidora.

- Amenaza de productos sustitutos: Baja  
No se prevé que existan sustitutos a la energía eléctrica.
- Rivalidad de la competencia: Baja/Media  
Dada la condición de monopolio natural respecto de clientes regulados, no existe posibilidad de competencia en cuanto a dicho mercado. Tal competencia solo existe respecto de clientes libres y se da exclusivamente con las empresas generadoras. Dado que para una distribuidora la venta a clientes libres no es representativa y que dicho mercado no es extenso, consideramos que la rivalidad es entre baja y media.

Considerando lo antes expuesto, mostrado en el siguiente gráfico, concluimos que el segmento distribución en el Perú, resulta ser potente en términos de inversión y rentabilidad.

### Análisis de las fuerzas de Porter al segmento distribución



## Anexo 5. Tarifas eléctricas

Los usuarios libres no se encuentran sujetos a la regulación de precios de energía y potencia, mientras que los usuarios regulados sí se encuentran sujetos a dicha regulación<sup>40</sup>.

La GART del OSINERGMIN<sup>41</sup> es la unidad encargada de dirigir, coordinar y controlar el proceso de fijación de tarifas eléctricas, cuya aprobación para su posterior publicación en el Diario Oficial El Peruano corresponde al Consejo Directivo del OSINERGMIN.

- Tarifa máxima de generador a distribuidor de energía eléctrica:

Corresponde a los precios en barra, los cuales se calculan de la siguiente manera:

- (i) Se proyecta la demanda considerando la correlación de la demanda de electricidad con factores económicos y demográficos relevantes para los próximos 24 meses y se determina un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en tal período;
- (ii) Se determina el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta las series hidrológicas históricas (estimado mediante modelos matemáticos basados en probabilidades y tomando en cuenta la estadística disponible), los embalses, los costos de combustible del mercado interno, así como la tasa de actualización establecida por la LCE (12% real anual). El estudio comprenderá la proyección de 24 meses posteriores y 12 meses anteriores considerando la demanda y el programa de obras históricos;
- (iii) Se calculan los costos marginales de corto plazo esperados de energía del sistema;
- (iv) Se determina el precio básico de la energía en bloques horarios para el período de estudio (calculando el cociente entre el valor presente del producto de la demanda por el respectivo costo marginal de cada mes y el valor presente de la demanda de cada mes), así como un promedio ponderado de los costos marginales y la demanda, actualizados al 31 de marzo del año correspondiente;
- (v) Se determina el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de

---

<sup>40</sup> Las normas que regulan estos aspectos son: (i) Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”), aprobada por Decreto Ley N° 25844; (ii) Reglamento de la LCE, aprobado por Decreto N° 009-93-EM (“RLCE”); la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, aprobada por Ley N° 28832; (iii) Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los usuarios regulados del SEIN, aprobado por Decreto Supremo N° 019-2007-EM; (iv) Texto Único Ordenado de la Norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados”, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 148-2015-OS/CD; (v) Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, aprobado por Decreto Legislativo N° 1221; y, (vi) Reglamento del Decreto Legislativo N° 1221, aprobado por Decreto Supremo N° 018-2016-EM.

<sup>41</sup> OSINERGMIN fue creada mediante Ley N° 26734, reglamentada a través del Decreto Supremo N° 054-2001-PCM. El ROF de dicha entidad fue aprobado mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM.



- la inversión con la tasa de actualización (12% según la LCE). La anualidad es igual al producto de la inversión (determinada por el costo del equipo que involucre su precio, flete, seguros y derechos de importación y el costo de instalación y conexión al sistema) por el factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización y una vida útil de 20 años para el equipo de generación y de 30 años para un equipo de conexión;
- (vi) Se determina el precio básico de la potencia de punta, considerando como límite superior la anualidad obtenida en (v). El referido precio es igual al costo de capacidad por unidad de potencia efectiva por los factores que toman en cuenta la tasa de indisponibilidad fortuita de la unidad y el margen de reserva firme objetivo del sistema;
- (vii) Se determina el precio de la potencia de punta en barra para cada una de las barras del sistema, agregando los peajes de transmisión y por conexión;
- (viii) Se determina el precio de energía en barra para cada una de las barras del sistema, multiplicando el precio básico de la energía nodal a cada bloque de horario por el respectivo factor nodal de energía. Este último se calcula considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.

• **Tarifa máxima de transmisión**

Al propietario de un sistema principal de transmisión se le remunerará a través de una compensación de cargo de los generadores para cubrir el costo total de transmisión. Para lo cual se debe tener presente:

- (i) La compensación comprende al ingreso tarifario y al peaje por conexión. El primero de ellos es la suma del ingreso tarifario nacional<sup>42</sup> y el ingreso tarifario internacional<sup>43</sup>; mientras que el segundo resulta ser la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario; y,
- (ii) El costo total de transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado. La referida anualidad será calculada considerando el valor nuevo de reemplazo<sup>44</sup>, su vida útil y la tasa de actualización.

El sistema garantizado de transmisión también es remunerado a través de una compensación, la cual es de cargo de los consumidores finales. Dicha compensación está compuesta por:

---

<sup>42</sup> Se calcula en función a la potencia y a la energía entregadas y retiradas en barras, valorizadas a sus respectivos precios en barra, sin incluir el respectivo peaje.

<sup>43</sup> Diferencia entre la valorización de la energía entregada en el nodo frontera del sistema importador y la valorización de la energía retirada del nodo frontera del sistema exportador.

<sup>44</sup> Representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando los gastos financieros durante el período de la construcción, calculados con una tasa de interés que no podrá ser superior a la tasa de actualización, los gastos y compensaciones por el establecimiento de servidumbres utilizadas; y, los gastos por concepto de estudios y supervisión.

- (i) La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un período de recuperación de hasta 30 años, con la tasa de actualización;
- (ii) Los costos eficientes de operación y mantenimiento; y,
- (iii) La liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como base tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado.

Finalmente, el sistema secundario de transmisión y el sistema complementario de transmisión son remunerados mediante peajes y compensaciones establecidos directamente por OSINERGMIN.

• **Tarifa máxima de distribución:**

Las tarifas eléctricas que se aplican al usuario regulado<sup>45</sup> comprenden: (i) los precios a nivel generación (PNG)<sup>46</sup>; (ii) los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y, (iii) el valor agregado de distribución (VAD). Respecto de (i) y (iii), se debe tener presente lo siguiente:

- (i) El PNG corresponde a los precios de generación transferibles a los usuarios regulados, los cuales no incluyen los costos de transmisión a ser pagados por dichos usuarios. Se obtiene calculando el promedio ponderado de los precios de potencia y energía aplicados según los contratos sin licitación (cuyos precios no podrán ser superiores a los precios en barra) y según los contratos resultantes de licitaciones. OSINERGMIN calcula el PNG con una periodicidad no mayor de un año.
- (ii) El VAD<sup>47</sup> se basa en una empresa modelo eficiente, se calcula para cada concesionario<sup>48</sup>, por un lapso de 4 años y considera lo siguiente:
  - a) costos asociados al usuario: costos unitarios de facturación (lectura, procesamiento y emisión), de distribución y de comisión de cobranza;
  - b) pérdidas estándares físicas y comerciales de distribución de potencia y energía (las pérdidas comerciales no podrán ser superiores al 50% de las pérdidas físicas);
  - c) costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada; y,
  - d) cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales que tengan como objetivo el desarrollo de

---

<sup>45</sup> Artículo 63 de la LCE.

<sup>46</sup> Introducido mediante Ley N° 28832 – Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica y, regulado mediante Resolución N° 180-2007-OSC/CD – Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados.

<sup>47</sup> Artículos 64 a 67 de la LCE y artículos 142 en adelante del RLCE.

<sup>48</sup> En tanto este preste el servicio a más de 50 mil suministros; de lo contrario, el VAD se calcula de forma agrupada.

proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, propuestos por las empresas y aprobados por OSINERGMIN.

El VAD es validado por medio de la Tasa Interna de Retorno (TIR). Esta considera un período de análisis de 25 años. Su cálculo tiene lugar para cada concesionario que cuente con un estudio individual del VAD. En los demás casos, el cálculo se realiza para el conjunto de concesionarios. La TIR se determina evaluando: los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los precios básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio anterior; los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución exclusivamente, del ejercicio anterior, incluyendo las pérdidas; el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones con un valor residual igual a cero; y, los beneficios obtenidos en los proyectos de innovación tecnológica. La TIR no debe diferir en más de 4 puntos porcentuales de la tasa de actualización establecida en la LCE. De superar esa diferencia, se deberá efectuar un recálculo del VAD hasta que llegue al límite.

## Anexo 6. Población estimada y proyectada por sexo y tasa de crecimiento, según años calendario

### Crecimiento poblacional

Población estimada y proyectada por sexo y tasa de crecimiento, según años calendarios

<https://www.inei.gov.pe/estadisticas/indice-tematico/poblacion-y-vivienda/>

Años	Población			Tasa de crecimiento media de la población total (por cien)		Kwh* año pér capita		
	Total	Hombres	Mujeres	Periodo	Periodo			
				Quinquenal	Anual			
2000	25,983,588	13,039,529	12,944,059		1.54			
2001	26,366,533	13,230,410	13,136,123		1.47			
2002	26,739,379	13,416,024	13,323,355	1.37	1.41			
2003	27,103,457	13,597,121	13,506,336		1.36			
2004	27,460,073	13,774,414	13,685,659		1.32			
2005	27,810,540	13,948,639	13,861,901		1.28			
2006	28,151,443	14,118,112	14,033,331		1.23			
2007	28,481,901	14,282,346	14,199,555	1.16	1.17			
2008	28,807,034	14,443,858	14,363,176		1.14			
2009	29,132,013	14,605,206	14,526,807		1.13			
2010	29,461,933	14,768,901	14,693,032		1.13			
2011	29,797,694	14,935,396	14,862,298		1.14			
2012	30,135,875	15,103,003	15,032,872	1.12	1.13			
2013	30,475,144	15,271,062	15,204,082		1.13			
2014	30,814,175	15,438,887	15,375,288		1.11			
2015	31,151,643	15,605,814	15,545,829		1.10	1.14	1355	
2016	31,488,625	15,772,385	15,716,240		1.08		1,369	43,093,757,744
2017	31,826,018	15,939,059	15,886,959	1.05	1.07		1,382	43,991,051,903
2018	32,162,184	16,105,008	16,057,176		1.06		1,396	44,900,269,607
2019	32,495,510	16,269,416	16,226,094		1.04		1,410	45,819,268,108
2020	32,824,358	16,431,465	16,392,893		1.01		1,424	46,745,779,348
2021	33,149,016	16,591,315	16,557,701		0.99		1,438	47,680,212,159
2022	33,470,569	16,749,517	16,721,052	0.95	0.97		1,453	48,624,148,279
2023	33,788,589	16,905,832	16,882,757		0.95		1,467	49,577,011,234
2024	34,102,668	17,060,003	17,042,665		0.93		1,482	50,538,228,692
2025	34,412,393	17,211,808	17,200,585		0.91	1.00	1,497	51,507,195,893
2026	34,718,378	17,361,555	17,356,823		0.89		1,512	52,484,834,743
2027	35,020,909	17,509,419	17,511,490	0.85	0.87		1,527	53,471,601,917
2028	35,319,039	17,654,900	17,664,139		0.85		1,542	54,466,069,097
2029	35,611,848	17,797,523	17,814,325		0.83		1,558	55,466,790,803
2030	35,898,422	17,936,806	17,961,616		0.80		1,573	56,472,271,977
2031	36,179,425	18,073,072	18,106,353		0.78		1,589	57,483,464,646
2032	36,455,488	18,206,650	18,248,838	0.74	0.76		1,605	58,501,306,561
2033	36,725,576	18,337,037	18,388,539		0.74		1,621	59,524,072,810
2034	36,988,666	18,463,754	18,524,912		0.72		1,637	60,549,988,613
2035	37,243,725	18,586,288	18,657,437		0.69		1,653	61,577,192,210
2036	37,491,075	18,704,797	18,786,278		0.66		1,670	62,606,011,691
2037	37,731,399	18,819,602	18,911,797	0.62	0.64		1,687	63,637,399,861
2038	37,964,224	18,930,491	19,033,733		0.62		1,703	64,670,380,977
2039	38,189,086	19,037,259	19,151,827		0.59		1,720	65,703,957,710
2040	38,405,474	19,139,674	19,265,800		0.57		1,738	66,737,013,709
2041	38,613,529	19,237,788	19,375,741		0.54		1,755	67,769,535,415
2042	38,813,569	19,331,749	19,481,820	0.49	0.52		1,773	68,801,826,280
2043	39,005,416	19,421,483	19,583,933		0.49		1,790	69,833,317,677
2044	39,188,891	19,506,927	19,681,964		0.47		1,808	70,863,420,028
2045	39,363,812	19,588,014	19,775,798		0.45		1,826	71,891,518,622
2046	39,530,305	19,664,786	19,865,519		0.42		1,845	72,917,546,568
2047	39,688,488	19,737,293	19,951,195	0.38	0.40		1,863	73,941,424,021
2048	39,838,182	19,805,466	20,032,716		0.38		1,882	74,962,513,728
2049	39,979,209	19,869,231	20,109,978		0.35		1,900	75,980,159,525
2050	40,111,393	19,928,528	20,182,865		0.33		1,919	76,993,687,877

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI) - Perú: Estimaciones y Proyecciones de Población, 1950 - 2050. Boletín de Análisis Demográfico N° 36.

## Anexo 7. Análisis financiero: ratios y análisis operativo

### Ratios de rentabilidad.

<b>Ratios de Rentabilidad</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>30/09/2016</b>
- Margen Bruto de Ganancia	0.27	0.30	0.31	0.31	0.32	0.31	0.28	0.26	0.26	0.25	0.25
- Margen Operativo de ganancia	0.21	0.24	0.25	0.26	0.26	0.25	0.23	0.22	0.22	0.22	0.21
- Margen antes de impuestos	0.18	0.21	0.23	0.25	0.25	0.23	0.22	0.21	0.20	0.21	0.19
- Margen Neto	0.12	0.14	0.15	0.16	0.17	0.16	0.15	0.15	0.16	0.15	0.14
- ROA Operativo	0.16	0.17	0.20	0.19	0.18	0.18	0.18	0.15	0.15	0.16	0.11
- ROA	0.09	0.10	0.12	0.12	0.12	0.11	0.10	0.10	0.11	0.11	0.07
- ROE	0.22	0.24	0.27	0.26	0.23	0.23	0.23	0.21	0.24	0.24	0.16

### Ratios de liquidez.

<b>Ratios de liquidez</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>30/09/2016</b>
- Ratio Corriente	0.73	0.76	0.69	0.69	0.87	0.80	0.81	0.66	0.81	0.75	0.83
- Ratio Rápido	0.68	0.72	0.63	0.64	0.80	0.74	0.77	0.62	0.76	0.71	0.74
- Ratio de efectivo	0.16	0.10	0.04	0.03	0.04	0.06	0.06	0.03	0.05	0.06	0.07

### Ciclo de conversión de efectivo.

<b>Ciclo de conversión de efectivo, en días</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>30/09/2016</b>
- PMC Periodo Medio de cobro	52	52	57	51	52	53	53	57	54	54	51
- PMP Periodo Medio de pago	69	42	35	33	37	46	44	43	43	47	42
- PMI Periodo Medio de inventarios	7	6	9	7	7	7	4	5	5	6	10
- CCE Ciclo de conversión de efectivo	-10	17	31	25	22	14	13	19	17	13	19

### Ratios de solvencia.

<b>Ratios de Solvencia</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>30/09/2016</b>
- Deuda a Activos	0.30	0.31	0.30	0.28	0.25	0.24	0.29	0.33	0.36	0.36	0.37
- Deuda a Capital	0.44	0.42	0.41	0.37	0.33	0.32	0.38	0.42	0.44	0.45	0.45
- Deuda a Patrimonio	0.77	0.73	0.69	0.60	0.50	0.47	0.61	0.73	0.79	0.82	0.82
- Apalancamiento financiero	2.54	2.37	2.29	2.17	1.99	1.98	2.07	2.17	2.20	2.26	2.24
- Cobertura de interés	5.69	6.07	7.40	10.06	11.04	12.02	12.16	12.38	12.33	10.28	6.38
- Endeudamiento neto (Deuda neta/patrimor	0.70	0.69	0.69	0.60	0.49	0.45	0.58	0.71	0.77	0.79	0.80

## Anexo 8. Cálculo del costo del *equity* a valor de mercado

Para hallar el costo del *equity* ( $K_e$ ) se ha considerado como modelo el CAPM. Para el cálculo del CAPM hemos empleado la siguiente fórmula:

$$K_e = R_f + \beta (R_m - R_f) + R_{país} * \lambda$$

En donde:

$R_f$ : Rentabilidad esperada de activo sin riesgo

$\beta$ : Beta del activo

$R_m - R_f$ : Prima de riesgo

$R_{país}$ : Riesgo país

Lambda  $\lambda$ : Factor de ajuste

A continuación se describen los parámetros utilizados:

### El beta

**Beta histórico:** la información utilizada en nuestra valorización es la que proporciona Damodarán según cada región e industria. En nuestro caso la región que se ha utilizado es la que engloba a países emergentes y la industria es energía. Se ha verificado que en la información sobre la cual realiza Damodarán su cálculo esté incluida Luz del Sur S.A.A., asimismo se ha considerado betas desapalancados como base para luego realizar el apalancamiento. Bajo este método el valor obtenido es 0,685.

**Beta cualitativo:** Se ha obtenido al aplicar el método NODERFELASE (con sensatez). El resultado obtenido se muestra en la siguiente tabla.

### Cálculo del beta cualitativo

Ponderación			Riesgo					Riesgo Ponderado
			bajo	normal	notable	alto	muy alto	
			1	2	3	4	5	
25%	N	Negocio: sector/producto				4		1.0
10%	O	Apalancamiento Operativo		2				0.2
10%	D	Directivos					5	0.5
5%	E	Exposición a otros riesgos (divisas)		2				0.1
15%	R	Riesgo País				4		0.6
5%	F	Flujos, Estabilidad				4		0.2
15%	E	Endeudamiento asignado		2				0.3
5%	L	Liquidez de inversión				4		0.2
5%	A	Acceso a fuentes de fondo				4		0.2
2%	S	Socios					5	0.1
3%	E	Estrategia					5	0.2
								3.6
Beta de los recursos propios			3.6	*	0.25	0.8875		

Fuente: Elaboración propia 2017.

**Beta según Bloomberg:** Este dato ha sido obtenido directamente de la página de Bloomberg cuyo resultado es 0,82.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los betas según las diferentes metodologías utilizadas.

### Resumen de betas

Betas	
Deuda (000) S/.	1,688,480
Equity (000) S/.	5,570,719
D/E	0.30
T(combinada)	0.32
	0.33
Beta desapalancado	0.57
Beta Apalancado Damodarán	0.685
	0.682
Beta Cualitativo	0.89
Beta Bloomberg	0.82

Fuente: Damodarán y Bloomberg. Elaboración propia 2017.

### Tasa libre de Riesgo (Rf)

La tasa libre de riesgo (Rf) es la tasa que asumimos de activos que estén libres de algún riesgo predeterminado, para nuestra valorización hemos considerado la tasa de bonos del tesoro americano a 20 años al 30 de septiembre del 2016, el periodo escogido, a largo plazo, está en función a que estamos proyectando nuestros flujos a perpetuidad. El valor asignado para esta tasa es 1,99%.

### Prima de riesgo (Rm-Rf)

Hemos considerado como prima de riesgo la diferencia del promedio aritmético entre los rendimientos de las acciones de Standard & Poors y de los T-bonds del periodo 1928-2015. Para escoger el horizonte de tiempo se ha tenido en cuenta la volatilidad de las acciones en periodos cortos por ese motivo se ha visto por conveniente usar un periodo de largo plazo teniendo en cuenta además que estamos asignando perpetuidad a los flujos de Luz del Sur S.A.A. El valor que estamos considerando es de 6,18%

### Riesgo país

Para el cálculo del riesgo país se ha considerado el EMBI.

### **Lambda ( $\lambda$ )**

El Lambda es un factor de ajuste del EMBIG dado que este es un *spread* calculado sobre bonos (renta fija) y el Ke busca determinar el costo de capital (renta variable). Este factor se obtiene al dividir la volatilidad del retorno del IGBVL y un bono global del Perú. El bono que hemos usado es el Bono Perú 33 años con código US715638AP79.

A continuación se muestran los resultados al realizar el cálculo del Lambda

$$\text{Lambda} = \frac{\text{Volatilidad acciones}}{\text{Volatilidad bonos}} = \frac{0.01400881}{0.00824341} = 1.69939528$$



## **Anexo 9. Proyección de ventas**

Para proyectar las ventas hemos realizado el Método de Regresión Lineal. De esta forma pronosticaremos, con cierta precisión, el valor de una variable desconocida basándonos en observaciones anteriores de esta y otras variables. Realizamos tres simulaciones las cuales se detallan líneas abajo.

Para las dos primeras simulaciones utilizamos los siguientes datos:

- Frecuencia de datos: Anual
- Periodo de evaluación: 2006-2015.
- Número de observaciones: 10
- Variable dependiente: Crecimiento de ventas de Luz del Sur S.A.A. en puntos porcentuales
- Variables explicativas: Se detallan a continuación:
  - PBI: Crecimiento del PBI Real (Puntos porcentuales)
  - CRECPCC: Crecimiento del consumo real per cápita (en %)
  - Variable binomial para corregir por crisis financiera 2009 (CRISIS)
  - Intercepto
  - Inflación de precios en el sector electricidad

Es importante tener en cuenta la limitación de los datos que no pueden ser proyectados como los precios de energía y la cobertura de electricidad, los que nos ayudarían a realizar una proyección de ventas con los coeficientes resultantes de la regresión.

### **Primera simulación**

Se realizó la regresión usando el *software* de Eviews ingresando las variables explicativas detalladas en los datos del párrafo anterior. Los resultados obtenidos nos mostraran los impactos de las variables explicativas en las ventas de Luz del Sur S.A.A. Se corrieron los siguientes modelos:

- Variable explicativa: PBI. CRECCPC, CRISIS

Dependent Variable: LDS  
 Method: Least Squares  
 Date: 02/21/17 Time: 21:47  
 Sample: 2006 2015  
 Included observations: 10

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
PBI	-2.080468	0.508742	-4.089434	0.0064
CRECCPC	0.248447	0.502645	0.494278	0.6387
C	20.08794	2.526012	7.952434	0.0002
CRISIS	-5.150416	3.288247	-1.566311	0.1683
R-squared	0.835623	Mean dependent var		8.492010
Adjusted R-squared	0.753435	S.D. dependent var		4.968028
S.E. of regression	2.466889	Akaike info criterion		4.932967
Sum squared resid	36.51325	Schwarz criterion		5.054001
Log likelihood	-20.66484	Hannan-Quinn criter.		4.800193
F-statistic	10.16719	Durbin-Watson stat		3.051521
Prob(F-statistic)	0.009096			

**Resultados:** Los resultados obtenidos nos muestran que el PBI tiene un coeficiente negativo, es decir, si el PBI se incrementa las ventas de Luz del Sur S.A.A. disminuyen. Con esta simulación se obtendrían tasas de crecimiento de 10,75%, 11,79% y 12,21% para los años 2017, 2018, 2019 lo que es poco coherente con la tasa proyectada para el 2016, luego de considerar las tasas de crecimiento de la empresa en el 2014 y 2015. Por lo tanto, esta opción quedó descartada.

**Segunda simulación**

En este segundo modelo se vio por conveniente incorporar la inflación en energía puesto que los incrementos de ventas en los últimos dos años en Luz del Sur S.A.A. se han visto influenciados por el incremento en precio de las tarifas. Las ventas en el 2015 fueron 15% mayores al año anterior, 3,6% corresponde al volumen físico y 11,14% al incremento en precios de venta de energía. Ver memoria la memoria anual de Luz del Sur S.A.A. del 2015.

- Variable explicativa: PBI. CRECCPC. CRISIS. Inflación de energía

Dependent Variable: LDS  
 Method: Least Squares  
 Date: 02/21/17 Time: 21:47  
 Sample: 2006 2015  
 Included observations: 10

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
PBI	-2.034666	0.735522	-2.766289	0.0395
CRECCPC	0.219546	0.628169	0.349501	0.7410
C	19.85787	3.670312	5.410404	0.0029
CRISIS	-4.839331	4.858672	-0.996019	0.3650
INFL_EN	0.017711	0.185840	0.095302	0.9278
R-squared	0.835922	Mean dependent var		8.492010
Adjusted R-squared	0.704659	S.D. dependent var		4.968028
S.E. of regression	2.699891	Akaike info criterion		5.131152
Sum squared resid	36.44704	Schwarz criterion		5.282445
Log likelihood	-20.65576	Hannan-Quinn criter.		4.965185
F-statistic	6.368305	Durbin-Watson stat		3.088838
Prob(F-statistic)	0.033695			

**Resultados:** Los resultados obtenidos al incorporar la inflación en energía no cambian significativamente. El coeficiente del PBI sigue saliendo negativo. Con esta información se valida la correlación negativa, pero se observa que gran parte de la ecuación se representa en la constante, lo que muestra la poca capacidad del modelo.

Como complemento a los modelos explicados se analizó las correlaciones entre el PBI del sector PBI total y ventas de Luz del Sur S.A.A. Se observa correlación negativa tanto con el PBI del sector como con el PBI total. A continuación se muestran los resultados de la correlación entre la variación de las ventas, el PBI del sector y el PBI total.

Correlación ventas vs PBI total	-0,8700477
Correlación ventas vs PBI del Sector	-0,7070794

La conclusión del modelo expuesto considerando la regresión es que este no es explicativo para los fines de proyección de las ventas de Luz del Sur S.A.A.

### **Tercera simulación**

En esta tercera simulación también usamos el Método de Regresión Lineal. Determinamos como variable independiente la cantidad (GWH) y como variable dependiente PBI real. La correlación entre estas variables fue de 0,76, asimismo el R2 obtenido fue de 0,523.

Con los resultados obtenidos en esta tercera simulación, se concluye que este modelo es el que mejor explica nuestra proyección de ingresos puesto que la correlación es alta y el R2 aceptable. Asimismo, se ha considerado un crecimiento de 5% en los últimos 5 años que es cercano al g de 3,73%.

## **Anexo 10. Otros parámetros de valorización**

### **Wd y We**

Para el cálculo de los pesos (Wd y We) se ha considerado la deuda y el capital expresado a valores de mercado. En el caso de la deuda está compuesta por bonos y préstamos financieros. En el caso de los bonos se ha realizado la valorización considerando el Método Full Valuación.

### **Costo de la deuda (Kd)**

El costo de la deuda se ha calculado considerando un bono emitido con una calificación igual a la de los bonos de Luz del Sur, es decir AAA. El bono que hemos usado es el de Johnson & Johnson con código 478160BH6 y vencimiento 5 de diciembre 2023.

### **Efecto corrección de moneda**

Con la finalidad de corregir el efecto de la moneda en la valorización, puesto que nuestro trabajo consiste en valorizar la empresa peruana Luz del Sur S.A.A., hemos añadido el siguiente factor de ajuste:

1+Inf de Perú	1.0280685	1.0062
1+Inf de EEUU	1.0217793	

Este factor se ha calculado con los datos del Banco Mundial que comprende el promedio del índice anual de precios al consumidor del 2007 al 2015 para Perú y EE.UU.

**Impuesto a la Renta:** Se han considerado los impuestos efectivos contables. En estricto debería utilizarse la tasa efectiva del impuesto corriente, ya que de ella es la que se determina el impuesto a pagar en el año y es la que afecta la caja. Sin embargo, al no tener acceso a la información tributaria se está utilizando la tasa efectiva contable estimada, considerando el incremento de tasa a 29,75% a partir de 2017.

**Demás cuentas de estado de resultados:** Siendo la empresa estable en sus indicadores se proyectó las demás cuentas del estado de pérdidas y ganancias en función a su participación sobre las ventas. La proyección del estado de resultados se muestra en el anexo 11.

**CAPEX:** Se realizó el cálculo teniendo en cuenta las ventas históricas, tomándose el promedio de los últimos 10 años y se proyectó en función a la proporción que cada tipo de activo tiene sobre el activo fijo total. No consideramos que la compañía tenga grandes proyectos a desarrollar, sin embargo tiene una política de mejora continua en sus costos para lo cual invierte en tecnología.

**Depreciación:** En función al promedio de tasas que usa Luz del Sur S.A.A. para cada tipo de activo.

**Cuentas por cobrar y por pagar, inventarios:** Para estos rubros se consideraron los días promedios de cobro, días promedio de pago y los días promedio de rotación de inventarios de los últimos nueve años respectivamente. En la siguiente tabla se observa los ratios de actividad calculados del 2007 al 2015.

### Ratios de actividad

Ratios de Actividad	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
- Rotación de inventarios		54	50	51	54	57	74	79	74	69
- Días de inventarios		7	7	7	7	6	5	5	5	5
- Rotación de cuentas por cobrar		7	7	7	7	7	7	7	7	7
- Días pendientes de ventas		51	53	51	51	51	50	53	52	51
- Rotación de cuentas por pagar		6	10	11	10	9	9	9	9	9
- Días de cuentas por pagar		56	37	33	35	40	42	42	40	42

Fuente: Elaboración propia 2017.

**Demás cuentas del estado de situación financiera:** Se han considerado promedios históricos de los últimos diez años para algunas cuentas (otras cuentas por cobrar, cuentas por cobrar a entidades relacionadas y para los otros activos no financieros) y en algunos otros casos (propiedades de inversión y activos intangibles) se calcularon los crecimientos promedio. La proyección del estado de situación financiera se muestra en el anexo 12.

**G:** Para el cálculo del G se ha utilizado el promedio de las expectativas (encuesta al 31 de marzo 2017) del PBI de los próximos tres años 2017 a 2019, el cual es de 3,73%.

**Perpetuidad:** Se ha tomado un flujo equivalente al del último año y se multiplicado por el factor resultante de dividir  $(1+g)/(tasa\ de\ descuento - g)$ .

## Anexo 11. Proyección del estado de resultados 2016-2025

<b>ESTADO DE RESULTADOS</b> <b> Consolidada   Anual al 31 de</b> <b>Diciembre ( en miles de</b> <b>NUEVOS SOLES )</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
Ingresos de actividades ordinarias:	3,248,285	3,540,889	3,855,407	4,178,041	4,374,706	4,589,909	4,815,698	5,052,594	5,301,145	5,561,921
- Distribución de energía	3,138,002	3,420,672	3,724,511	4,036,191	4,226,179	4,434,076	4,652,199	4,881,053	5,121,164	5,373,088
- Generación de energía	104,866	114,312	124,465	134,881	141,230	148,178	155,467	163,115	171,139	179,557
- Alquileres	5,418	5,906	6,430	6,968	7,296	7,655	8,032	8,427	8,842	9,277
Costo de Ventas:	-2,313,328	-2,521,712	-2,745,701	-2,975,471	-3,115,530	-3,268,791	-3,429,591	-3,598,301	-3,775,311	-3,961,028
Ganancia (Pérdida) Bruta:	934,957	1,019,178	1,109,706	1,202,570	1,259,176	1,321,118	1,386,107	1,454,293	1,525,834	1,600,893
Gastos de Ventas y Distribución	-61,593	-67,142	-73,105	-79,223	-82,952	-87,033	-91,314	-95,806	-100,519	-105,464
Gastos de Administración	-126,615	-138,020	-150,279	-162,855	-170,521	-178,910	-187,711	-196,945	-206,633	-216,798
Ganancia (Pérdida) por Venta de Activos										
Otros Ingresos Operativos	38,013	41,437	45,118	48,893	51,195	53,713	56,356	59,128	62,037	65,088
Otros Gastos Operativos	-20,204	-22,024	-23,981	-25,988	-27,211	-28,549	-29,954	-31,427	-32,973	-34,595
Ganancia (Pérdida) por actividades de operación / EBIT	764,558	833,429	907,458	983,397	1,029,687	1,080,339	1,133,484	1,189,243	1,247,745	1,309,125
Ingresos Financieros	26,730	29,138	31,726	34,381	36,000	37,770	39,629	41,578	43,623	45,769
Gastos Financieros	-83,000	-90,477	-98,513	-106,757	-111,782	-117,281	-123,051	-129,104	-135,455	-142,118
Resultado antes de Impuesto a las Ganancias	708,288	772,090	840,671	911,021	953,904	1,000,829	1,050,062	1,101,717	1,155,914	1,212,776
Participación de los trabajadores										
Gasto por Impuesto a la ganancia	-205,441	-223,947	-243,839	-264,244	-276,682	-290,293	-304,573	-319,556	-335,276	-351,769
<b>Ganancia (Pérdida) Neta de Operaciones Continuas</b>	<b>502,847</b>	<b>548,143</b>	<b>596,832</b>	<b>646,777</b>	<b>677,221</b>	<b>710,535</b>	<b>745,489</b>	<b>782,161</b>	<b>820,638</b>	<b>861,007</b>

## Anexo 12. Proyección del estado de situación financiera 2016-2025

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA   Consolidada   Anual al 31 de Diciembre ( en miles de NUEVOS SOLES )	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>ACTIVOS</b>										
<b>Activos Corrientes</b>										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	108,515	186,260	282,609	402,624	569,682	776,967	1,030,006	1,334,288	1,695,954	2,121,874
Cuentas por Cobrar Comerciales (neto)	477,367	520,368	566,590	614,004	642,906	674,532	707,714	742,528	779,055	817,379
Otras Cuentas por Cobrar (neto)	12,597	12,597	12,597	12,597	12,597	12,597	12,597	12,597	12,597	12,597
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	3,846	3,846	3,846	3,846	3,846	3,846	3,846	3,846	3,846	3,846
Inventarios	40,018	43,623	47,498	51,473	53,896	56,547	59,329	62,247	65,309	68,522
Activos por Impuestos a las Ganancias										
Gastos Pagados por Anticipado										
Otros Activos no financieros	5,708	5,708	5,708	5,708	5,708	5,708	5,708	5,708	5,708	5,708
<b>Total Activos Corrientes</b>	<b>648,051</b>	<b>772,403</b>	<b>918,848</b>	<b>1,090,251</b>	<b>1,288,634</b>	<b>1,530,197</b>	<b>1,819,199</b>	<b>2,161,214</b>	<b>2,562,469</b>	<b>3,029,926</b>
<b>Activos No Corrientes</b>										
Otras Cuentas por Cobrar	37,477	37,477	37,477	37,477	37,477	37,477	37,477	37,477	37,477	37,477
Propiedades de Inversión	73,586	85,623	99,629	115,926	134,889	156,953	182,627	212,501	247,262	287,708
Propiedades, Planta y Equipo (neto)	3,847,444	4,134,738	4,443,906	4,774,736	5,112,402	5,458,236	5,812,639	6,176,033	6,548,861	6,931,587
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12,392	14,107	16,060	18,282	20,812	23,692	26,971	30,703	34,952	39,789
<b>Total Activos No Corrientes</b>	<b>3,970,899</b>	<b>4,271,945</b>	<b>4,597,071</b>	<b>4,946,420</b>	<b>5,305,579</b>	<b>5,676,358</b>	<b>6,059,714</b>	<b>6,456,714</b>	<b>6,868,552</b>	<b>7,296,560</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>	<b>4,618,950</b>	<b>5,044,348</b>	<b>5,515,919</b>	<b>6,036,671</b>	<b>6,594,213</b>	<b>7,206,555</b>	<b>7,878,913</b>	<b>8,617,928</b>	<b>9,431,021</b>	<b>10,326,486</b>
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>										
<b>Pasivos Corrientes</b>										
Sobregiros Bancarios										
Otros Pasivos Financieros	367,680	413,024	463,960	521,178	585,452	657,653	738,758	829,865	932,207	1,047,171
Cuentas por Pagar Comerciales	278,257	303,322	330,264	357,902	374,749	393,184	412,525	432,819	454,110	476,449
Otras Cuentas por Pagar	226,898	254,880	286,313	321,622	361,286	405,842	455,892	512,115	575,271	646,216
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras provisiones	8,710	8,710	8,710	8,710	8,710	8,710	8,710	8,710	8,710	8,710
Pasivos por Impuestos a las Ganancias	19,803	19,803	19,803	19,803	19,803	19,803	19,803	19,803	19,803	19,803
Provisión por Beneficios a los Empleados										
<b>Total Pasivos Corrientes</b>	<b>901,348</b>	<b>999,739</b>	<b>1,109,050</b>	<b>1,229,215</b>	<b>1,350,000</b>	<b>1,485,191</b>	<b>1,635,688</b>	<b>1,803,311</b>	<b>1,990,101</b>	<b>2,198,350</b>
<b>Pasivos No Corrientes</b>										
Otros Pasivos Financieros	1,404,341	1,577,531	1,772,080	1,990,621	2,236,113	2,511,881	2,821,658	3,169,638	3,560,532	3,999,634
Otras Cuentas por Pagar	54,694	61,440	69,017	77,528	87,089	97,829	109,894	123,447	138,671	155,772
Otras provisiones	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634
Pasivos por impuestos diferidos	329,181	329,181	329,181	329,181	329,181	329,181	329,181	329,181	329,181	329,181
<b>Total Pasivos No Corrientes</b>	<b>1,789,850</b>	<b>1,969,785</b>	<b>2,171,911</b>	<b>2,398,963</b>	<b>2,654,017</b>	<b>2,940,525</b>	<b>3,262,367</b>	<b>3,623,899</b>	<b>4,030,018</b>	<b>4,486,221</b>
<b>Total Pasivos</b>	<b>2,691,198</b>	<b>2,969,524</b>	<b>3,280,961</b>	<b>3,628,178</b>	<b>4,004,017</b>	<b>4,425,716</b>	<b>4,898,055</b>	<b>5,427,210</b>	<b>6,020,119</b>	<b>6,684,570</b>
<b>Patrimonio</b>										
Capital Emitido	331,127	331,127	331,127	331,127	331,127	331,127	331,127	331,127	331,127	331,127
Capital Adicional										
Resultados no Realizados										
Otras Reservas de Capital	143,321	143,321	143,321	143,321	143,321	143,321	143,321	143,321	143,321	143,321
Resultados Acumulados	1,174,971	1,322,042	1,482,176	1,655,711	1,837,414	2,028,056	2,228,077	2,437,936	2,658,119	2,889,134
Otras Reservas de Patrimonio	278,334	278,334	278,334	278,334	278,334	278,334	278,334	278,334	278,334	278,334
<b>Total Patrimonio</b>	<b>1,927,752</b>	<b>2,074,823</b>	<b>2,234,958</b>	<b>2,408,493</b>	<b>2,590,196</b>	<b>2,780,838</b>	<b>2,980,858</b>	<b>3,190,718</b>	<b>3,410,901</b>	<b>3,641,916</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>4,618,950</b>	<b>5,044,348</b>	<b>5,515,919</b>	<b>6,036,671</b>	<b>6,594,213</b>	<b>7,206,555</b>	<b>7,878,913</b>	<b>8,617,928</b>	<b>9,431,021</b>	<b>10,326,486</b>

## **Anexo 13. Otros métodos de valorización**

### **Valorización con el Método de Descuento de Dividendos**

Bajo el Método de Descuento de Dividendos el valor de la empresa es de S/. 7.729.499. Este valor se ha hallado considerando un *payout* de 73%, que corresponde al promedio de dividendos que ha pagado la empresa en los últimos 10 años. La tasa de crecimiento para la perpetuidad es de 2,03% que corresponde al promedio de crecimiento de los dividendos de los dos últimos años. El flujo de los dividendos de los próximos 10 años ha sido descontado a una tasa del Ke de 10,63% de Bloomberg. En la tabla siguiente se muestran los datos relevantes del cálculo.

### **Cálculo del valor de la empresa por el método de DDM**

Valor de la Accion S/. (descontando dividendos)	12.41
Numero de Acciones	486,951
Valor de mercado del capital S/.000	6,041,018
Valor de mercado de la deuda S/.000	1,688,481
<b>Valor de la Empresa bajo DDM al 31.12.2015 (S/.00</b>	<b>7,729,499</b>

Fuente: Elaboración propia 2017.

### **Valoración con el Método de Múltiplos Comparables**

Para calcular el valor de la empresa bajo este método hemos considerado tres empresas del sector eléctrico Edelnor, Engie y Chilectra (la última de Chile). Se han utilizado dos tipos de múltiplos: EV/EBITDA y PER. Los valores hallados para la empresa fueron de S/ 7.617.241 y S/ 6.363.116 y los valores por acción de S/ 12,28 y 9,70, respectivamente. Estos métodos han sido utilizados a fin de analizar los valores obtenidos, sin embargo no los consideramos muy precisos. Para el caso del múltiplo EV/EBITDA, el tamaño de las empresas es distinto y pueden encontrarse indistintamente en la generación como en la distribución. En el caso del PER, el volumen de capitalización bursátil es muy variado entre las empresas que cotizan. No existen empresas comparables que tengan características similares a Luz del Sur S.A.A. que puedan ofrecernos resultados más precisos.



1.EV / EBITDA	
Edelnor	7.30
Engie	8.80
Chilectra	15.20
Promedio	10.43

2. PER	
Edelnor	10.60
Engie	10.00
Chilectra	12.10
Promedio	10.90

Aplicando múltiplos a Luz del Sur S.A.A.:

EBITDA	730,087
Múltiplo	10.43
<b>EV</b>	<b>7,617,241</b>
VM Deuda	-1,688,481
Caja	49,425
Equity Value	5,978,185
N° acciones	486,951
<b>Valor de la acción</b>	<b>12.28</b>

Utilidad neta	433,400
Múltiplo	10.90
Equity Value	4,724,060
VM Deuda	1,688,481
Caja	-49,425
<b>EV</b>	<b>6,363,116</b>
N° acciones	486,951
<b>Valor de la acción</b>	<b>9.70</b>

Fuente: Elaboración propia 2017.

#### Anexo 14. Necesidades operativas de fondos y fondo de maniobra 2015

FdM 196	{	ACTIVO CIRCULANTE 599	] NOF 115	PASIVO CIRCULANTE (796) :	
				Pasivos operativos	485
				Pasivos negociados	311
		ACTIVO FIJO NETO 3,728		CAPITALES PERMANENTES (3,532):	
				Patrimonio	1,913
				Deuda Financiera LP	1,250
				Otros LP	369

Fuente: Elaboración propia 2017.

## **Notas biográficas**

### **Roxana Isabel Sánchez Silva**

Nació en Lima, el 8 de marzo 1969. Contadora de la Pontificia Universidad Católica del Perú. MBA otorgado por Centrum Católica (Beta Gamma Sigma) y cuenta con diversos estudios en Finanzas y Administración.

Cuenta con más de 20 años de experiencia en empresas de diferentes sectores tales como consultoría, minería, productos masivos, farmacéutica y entretenimiento. Actualmente se desempeña como Gerente de Administración y Finanzas en Iber Perú y Corporación PJ.

### **Norka Elva Silva Suárez**

Nació en Lima, el 21 de marzo de 1966. Licenciada en Administración de la Universidad del Pacífico. Cuenta con varios cursos de especialización y actualización en finanzas y administración.

Cuenta con más de 25 años de experiencia a nivel gerencial en empresas del sector financiero, industrial, comercialización y servicios. Actualmente se desempeña como Directora de Administración de Pregrado de la Universidad Científica del Sur y lidera el proceso de licenciamiento institucional que es otorgado por SUNEDU.

### **Claudia Liliana Suárez Gutiérrez**

Nació en Lima, el 22 de octubre de 1974. Abogada por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Cursó la Maestría en Asesoría Fiscal en la Universidad de Navarra, España (cum laude) y cuenta con diversos estudios de postgrado en derecho, contabilidad y liderazgo en la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, la Escuela de Administración de Negocios – ESAN, SDA Bocconi School of Management, Italia e IESE Business School, España.

Cuenta con 9 años de experiencia como asesora externa en materia tributaria y 8 como Gerente de Impuestos, ambos en el sector privado. Asimismo, con 18 años como docente universitaria. Actualmente, se desempeña como Superintendente Nacional de Tributos Internos en la SUNAT.